

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

GENERAR UN MODELO ANALÍTICO QUE PERMITA ESTIMAR PRESIÓN MÍNIMA DE MISCIBILIDAD Y RECOBROS UTILIZANDO DISTINTOS GASES DE INYECCIÓN EN YACIMIENTOS DE CRUDO

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela por los Brs.
Landáez I., Rosa I. y Medina M., Elías E.
para optar al Título de Ingeniero Petrolero.

Caracas, 2005

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

GENERAR UN MODELO ANALÍTICO QUE PERMITA ESTIMAR PRESIÓN MÍNIMA DE MISCIBILIDAD Y RECOBROS UTILIZANDO DISTINTOS GASES DE INYECCIÓN EN YACIMIENTOS DE CRUDO

Tutor académico: Ing. Freddy Paz

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela por los Brs.
Landáez I., Rosa I. y Medina M., Elías E.
para optar al Título de Ingeniero Petrolero.

Caracas, 2005

Landáez I. Rosa I.

Medina M. Elías E.

**“GENERAR UN MODELO ANALÍTICO QUE PERMITA ESTIMAR
PRESIÓN MÍNIMA DE MISCIBILIDAD Y RECOBROS UTILIZANDO
DISTINTOS GASES DE INYECCIÓN EN YACIMIENTOS DE
CRUDO”**

Tutor Académico: Ing. Paz, Freddy.

Tesis. Caracas, U.C.V. Facultad de Ingeniería. Escuela de Petróleo.

Mayo 2005.

Palabras Clave: MISCIBILIDAD, INYECCIÓN DE GAS, SOFTWARE,
CORRELACIONES, COMPOSICIÓN.

Resumen. En este trabajo de tesis se presenta un software programado en Visual Basic 6.0, el cual es práctico, eficiente y de fácil manejo para el usuario y radica en un entorno visual de cuarta generación del lenguaje Basic.

Dicho software está compuesto por dos módulos principales, uno para la estimación de la Presión Mínima de Miscibilidad (PMM) y el otro, de parámetros de Presión, Volumen y Temperatura (PVT), además de otros módulos composicionales con los que el usuario puede determinar propiedades del crudo, como su peso molecular, su densidad, gravedad específica y punto crítico, y de un módulo de recobro de petróleo.

El módulo de PVT consta a su vez de cuatro pruebas como son: Punto crítico, Punto de saturación, Prueba de separador y Viscosidad, que requieren como data de entrada la composición del crudo y temperatura del yacimiento, además de otros parámetros necesarios para aplicar las diferentes correlaciones.

El módulo de PMM consta de tres sub-módulos, cada uno está referido, dependiendo del gas de inyección que se va a utilizar. Estos son: Nitrógeno, Dióxido de Carbono y Gas Natural. Para los tres casos se le presenta al usuario un módulo composicional que le permite ingresar las fracciones de cada uno de los componentes que forman al crudo, inclusive su fracción plus, si la contiene. En el módulo de Gas Natural se le permite al usuario además incluir la composición del gas. Con los datos ingresados se calculará, mediante correlaciones de PMM, la presión mínima de miscibilidad.

El método fue validado por comparación con datos experimentales. Se realizó la revisión de conceptos de miscibilidad y de los mecanismos utilizados para explicar su generación en sistemas crudo/gas de inyección, además de los conceptos que involucran los parámetros del yacimiento.

DEDICATORIA

A Dios, a mis padres y a mi hermana Sandra por todo su apoyo incondicional, porque a ellos les debo parte de este logro, y a todas aquellas personas que siempre creyeron en mí y me impulsaron a continuar.

Rosa Isela Landáez Irazábal

A mi madre y a mi abuela que me han dado todo en la vida y que me han permitido llegar hasta aquí.

Elías Enrique Medina Muñoz

AGRADECIMIENTOS

A la Universidad Central de Venezuela, a mi tutor académico Dr. Ing. Freddy Paz, a todas aquellas personas que contribuyeron de alguna forma para la realización de este trabajo especial de Grado, a la familia Salazar Bello por su amistad a prueba de todo, a la familia La Cruz y a mi compañero de tesis Elías por todo su apoyo, dedicación y colaboración.

Rosa Isela Landáez Irazábal

A la “Casa que Vence las Sombras”, la Universidad Central de Venezuela, al tutor académico Ing. Freddy Paz, al Vice Rectorado de la Universidad y a la O.P.S.U. por las ayudas económicas aportadas en la realización y culminación de este trabajo, a Rosa por compartir conmigo esta grata experiencia de realizar nuestro trabajo de tesis, a María Salcedo por su ayuda incondicional en todo momento, a la Sra. Luisa, Sandra, Roger y Johana por todo su apoyo emocional y a todos mis demás seres queridos, amigos y familiares que me apoyaron a lo largo de todos estos años de vida universitaria.

Elías Enrique Medina Muñoz

CONTENIDO

	Pág
RESUMEN	i
DEDICATORIA	ii
AGRADECIMIENTOS	iii
LISTAS DE FIGURAS	x
LISTA DE TABLAS	xviii
LISTA DE ECUACIONES	xxi
INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO I	
EL PROBLEMA	
1.1. Planteamiento del problema	4
1.2. Objetivos	
1.2.1. Objetivos generales	4
1.2.2. Objetivos específicos	4
1.3. Justificación	5
CAPÍTULO II	
MARCO TEÓRICO	
2.1. Conceptos básicos sobre miscibilidad para sistemas crudo/gas de inyección	
2.1.1. Diagrama pseudoternario	6
2.1.2. Miscibilidad	10
2.1.3. Tensión interfacial	10

2.1.4. Fuerzas capilares	10
2.1.5. Procesos de desplazamientos miscibles	
2.1.5.1. Miscibilidad al primer contacto	11
2.1.5.2. Procesos de miscibilidad para múltiples contactos	12
2.1.6. Miscibilidad de un fluido en el yacimiento	18
2.1.7. Estudios experimentales	23
2.1.7.1. Tubo delgado (SLIM TUBE)	24
2.1.7.2. El aparato de la burbuja ascendente	32
2.2. Consideraciones generales sobre la selección del fluido a inyectar	34
2.2.1. Disponibilidad	34
2.2.2. Inyectividad de fluidos	34
2.2.3. Eficiencia de barrido	35
2.2.4. Eficiencia de desplazamiento	35
2.2.5. Facilidades de inyección	35
2.2.6. Facilidades de producción	35
2.2.7. Costo del fluido de inyección y su tratamiento	35
2.3. Inyección de agua vs. inyección de gas	
2.3.1. Eficiencia de desplazamiento	36
2.3.2. Imbibición	36
2.3.3. Segregación gravitacional	36
2.3.3.1. Yacimientos horizontales	37
2.3.3.2. Yacimientos inclinados	37
2.3.4. Yacimientos oleófilos	37

2.3.5. Vaporización de hidrocarburos	37
2.3.6. Propiedades petrofísicas	38
2.3.7. Saturación connata de agua	38
2.3.8. Variación vertical de permeabilidad	38
2.3.9. Contenido de arcillas	38
2.3.10. Corrosión de las tuberías de inyección	39
2.3.11. Profundidad del yacimiento	39
2.3.12. Presencia de un acuífero	39
2.3.13. Presencia de una capa de gas	39
2.3.14. Petróleo del ático	40
2.3.15. Desinfe del yacimiento	40
2.3.16. Disponibilidad del fluido de inyección	40
2.3.17. Criterios generales de aplicación	40
CAPÍTULO III	
EL SOFTWARE	
3.1. Instalación	43
3.2. Inicialización	45
3.3. Descripción y funcionamiento	46
3.3.1. Módulo de presión mínima de miscibilidad	47
3.3.1.1. Correlaciones para la estimación de PMM con CO ₂ como gas de inyección	48
3.3.1.1.1. Formulario de composición del crudo	50

3.3.1.1.2. Limitaciones de las correlaciones para el cálculo de PMM, para los diferentes gases de inyección	53
3.3.1.1.3. Opciones de correlación de CO ₂ para el cálculo de PMM	54
3.3.1.2. Correlaciones para la estimación de PMM con N ₂ como gas de inyección	60
3.3.1.2.1. Opciones de correlación de N ₂ para el cálculo de PMM	61
3.3.1.3. Hoja de resultados para la inyección de CO ₂ y N ₂	67
3.3.1.4. Correlaciones para la estimación de PMM con Gas Natural como gas de inyección	69
3.3.1.4.1. Formulario de composición del gas natural	70
3.3.1.4.2. Opciones de correlación de gas natural para el cálculo de PMM	73
3.3.1.5. Hoja de resultados para la inyección de gas natural	78
3.3.2. Módulo de simulación PVT	80
3.3.2.1. Pruebas de simulación PVT	80
3.3.2.1.1. Parámetros PVT	83
3.3.2.1.1.1. Determinación de la presión de burbujeo	84
3.3.2.1.1.2. Determinación de la presión de rocío	90
3.3.2.1.1.3. Determinación de la relación petróleo-gas en solución	92
3.3.2.1.1.4. Determinación de la relación agua- gas en solución	95
3.3.2.1.1.5. Determinación del factor de compresibilidad de los gases	97
3.3.2.1.1.6. Determinación del factor volumétrico del gas	98
3.3.2.1.1.7. Determinación del factor volumétrico del petróleo	99
3.3.2.1.1.8. Determinación del factor volumétrico total	105

3.3.2.1.1.9. Determinación del factor volumétrico del agua	107
3.3.2.1.1.10. Determinación de la viscosidad del petróleo	110
3.3.2.1.1.11. Determinación de la viscosidad del gas	115
3.3.2.1.1.12. Determinación de la viscosidad del agua	116
3.3.2.1.1.13. Determinación de la compresibilidad del petróleo	118
3.3.2.1.1.14. Determinación de la compresibilidad del gas	120
3.3.2.1.1.15. Determinación de la compresibilidad del agua	121
3.3.2.1.1.16. Determinación de la densidad del petróleo	123
3.3.2.1.1.17. Determinación de la densidad del gas	125
3.3.2.1.1.18. Determinación de la densidad del agua	127
3.3.2.1.2. Prueba de punto crítico	128
3.3.2.1.2.1. Formulario de condiciones críticas de crudo	128
3.3.2.1.3. Prueba de saturación	131
3.3.2.1.4. Prueba del separador	132
3.3.2.1.5. Prueba de viscosidad	135
3.3.3. Módulo de condiciones críticas	136
3.3.3.1. Condiciones críticas de crudo	136
3.3.3.2. Condiciones críticas de gas natural de inyección	137
3.3.3.2.1. Formulario de condiciones críticas de gas natural de inyección	137
3.3.4. Módulo de cálculo de porcentaje de recobro	139
3.4. Ejecutar el Manual del Proyecto PMM	141
3.5. El “Acerca de Proyecto PMM”	143

CAPÍTULO IV	
PROBLEMAS TIPO Y CORRIDAS CON EL SOFTWARE	
4.1. Problemas de presión mínima de miscibilidad	145
4.2. Corridas del módulo de PVT	171
4.3. Problema de porcentaje de recobro de crudo	176
CONCLUSIONES	178
RECOMENDACIONES	180
GLOSARIO	181
BIBLIOGRAFÍA	187
NOMENCLATURA	196
APÉNDICE A. Correlaciones numéricas para estimar PMM	198
APÉNDICE B. Correlaciones numéricas para la estimación de las propiedades PVT	211
APÉNDICE C. Predicción del recobro de crudo a partir de correlaciones	253

LISTA DE FIGURAS

CAPÍTULO II. MARCO TEÓRICO

	Pág
FIG. 2.1.- Diagrama Pseudoternario	6
FIG. 2.2.- Efecto de la presión en el diagrama pseudoternario a T constante	8
FIG. 2.3.- Diagrama pseudoternario del crudo “A” dado a 293 °F y 2290 psia	9
FIG. 2.4.- Diagrama del proceso de miscibilidad al primer contacto	11
FIG. 2.5.- Diagrama del proceso de vaporización	12
FIG. 2.6.- Representación de un proceso inmisible dado P1 y T	14
FIG. 2.7.- Definición de PMM en un diagrama ternario dado P2 y T	15
FIG. 2.8.- Diagrama del proceso de condensación	16
FIG. 2.9.- Variación de los grupos de componentes en contacto con el petróleo al punto de inyección en función del volumen de gas inyectado para contactar el crudo	20
FIG. 2.10.- Diagrama de fase de crudo y de gas rico de inyección determinado experimentalmente durante la prueba de contacto	21
FIG. 2.11.- Diagrama esquemático del aparato Slim Tube	24
FIG. 2.12.- Grafico de recobros a diferentes presiones	27
FIG. 2.13.- Relación gas/petróleo producida en procesos de desplazamiento por gas a dos diferentes presiones	28
FIG. 2.14.- Determinación de PMM mediante el ploteo del último recobro vs. la presión	29
FIG. 2.15.- Variaciones de la relación gas/petróleo producidas con el volumen de gas rico inyectado	30

FIG. 2.16.- Concentración de metano y nitrógeno en el gas producido	31
FIG. 2.17.- Diagrama esquemático del aparato de la burbuja ascendente mostrando fases de fluidos al comienzo del experimento	33

CAPÍTULO III. EL SOFTWARE

	Pág
FIG.3.1.- Bienvenidos al programa de instalación de Proyecto PMM	43
FIG.3.2.- Selección de carpeta de instalación	43
FIG.3.3.- Selección del grupo de programa	44
FIG.3.4.- Instalación correcta	44
FIG.3.5.- Ubicación de la aplicación Proyecto PMM	45
FIG.3.6.- Presentación del Proyecto PMM	45
FIG.3.7.- Menú principal del Proyecto PMM	46
FIG.3.8.- Data de temperatura y °API	47
FIG.3.9.- Selección de los gases de inyección	47
FIG.3.10.- Correlaciones inyección de CO2 puro	48
FIG.3.11.- Formulario de composición de crudo	50
FIG.3.12.- Mensaje de limitación de correlación	53
FIG.3.13.- Intervalos de limitación de correlación	53
FIG.3.14.- Petroleum Recovery Institute (PRI)	54
FIG.3.15.- Yelling W.F., Metcalfe R.S.	54
FIG.3.16.- Johnson J.P., Pollin J.S.	56

FIG.3.39.- Correlaciones para determinar Pb	84
FIG.3.40.- Standing	85
FIG.3.41.- Lasater	86
FIG.3.42.- Vázquez-Beggs	86
FIG.3.43.- Ghetto-Paone-Villa	87
FIG.3.44.- Glaso O	87
FIG.3.45.- Mannucci y Rosales	88
FIG.3.46.- Correlación de Total	89
FIG.3.47.- Muhammad Ali Al-Marhoun	89
FIG.3.48.- Correlación para determinar Pr	90
FIG.3.49.- Nemeth-Kennedy	90
FIG.3.50.- Correlaciones para determinar Rs	92
FIG.3.51.- Standing	93
FIG.3.52.- Glaso	93
FIG.3.53.- Mannucci –Rosales	93
FIG.3.54.- Muhammad Ali-Al-Marhoun	93
FIG.3.55.- Vázquez-Beggs	94
FIG.3.56.- Total	94
FIG.3.57.- Correlaciones para determinar Rsw	95
FIG.3.58.- McCain	95
FIG.3.59.- Numbere-Brigham-Standing	96
FIG.3.60.- Ajuste de Beggs-Brill para la determinación del factor Z	97

FIG.3.61.- Determinación de Bg por la Ley General de los Gases Reales	98
FIG.3.62.- Determinación del factor volumétrico del petróleo.	99
FIG.3.63.- Correlaciones para determinar el factor volumétrico del petróleo a presiones por debajo de Pb	100
FIG.3.64.- Standing	101
FIG.3.65.- Glaso O	101
FIG.3.66.- Total	101
FIG.3.67.- Muhammad Ali Al-Marhoun	101
FIG.3.68.- Vázquez-Beggs	102
FIG.3.69.- Mannucci-Rosales	102
FIG.3.70.- Correlaciones para determinar el factor volumétrico del petróleo a presiones por encima de Pb	103
FIG.3.71.- Lineal	104
FIG.3.72.- Exponencial	104
FIG.3.73.- Correlaciones para determinar el factor volumétrico total	105
FIG.3.74.- Glaso O	105
FIG.3.75.- Muhammad Ali Al-Marhoun	105
FIG.3.76.- Correlaciones para determinar el factor volumétrico del agua	107
FIG.3.77.- Numbere, Brightman y Standing	107
FIG.3.78.- McCain	108
FIG.3.79.- Craft-Hawkins	109
FIG.3.80.- Correlaciones para determinar la viscosidad del petróleo	110
FIG.3.81.- Beal	111

FIG.3.82.- Beggs-Robinson	112
FIG.83.- Chew- Connally	113
FIG.3.84.- Vázquez-Beggs	114
FIG.3.85.- Glaso O	114
FIG 3.86.- Correlación para determinar la viscosidad del gas	115
FIG.3.87.- Lee-González-Eakin	115
FIG.3.88.- Correlaciones para determinar la viscosidad del agua	116
FIG.3.89.- Van Wingen	116
FIG.3.90.- Meehan	117
FIG.3.91.- McCain	117
FIG.3.92.- Correlaciones para determinar la compresibilidad del petróleo	118
FIG.3.93.- Vázquez-Beggs	118
FIG.3.94.- McCain-Rollins-Villena	119
FIG.3.95 - Método de Mattar-Brar-Aziz	120
FIG.3.96.- Correlaciones para determinar oompresibilidad del agua.	121
FIG.3.97.- Meehan	122
FIG.3.98.- Osif	122
FIG.3.99.- Correlaciones para determinar la densidad del petróleo	123
FIG.3.100.- Standing	123
FIG.3.101.- Gottfried	124
FIG.3.102.- Leyes para determinar la densidad del gas	125
FIG.3.103.- Ley General de los Gases Reales	125

FIG.3.104.- Ley de la Conservación de Masa	126
FIG.3.105.- Correlación para determinar la densidad del Agua salada McCain	127
FIG.3.106.- Condiciones críticas de crudo	128
FIG.3.107.- Prueba de separador	132
FIG.3.108.- Gravedad API del crudo	134
FIG.3.109.- Prueba de viscosidad	135
FIG.3.110.- Condiciones críticas de gas de inyección Gas Natural (GN)	137
FIG.3.111 - Predicción del recobro a partir de correlaciones	139
FIG.3.112.- Correlaciones Corpoven-Total. Inyección de gas al comienzo de la vida productiva del yacimiento	139
FIG.3.113.- Correlaciones Corpoven-Total. Inyección de gas iniciado luego de un recobro primario del 10% del POES del yacimiento	140
FIG.3.114.- Opción “Manual” en el menú “Archivo”	141
FIG.3.115.- Ruta del manual	141
FIG.3.116.- Seleccionando el archivo del manual del “Proyecto PMM”	142
FIG.3.117.- Se observa la Ruta del archivo del manual y se activa el botón “Abrir”	142
FIG.3.118.- Opción “Acerca de Proyecto PMM” en el menú “Archivo”	143
FIG.3.119.- Acerca de “Proyecto PMM”	144

CAPÍTULO IV. PROBLEMAS TIPO Y CORRIDAS CON EL SOFTWARE

	Pág
FIG. 4.1.- Gas 1	145
FIG. 4.2.- Crudo A	146
FIG. 4.3.- Resultado que arroja el programa para el problema 1 por Firoozabadi	147
FIG. 4.4.- Hoja de Resultado que arroja el programa para el problema 1 por Firoozabadi	148
FIG. 4.5.- Resultado que arroja el programa para el problema 1 por Pedrood	150
FIG. 4.6.- Cálculo de la gravedad específica de la fracción C7+ del Crudo A para el Problema 1	152
FIG. 4.7.- Resultado que arroja el programa para el problema 1 por Glaso O. 1era opción	154
FIG. 4.8.- Resultado que arroja el programa para el problema 1 por Glaso O. 2da opción	154
FIG. 4.9.- Resultado que arroja el programa para el problema 1 por Glaso O. realizando interpolación entre la 1era y 2da opción	155
FIG. 4.10.- Hoja de resultado que arroja el programa para el problema 1 por Glaso O	155

LISTAS DE TABLAS

CAPÍTULO IV. PROBLEMAS TIPOS Y CORRIDAS CON EL SOFTWARE

	Pág
TABLA 4.1.1.- Composición crudo y gas para el problema 1	145
TABLA 4.1.2.- Composición crudo y gas para el problema 2	156
TABLA 4.1.3.- Composición crudo y gas para el problema 3	160
TABLA 4.1.4.- Resultados problemas tipos de PMM	165
TABLA 4.2.1.- Presión de burbujeo	171
TABLA 4. 2.2.- Presión de rocío	171
TABLA 4.2.3.- Relación petróleo-gas en solución	171
TABLA 4.2.4.- Relación agua- gas en solución	172
TABLA 4.2.5.- Factor de compresibilidad de los gases	172
TABLA 4.2.6.- Factor volumétrico del gas	172
TABLA 4.2.7.- Factor volumétrico del petróleo ($P < P_b$)	172
TABLA 4.2.8.- Factor volumétrico del petróleo ($P > P_b$)	173
TABLA 4.2.9.- Factor volumétrico total o bifásico	173
TABLA 4.2.10.- Factor volumétrico del agua	173
TABLA 4.2.11.- Viscosidad del petróleo	173
TABLA 4.2.12.- Viscosidad del gas	174
TABLA 4.2.13.- Viscosidad del agua	174
TABLA 4.2.14.- Compresibilidad del petróleo	174

TABLA 4.2.15.- Compresibilidad del gas	174
TABLA 4.2.16.- Compresibilidad del agua	175
TABLA 4.2.17.- Densidad del petróleo	175
TABLA 4.2.18.- Densidad del gas	175
TABLA 4.2.19.- Densidad del agua	175
TABLA 4.3.1.- Datos del problema	176
TABLA 4.3.2.- Valores de las constantes de la correlación de la Corpoven- Total para inyección de gas para el problema 4.3	177

**APÉNDICE B. CORRELACIONES NUMÉRICAS PARA LA ESTIMACIÓN
DE LAS PROPIEDADES PVT**

	Pág
TABLA B.1.- Valores de las constantes A, B y C para la correlación de Vázquez y Beggs	215
TABLA B.2.- Valores de las constantes A, B, C y D para la correlación de Total	218
TABLA B.3.- Valores de las constantes A, B, C y D para la correlación de Total	224
TABLA B.4.- Valores de las constantes A, B y C para la correlación de Vázquez y Beggs	226

**APENDICE C. PREDICCIÓN DEL RECOBRO DE CRUDO A PARTIR DE
CORRELACIONES**

	Pág
TABLA C.1.- Características del yacimiento modelo	254
TABLA C.2.- Valores de las constantes de la correlación de la corpoven- Total para inyección de gas	256

LISTAS DE ECUACIONES
CAPÍTULO III. EL SOFTWARE

	Pág
3.1.- Determinación de la densidad del agua	127

APÉNDICE A. CORRELACIONES PARA EL CÁLCULO DE PMM

CORRELACIONES INYECCIÓN DE CO₂ PURO

	Pág
A.1.- Petroleum Recovery Institute (P.R.I)	198
A.2.- Yelling W.F, Metcalfe R.S.	198
A.3.1.- Johnson J.P, Pollin J.S.	199
A.3.2.- Variable I para la correlación de Johnson J.P, Pollin J.S.	199
A.4.1.- 1era opción de Alston, R.B, Kokolis GP, James CF.	200
A.4.2.- 2da opción de Alston, R.B, Kokolis GP, James CF.	200
A.5.1.- 1era opción de Glaso O. (1985)	201
A.5.2.- 2da opción de Glaso O. (1985)	201

CORRELACIONES INYECCIÓN DE NITRÓGENO PURO

	Pág
A.6.1.- 1era opción de Glaso O. (1985)	202
A.6.2.- 2da opción de Glaso O. (1985)	202
A.6.3.- 3era opción de Glaso O. (1985)	202

A.7.1.- Hanssen	203
A.8.1.- Hudgins D.A, Llave F.M, Chung F.T.	203
A.8.2.- Variable R1 para la correlación de Hudgins D.A, Llave F.M, Chung F.T.	204
A.8.3.- Variable R2 para la correlación de Hudgins D.A, Llave F.M, Chung F.T.	204
A.9.1.- 1era opción de Glaso O. (1990)	204
A.9.2.- Constante A requerida para el calculo de PMM por Glaso O. (1990)	204
A.9.3.- 2da opción de Glaso O. (1990)	205
A.9.4.- Constante B requerida para el cálculo de PMM por Glaso O. (1990)	205
A.10.1.- 1ra opción de Glaso – Pereira	205
A.10.2.- 2da opción Glaso – Pereira	205
A.11.1.- Sebastian H.M, Lawrence D.D.	206

CORRELACIONES INYECCIÓN DE GAS NATURAL

	Pág
A.12.1.- Firoozabadi A., Aziz K.	207
A.13.1.- 1era opción de Glaso O. (1985)	208
A.13.2.- 2da opción de Glaso O. (1985)	208
A.13.3.- 3era opción de Glaso O. (1985)	208
A.13.4.- Variable b de Glaso O. (1985)	209
A.14.1.- Pedrood P.	210
A.14.2.- Variable A que representa las propiedades del gas de inyección para Pedrood P.	210

A.14.3.- Variable B que representa las propiedades del crudo para Pedroad P.	210
--	-----

APÉNDICE B. CORRELACIONES NUMÉRICAS PARA LA ESTIMACIÓN DE LAS PROPIEDADES PVT

CORRELACIONES PARA DETERMINAR PRESIÓN DE BURBUJEO

	Pág
B.1.- Correlación de Standing	213
B.2.1.- Correlación de Lasater	214
B.2.2.- Variable pf de la correlación de Lasater para valores entre $0.05 < \gamma_g < 0.6$	214
B.2.3.- Variable pf de la correlación de Lasater para valores de $\gamma_g > 0.6$	214
B.2.4.- Cálculo de γ_g para la correlación de Lasater	214
B.3.1.- Correlación de Vázquez y Beggs	215
B.3.2.- Cálculo de la gravedad específica del gas en el separador para la correlación de Vázquez y Beggs	215
B.4.1.- Correlación de Glaso	216
B.4.2.- Variable A requerida por la correlación de Glaso	216
B.5.- Correlación de Mannucci y Rosales	217
B.6.- Correlación de la Total	218
B.7.- Correlación de Muhammad Ali Al-Marhoun	219
B.8.- Correlación de Ghetto, Paone y Villa	219

CORRELACIÓN PARA DETERMINAR PRESIÓN DE ROCÍO

	Pág
B.9.- Correlación de Nemeth y Kennedy	220

CORRELACIONES PARA DETERMINAR LA RELACIÓN GAS-PETRÓLEO EN SOLUCIÓN

	Pág
B.10.- Correlación de Standing	222
B.11.- Correlación de Vázquez y Beggs	222
B.12.1.- Correlación de Glaso	223
B.12.2.- Constante A que requiere la correlación de Glaso O	223
B.13.- Correlación de Mannucci y Rosales	223
B.14.- Correlación de Total	223
B.15.- Correlación de Muhammad Ali Al-Marhoun	224

CORRELACIONES PARA DETERMINAR EL FACTOR VOLUMÉTRICO DEL GAS

	Pág
B.16.1.- β_g para un gas real	225
B.16.2.- β_g aplicando la Ecuación de los Gases Reales	225
B.16.3.- β_g para un gas real en donde P_i y T_i son a condiciones normales	225
B.16.4.- β_g para un gas real en (BY/PCN)	225

**CORRELACIONES PARA DETERMINAR EL FACTOR VOLUMÉTRICO DEL
PETRÓLEO**

	Pág
B.17.- Correlación de Standing	226
B.18.- Correlación de Vázquez y Begg	226
B.19.1.- Correlación de Glaso	227
B.19.2.- Variable A que requiere la correlación de Glaso	227
B.20.1.- Cálculo de β_{ob} por Mannucci y Rosales	227
B.20.2.- Cálculo de β_o por Mannucci y Rosales	228
B.20.3.- Cálculo de ρ_o por Mannucci y Rosales	228
B.21.- Correlación de Total	228
B.22.1.- Correlación de Muhammad Ali Al-Marhoun	229
B.22.2.- Constante que requiere la correlación de Muhammad Ali Al-Marhoun	229
B.23.- Correlación Lineal	229
B.24.- Correlación Exponencial	230
B.25.- Compresibilidad del petróleo	230

**CORRELACIONES PARA DETERMINAR EL FACTOR VOLUMÉTRICO TOTAL
O BIFÁSICO**

	Pág
B.26.1.- Correlación de Glaso	232
B.26.2.- Constante A requerida para la correlación de Glaso	232
B.27.1.- Correlación de Muhammad Ali Al-Marhoun	232

B.27.2.- Constante A requerida para la correlación de Muhammad Ali Al-Marhoun	232
---	-----

CORRELACIONES PARA DETERMINAR EL FACTOR VOLUMÉTRICO DEL AGUA

	Pág
B.28.1.- Correlación de Numbere, Brigham y Standing	234
B.28.2.- Variables A, B y C para el agua libre de gas requerida para la correlación de Numbere, Brigham y Standing	234
B.28.3.- Variables A, B y C para el agua saturada de gas requerida para la correlación de Numbere, Brigham y Standing	234
B.28.4.- Factor de Corrección por salinidad C_{sal} para la correlación de Numbere, Brigham y Standing	234
B.29.1.- Método de McCain	235
B.29.2.- Variable ΔV_{wt} necesaria para el Método de McCain	235
B.29.3.- Variable ΔV_{wp} necesaria para el Método de McCain	235
B.30.1.- Correlación de Craft y Hawkins	235
B.30.2.- Variable A para la correlación de Craft y Hawkins	236
B.30.3.- Cálculo de β_{wp} por Craft y Hawkins	236
B.30.4.- Variables C_1 , C_2 y C_3 para el cálculo de β_{wp} por Craft y Hawkins	236

CORRELACIONES PARA DETERMINAR LA RELACIÓN GAS-AGUA EN SOLUCIÓN

	Pág
B.31.1.-Correlación de McCain	237
B.31.2.-Variables A, B y C para la Correlación de McCain	237

B.31.3.-Factor de corrección por salinidad C_{sal} necesario para la correlación de McCain	237
B.32.1.-Correlación de Numbere, Brigham y Standing	237
B.32.2.-Variables A, B y C para la correlación de Numbere, Brigham y Standing	238
B.32.3.-Factor de corrección por salinidad C_{sal} necesario para la correlación de Numbere, Brigham y Standing	238

CORRELACIONES PARA DETERMINAR LA VISCOSIDAD DEL PETRÓLEO

	Pág
B.33.1.- Correlación de Beal	238
B.33.2.- Variable a para la correlación de Beal	238
B.34.1.- Correlación de Beggs y Robinson para crudos muertos	239
B.34.2.- Variables X,Y,Z necesarias para la correlación de Beggs y Robinson para crudos muertos	239
B.34.3.- Correlación de Beggs y Robinson para crudos con gas en solución	239
B.34.4.- Variables a y b para la correlación de Beggs y Robinson para crudos con gas en solución	239
B.35.1.- Correlación de Chew y Connally	240
B.35.2.- Variables a y b para la Correlación de Chew y Connally	240
B.36.1.- Correlación de Vázquez y Beggs	240
B.36.2.- Variable m necesaria para la Correlación de Vázquez y Beggs	240
B.37.- Correlación de Glaso	241

CORRELACIÓN PARA DETERMINAR LA VISCOSIDAD DEL GAS

	Pág
B.38.1.- Correlación de Lee, González y Eakin	241
B.38.2.- Variables K, X y Y para la correlación de Lee, González y Eakin	241

CORRELACIONES PARA DETERMINAR LA VISCOSIDAD DEL AGUA

	Pág
B.39.- Correlación Van Wingen	242
B.40.1.- Correlación de Meehan	242
B.40.2.- Variables A y B necesarias para la correlación de Meehan	242
B.40.3.- Cálculo del factor de corrección por presión, f, necesario para la correlación de Meehan	243
B.41.1.- Correlación de McCain	243
B.41.2.- Variables A y B necesarias para la correlación de McCain	243
B.41.3.- Cálculo del factor de corrección por presión, f, necesario para la correlación de McCain	243

CORRELACIONES PARA DETERMINAR LA COMPRESIBILIDAD DEL PETRÓLEO

	Pág
B.42.- Correlación de Vázquez y Beggs	244
B.43.1.- 1era opción de McCain, Rollins y Villena	244
B.43.2.- 2da opción de McCain, Rollins y Villena.	244
B.43.3.- 3era opción de McCain, Rollins y Villena	245

DETERMINACIÓN DE LA COMPRESIBILIDAD DEL GAS

	Pág
B.44.1.- Cálculo de Csr por el método de Mattar, Brar y Aziz	246
B.44.2.- Cálculo del término $\left[\frac{\partial Z}{\partial p_r} \right]_{T_{sr}}$ necesario para el método de Brar y Aziz	246
B.44.3.- Cálculo de la densidad reducida, p_r , para el método de Brar y Aziz	247
B.44.4.- Cálculo de Cg	247

CORRELACIÓN PARA DETERMINAR LA COMPRESIBILIDAD DEL AGUA

	Pág
B.45.1- Cálculo de Cwp por la correlación de Meehan	247
B.45.2.- Variables A, B y C necesarias para la correlación de Meehan	247
B.45.3.- Corrección de Cwp por solubilidad, Cw1	248
B.45.4.- Corrección de Cw1 por salinidad, Cw	248
B.46.- Correlación de Osif	248

CORRELACIONES PARA DETERMINAR LA DENSIDAD DEL PETRÓLEO

	Pág
B.47.1.- Correlación de Standing	249
B.47.2.- Correlación de Standing con ρ_{ost}	249
B.48.1.- Correlación de Gottfried	249
B.48.2.- Cálculo de ρ_{ost}	249

B.48.3.- Cálculo de la gravedad específica del petróleo a 60°F, γ_o	249
--	-----

DETERMINACIÓN DE LA DENSIDAD DEL GAS

	Pág
B.49.1.- Ley General de los Gases Reales	250
B.49.2.- Volumen	250
B.49.3.- Cálculo de ρ_g por la Ley General de los Gases Reales	250
B.49.4.- Cálculo de ρ_g por la Ley General de los Gases Reales, utilizando M como dato de entrada	250
B.50.1.- Ley de la Conservación de la Masa	251
B.50.2.- Cálculo de ρ_g por la Ley de la Conservación de la Masa	251
B.50.3.- Cálculo de ρ_g por la Ley de la Conservación de la Masa a condiciones normales	251

CORRELACIÓN PARA DETERMINAR LA DENSIDAD DEL AGUA

	Pág
B.51.- Cálculo de \bullet_w por la correlación de McCain	252

APÉNDICE C. PREDICCIÓN DEL RECOBRO DE CRUDO A PARTIR DE CORRELACIONES

	Pág
C.1.- Forma general de la correlación de Corpoven-Total	255

INTRODUCCIÓN

La inyección de gas como método de recuperación mejorada de crudo es muy utilizada en la actualidad debido a los buenos resultados que ésta ha arrojado en el aumento del factor de recobro. Este proceso tiene dos objetivos primordiales: mantener la presión del yacimiento y disminuir la saturación del crudo dentro del mismo.

Para lograr una óptima reducción de la saturación residual se deberá inyectar el gas a condiciones miscibles con el crudo presente en el yacimiento. Cuando esto ocurre la tensión interfacial entre el crudo y el gas se anulan, obteniéndose como resultado el vencimiento de las fuerzas capilares que retienen al crudo dentro del medio poroso. Bajo estas condiciones el recobro del petróleo alcanza su máximo valor en la zona contactada por el frente miscible.

Para obtener dicha condición de miscibilidad hay que considerar la composición tanto del crudo como del gas a inyectar, la presión y la temperatura del sistema; aunque hay que resaltar que ésta última no se considera, ya que se establece que el proceso general es isotérmico y a la temperatura del yacimiento.

La presión del yacimiento decae a medida que se produce el petróleo, a pesar de que existen mecanismos de mantenimiento naturales en el yacimiento como son: la expansión del crudo por efecto de la descompresión del gas en solución, la formación de una capa de gas o la presencia de un acuífero activo. También existe otro método creado para mantener la presión en el yacimiento, el cual consiste en controlar la velocidad de declinación de la misma inyectándole fluidos como: agua o gas a fin de represarizar el yacimiento y llevarlo a condiciones de presión donde sea posible desarrollar miscibilidad con el gas inyectado.

Por lo antes mencionado hay que resaltar que la presión es un factor fundamental para poder trabajar en un sistema conformado por crudo y gas de inyección, ya que esto ayudará a conocer a partir de donde se puede desarrollar condiciones de miscibilidad. La menor presión a la que esta condición se puede lograr se denomina Presión Mínima de Miscibilidad (PMM).

La PMM se puede estimar mediante pruebas experimentales como son: La Prueba del tubo delgado o la Prueba de la burbuja ascendente. También se puede estimar a través de correlaciones y más actualmente a través de ecuaciones de estado. En ambos casos estos procedimientos se han incorporado a modelos computarizados de caracterización de fluidos y con ellos se han comenzado a estimar valores analíticos de PMM aceptables. Estos cuentan con la ventaja de que reduce el tiempo y los costos asociados a las determinaciones experimentales.

Este trabajo tiene como objetivo primordial desarrollar un modelo que permita estimar la presión mínima de miscibilidad, parámetros P.V.T. y recobro de crudo al utilizar distintos gases de inyección en yacimientos de crudo.

En nuestro caso se trabajará con tres gases a inyectar (Nitrógeno puro, Dióxido de Carbono puro y Gas Natural) de manera que se podrá establecer su PMM a través del programa. Se considerará, en la realidad, que el tipo de gas a inyectar dependerá básicamente de la disponibilidad de una fuente constante y económica. El gas comprimido deberá estar a una presión ligeramente por encima que la presión existente en el yacimiento.

Se realizó una recopilación bibliográfica de las correlaciones para estimar PMM publicadas en la literatura. Aunado a esto se creará otro modelo en donde se hallen parámetros de Presión, Volumen y Temperatura (PVT); todo esto con el fin de optimizar el trabajo del simulador.

El modelo fue realizado en el lenguaje de programación de Visual Basic 6.0, con el uso de correlaciones para estimar tanto PMM como parámetros PVT.

Se espera que este modelo sirva como complemento para los estudiantes de la Universidad Central de Venezuela, de la Escuela de Ingeniería de Petróleo, en la asignatura de Ingeniería de Yacimientos, ya que será práctico, sencillo y de fácil utilización.

CAPÍTULO I

EL PROBLEMA

1.1.- Planteamiento del problema

Se trata de calcular la presión mínima de miscibilidad en yacimientos de crudo que están siendo tratados, o que se plantea tratar, con la inyección de diferentes gases como dióxido de carbono, nitrógeno y gases naturales.

1.2.- Objetivos

1.2.1.- Objetivo General

Realizar un modelo que permita estimar la presión mínima de miscibilidad, utilizando distintos gases de inyección en yacimientos de crudo, así como también la obtención de parámetros P.V.T. y demás propiedades de dicho crudo.

1.2.2.- Objetivos Específicos

- 1.- Diseñar un módulo, usando el programa de computación Visual Basic, para evaluar las diferentes Correlaciones de Presión Mínima de Miscibilidad (PMM) existentes en la literatura para N₂, CO₂ y Gas Natural.
- 2.- Diseñar un módulo, usando el programa de computación Visual Basic, para evaluar y/o calcular propiedades y parámetros P.V.T. del crudo.
- 3.- Realizar análisis de sensibilidad de parámetros básicos, como la Presión Mínima de Miscibilidad y de P.V.T., utilizando el programa realizado en Visual Basic.

4.- Realizar cálculos de recobro de crudo, mediante la realización de un módulo en el programa computacional Visual Basic.

5.- Ensamblar todos los módulos realizados anteriormente, establecerles conexiones y facilidades operacionales que le permitan funcionar como un programa computacional práctico, eficiente y de fácil manejo.

1.3.- Justificación

La no existencia de un modelo que utilice correlaciones a través de las cuales permita estimar la PMM en un yacimiento, en la Escuela de Petróleo de la Universidad Central de Venezuela, además de los parámetros de Presión, Volumen y Temperatura, así mismo como el factor de recobro en función del tiempo. Se espera que este modelo analítico sirva como complemento para los estudiantes de esta Escuela de Ingeniería de Petróleo, en la asignatura de Ingeniería de Yacimientos, ya que será práctico, sencillo y de fácil utilización.

CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO

2.1.-CONCEPTOS BÁSICOS SOBRE MISCIBILIDAD PARA SISTEMA CRUDO/GAS DE INYECCIÓN

2.1.1. DIAGRAMA PSEUDOTERNARIO

Una forma fácil de representar la composición de un crudo es a través de un diagrama pseudoternario, ya que un fluido en un yacimiento es una mezcla multicomponente de cientos de diferentes compuesto hidrocarburos y no hidrocarburos [1].

Los conceptos de miscibilidad pueden ser expresados convenientemente, examinando el comportamiento de fases en un sistema ternario, que simula la inyección de gas en un yacimiento de petróleo usando un diagrama triangular.

El comportamiento de fases en una mezcla de tres fracciones, (L: liviano, I: Intermedio y P: Pesado) a temperatura y presión constante es mostrado en la FIG.2.1 en un diagrama pseudoternario.

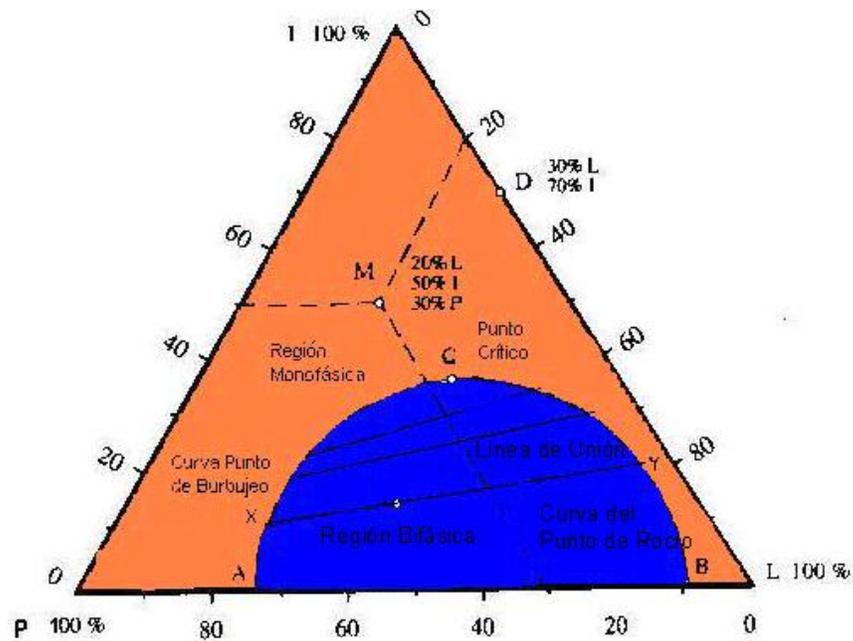


FIG.2.1. Diagrama pseudoternario

Cada esquina de este diagrama pseudoternario representa el componente puro (100%), La esquina superior representa 100 % molar de la fracción liviana del crudo, compuesta en su mayoría por metano C_1 incluyendo N_2 , mientras que la esquina inferior derecha representa 100 % molar de la fracción intermedia del crudo, compuesta desde etano hasta hexano (incluyendo el CO_2 y H_2S). Similarmente la esquina inferior izquierda representa la fracción pesada del crudo compuesta desde el heptano y componentes de mayor peso molecular.

Todas las mezclas binarias se representan en líneas que conectan dos esquinas. Cualquier punto dentro del diagrama representa una mezcla de tres componentes, por ejemplo, el punto M y su composición es determinada por su posición en relación a las esquinas. Cuando dos fluidos de diferentes composiciones son mezclados, el resultado está expresado por una línea que conecta a ambos fluidos, la cual es llamada de dilución o línea operativa y su posición puede ser determinada por una regla de nivel.

El domo de fase de las partes es mostrado por la curva ACB en la FIG.2.1. Cualquier mezcla (F), dentro de dos domos de fases forma una fase de vapor (Y) y una fase líquida (X), en equilibrio, que decae en los bordes de la curva. La línea XY que conecta dos fases en equilibrio es conocida como la línea de unión. La parte izquierda de la curva (AC), representa el líquido saturado, por ejemplo la curva del punto de burbujeo, mientras que el lado derecho (CB) representa el gas saturado, por ejemplo, la curva del punto de rocío. Ambas partes de la curva convergen en un punto crítico C. Cualquier mezcla fuera del domo de fase, es un fluido monofásico subsaturado. Los domos de fase y las líneas de unión asociadas a diferentes presiones pueden ser mostradas en el mismo diagrama, donde el incremento de presión resulta en compresiones del domo de fase.

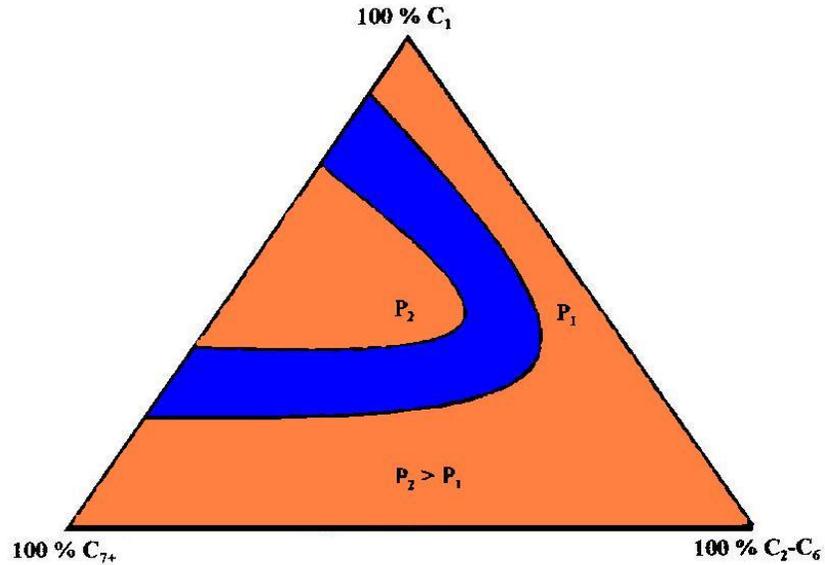


FIG.2.2. Efecto de la Presión en el Diagrama Pseudoternario a Temperatura Constante.

En la FIG.2.2, se muestra que dependiendo de la temperatura y presión del sistema con el cual se trabaja varía el tamaño de la región bifásica, se observa la reducción de la región de dos fases cuando la presión (P) aumenta, ($P_2 > P_1$). Incrementos de temperatura a presión constante, implican incrementos de la región. Ambos comportamientos tienen relación con la solubilidad de gases en líquidos [1].

Un sistema ternario puede formar más de dos fases o tener varias regiones bifásicas aisladas, pero el diagrama mostrado en la FIG.2.1 muestra el caso más práctico y es el más adecuado para describir los conceptos de miscibilidad.

La FIG.2.1 muestra que los binarios representados por L e I, y similarmente los representados por I y P, forman fluidos de una sola fase cuando son mezclados en cualquier proporción, mientras que los representados entre L y P forman un fluido monofásico sólo cuando son mezclados dentro de un radio limitado. Dos fluidos son considerados **miscibles**, cuando forman una sola fase en todas las proporciones esto ocurre a temperatura y presión constante. Es evidente

que cualquier par de fluidos con su línea operativa que no cruce la región bifásica (dentro del domo de fases) son miscibles.

En el diagrama de la FIG.2.3 un crudo “A” a temperatura de yacimiento de 293°F y presión de saturación de 2290 psia, posee una composición de 30% molar en componentes livianos (C_1 y N_2), 20% en componentes intermedios (C_2-C_6 y CO_2) y 50% en la fracción pesada (C_{7+}). A condiciones de yacimiento (7500 psi y 293 °F), el fluido es monofásico y el diagrama pseudoternario equivalente no mostraría la zona bifásica [1].

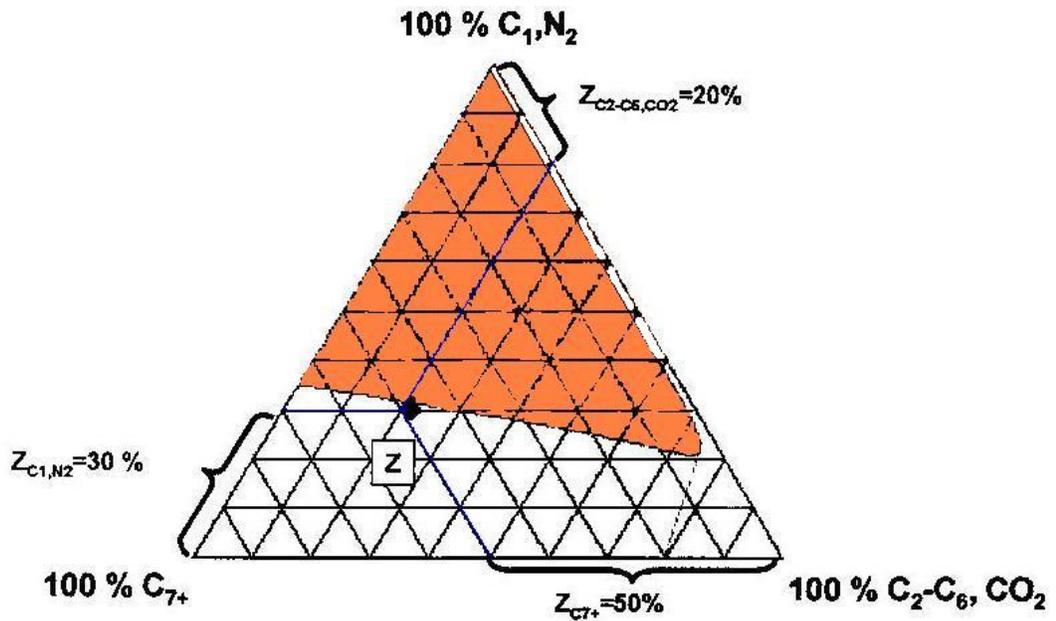


FIG 2.3. Diagrama Ternario del crudo “A” @ 293 °F y 2290 psia

2.1.2. MISCIBILIDAD

Es una propiedad que establece una condición de tensión interfacial igual a cero entre fluidos, formándose con esto una fase homogénea a una presión y temperatura específicas. Teniendo en cuenta que la Tensión Interfacial es la cantidad de energía por unidad de área (Dinas / cm²) necesaria para formar una interfase, a disminución de la tensión interfacial da origen a la disminución del crudo residual retenido en el medio poroso del yacimiento, obteniéndose con esto altas recuperaciones de crudo residual [1,2].

En el caso de que dos fases inmiscibles coexistan en un medio poroso, la tensión superficial e interfacial es la fuerza de superficie relacionada con las interfaces de los fluidos e influye en su saturación, distribución y desplazamiento [1].

Además las fuerzas capilares son factores microscópicos que igualmente influyen en el comportamiento del desplazamiento de un fluido por otro, ya que se relacionan con el flujo de dos o más fases. Entre las fuerzas capilares que se presentan en un medio poroso saturado de diferentes fluidos se encuentran la tensión superficial e interfacial, la humectabilidad y la presión capilar.

2.1.3. PROCESOS DE DESPLAZAMIENTOS MISCIBLES

2.1.3.1. MISCIBILIDAD AL PRIMER CONTACTO

Este proceso es caracterizado porque al ponerse en contacto el crudo con el solvente se mezclan en todas las proporciones sin que se observe una interfase entre ellos [2]. Es el método más simple y rápido para obtener un desplazamiento miscible entre el crudo y el solvente.

En la FIG.2.4 se observa que una inyección de gas comprendida solo del componente I es miscible cuando hace contacto con el petróleo P, mientras que el gas A, no lo es. Sin embargo se puede volver miscible si se enriquece del componente I hasta A' o con el incremento de la presión del sistema para comprimir el domo de fase. Cuando el gas inyectado y el petróleo en el yacimiento se mezclan en cualquier proporción forman un fluido monofásico y estamos hablando de miscibilidad al primer contacto. La miscibilidad al primer contacto puede ser lograda solo por gases altamente ricos o en sistemas con presiones muy elevadas.

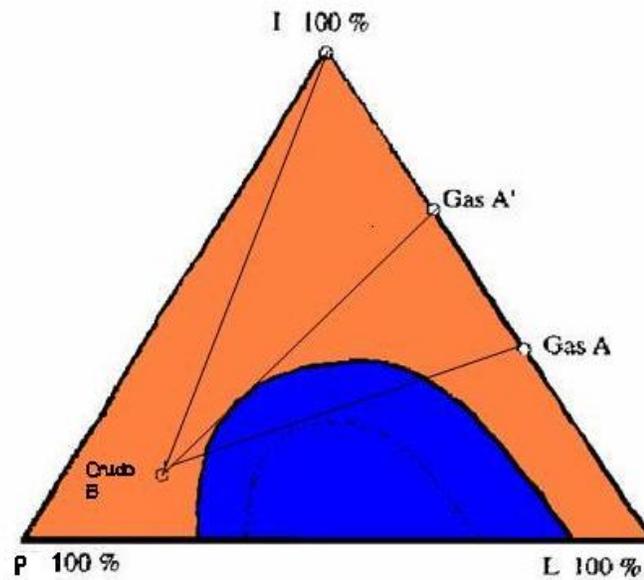


FIG 2.4. Diagrama del Proceso de Miscibilidad al Primer Contacto

2.1.3.2. PROCESOS DE MISCIBILIDAD PARA MÚLTIPLES CONTACTOS

Son procesos mediante los cuales se pone en contacto el crudo con un gas de inyección que puede ser nitrógeno, dióxido de carbono o gas natural, para que exista una transferencia de masa entre ambos fluidos y con esto crear el desplazamiento del crudo retenido en el medio poroso. Existen dos mecanismos para obtener la miscibilidad por múltiples contactos los cuales son: condensación del gas de inyección y vaporización del crudo por el gas de inyección [2].

Un gas inyectado que no es miscible con el petróleo al primer contacto puede lograr miscibilidad durante contactos múltiples enriqueciéndose a través de la vaporización de fracciones intermedias del petróleo. El proceso, conocido como **Miscibilidad por Vaporización** es conceptualmente mostrado en la FIG.2.5.

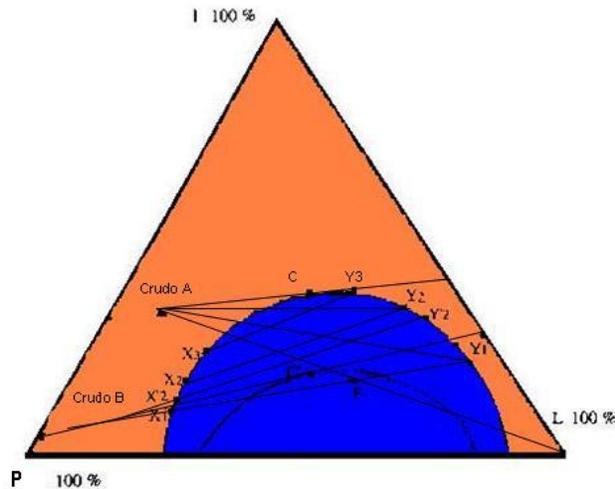


FIG.2.5. Diagrama del Proceso de Vaporización

El gas inyectado, L, compuesto solo de fluido liviano, después de hacer contacto con el fluido A, forma dos fases equilibradas de líquido (X_1) y gas (Y_1), obteniendo la mezcla F_1 . Nótese que la fase de gas Y_1 es el gas original L. Luego

de recoger algunas fracciones intermedias y pesadas del petróleo, la fase gaseosa Y_1 se mueve haciendo otros contactos con el petróleo fresco y progresivamente se vuelve más rica, particularmente de componentes intermedios, como es mostrado por $Y_2, Y_3 \dots$. Al final el gas se vuelve miscible con el petróleo en el punto C, esto es, donde la línea tangente al punto crítico (la línea de unión crítica con longitud cero), pasa por la composición del crudo A. Es evidente que el patrón composicional debería pasar a través del punto crítico como la única condición que distingue las pérdidas de las fases equilibradas, y una transición continua del gas lograda sin ningún límite de fase. La inyección del gas de L puro, sin embargo, no puede lograr múltiples contactos de miscibilidad con el petróleo B, el enriquecimiento del gas que avanza es limitado por la línea de unión $X'_2 Y'_2$ (línea de unión limitante), la cual, si es extendida pasará a través de la composición del petróleo B. Esto hace evidente que la miscibilidad no puede ser lograda cuando la composición del crudo y el domo de fase están del mismo lado de la tangente del punto crítico (extensión de la línea de unión crítica). La miscibilidad por vaporización para el crudo B puede ser lograda sin embargo aumentando suficientemente la presión para disminuir el domo de fase, como es mostrado por el domo de línea punteada.

La presión a la cual la extensión de la línea de unión crítica pasa a través de la composición del crudo es la presión mínima requerida para lograr la miscibilidad, esta es llamada **Presión Mínima de Miscibilidad (PMM)**. A la PMM la línea de unión limitante se vuelve la línea de unión crítica y la fase gaseosa se ha enriquecido a través de múltiples contactos con el petróleo original logrando la composición crítica. La Presión Mínima de Miscibilidad (PMM), es la menor presión a la cual el gas de inyección y el crudo de un yacimiento pueden llegar a ser miscibles a través de procesos por contactos, existiendo transferencia de masa entre la fase líquida (crudo) y la fase gaseosa (gas de inyección) a una temperatura específica [3].

La PMM es una propiedad termodinámica clave en los procesos miscibles de recobro de petróleo. Depende de la temperatura, composición del gas de inyección y composición del crudo en el yacimiento [1].

Un caso inmisible se representa en el diagrama de la FIG. 2.6, para un mecanismo de vaporización, a una presión menor (P_1) a la PMM. Existe transferencia de masa en las etapas intermedias pero no se logrará la miscibilidad, debido a que no se alcanzará la línea límite de unión en el punto crítico [1].

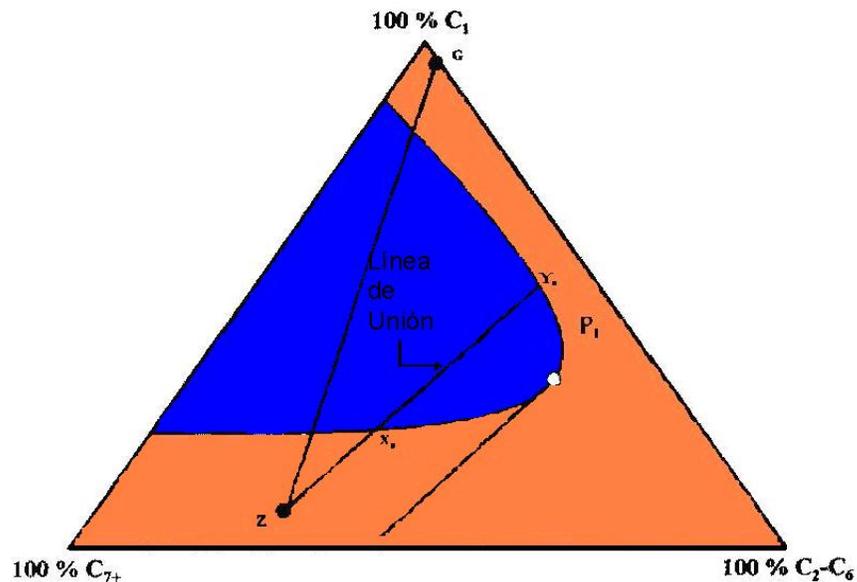


FIG 2.6. Representación de un Proceso Inmisible dado P_1 y T

Las mismas composiciones de los fluidos de la figura anterior son representadas en el diagrama que muestra la FIG. 2.7, a la misma temperatura T, pero a una presión mayor (P_2), la cual representa la PMM. El proceso se realiza por vaporización en donde la línea unión pasará por el punto crítico, en el cual la composición del líquido es igual a la composición del gas. En este punto se establece que se han logrado condiciones de miscibilidad a T y P_2 , tomando entonces P_2 como PMM [1].

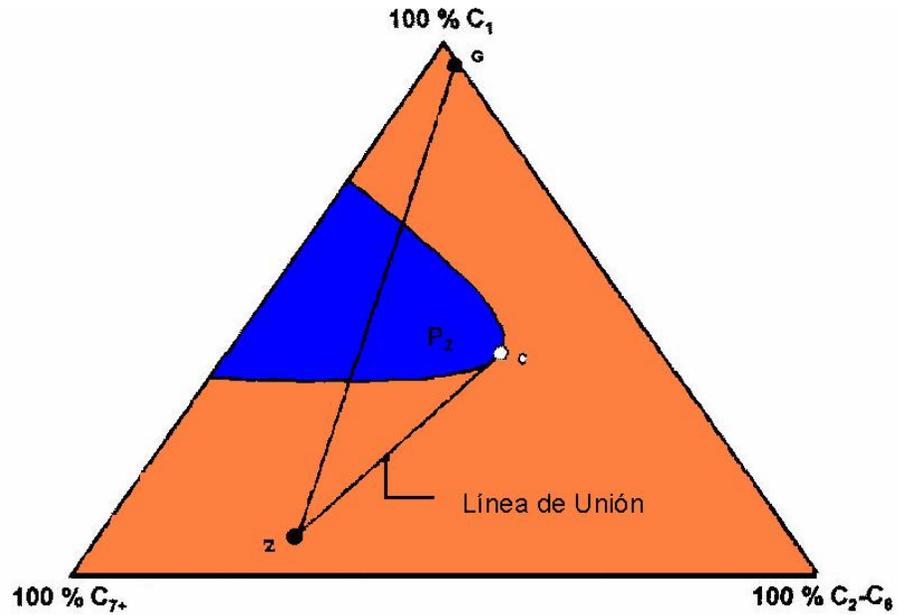


FIG 2.7. Definición de PMM en un Diagrama Ternario dado P2 y T

Si se trata de una condensación, el proceso se observa cuando la última línea de unión pasa por la composición del gas de inyección y el punto crítico del domo de saturación a una determinada presión y temperatura. En este caso el gas enriquece al crudo de componentes intermedios hasta llegar a una sola fase [1].

En la vaporización, la miscibilidad es lograda en el frente del gas que avanza. La composición del gas varía gradualmente desde la inyectada hasta la crítica. Se puede decir que por lo general el desplazamiento tipo pistón del crudo original en el yacimiento es miscible. No existen límites de fases en las zonas de transición, luego no existe zona de transición.

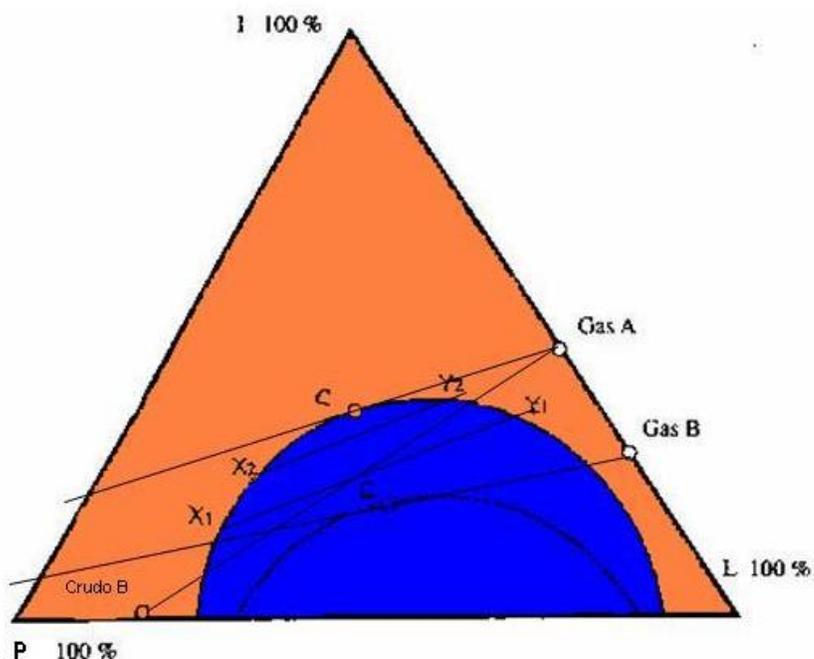


FIG.2.8. Diagrama del Proceso de Condensación

La composición del gas pareciera no tener efecto en el logro del estado de miscibilidad por vaporización, que es controlada por la composición de la fase crudo, como es demostrado en la FIG.2.5. Un gas rico, que no logra miscibilidad al primer contacto con el petróleo, puede, sin embargo, lograr miscibilidad a múltiples contactos a través de la condensación de sus fracciones intermedias al petróleo, como es mostrado conceptualmente en la FIG.2.8.

El proceso, llamado **Miscibilidad por Condensación**, es el siguiente: El gas rico A forma dos fases una gaseosa Y_1 y una de crudo X_1 en equilibrio, luego del contacto con el petróleo en el yacimiento. La fase gaseosa avanza y deja al petróleo enriquecido X_1 atrás para hacer contacto luego con el gas fresco A, resultando en un petróleo más rico en componentes intermedios como es mostrado por X_2, X_3, \dots . Este proceso continúa y el petróleo es enriquecido hasta que finalmente adquiere la composición de petróleo crítico en el punto C. En este punto se volverá miscible con el gas A. La presión a la cual la extensión de la

línea de unión crítica pasa a través de la composición del gas es la mínima presión requerida para lograr la miscibilidad (PMM).

A la PMM la fase de petróleo enriquecido con componentes intermedios a través de múltiples contactos con el gas inyectado logra la composición crítica, donde la línea de unión limitante se vuelve la línea de unión crítica. El gas de inyección B, el cual tiene menos componentes intermedios que el gas A no logra la miscibilidad a esta presión y el enriquecimiento del crudo es limitado a la composición a la que llega la extensión de la línea unión desde la composición del gas inyectado (línea unión limitante). La miscibilidad, sin embargo, puede ser lograda aumentando la presión para disminuir el domo de fase como se muestra con la curva punteada.

La composición original del crudo no tiene efecto en el logro del estado de miscibilidad en la condensación, que es controlada por la composición del gas de inyección. Con incrementos de presión para lograr miscibilidad el gas de inyección es enriquecido, el nivel de enriquecimiento en el cual la extensión de la línea de unión crítica pasa a través de la composición del gas de inyección y es llamado el **Enriquecimiento Mínimo de Miscibilidad (EMM)**.

En el proceso por condensación la miscibilidad es lograda al punto de inyección, el gas inyectado desplaza el fluido crítico de una manera tipo pistón, con la composición del crudo variando gradualmente desde la original hasta esta crítica. No existen límites de fase dentro de la zona de transición.

2.1.4. MISCIBILIDAD DE UN FLUIDO EN EL YACIMIENTO

El diagrama ternario para fluidos multicomponentes en un yacimiento está representado por tres pseudo componentes. Estos están comúnmente en grupos C_1 y N_2 como los livianos (L), CO_2 , H_2S y C_2-C_6 como los intermedios (I) y C_{7+} como la fracción pesada (P). El diagrama pseudo ternario está siendo mal empleado, aunque en la descripción del proceso de inyección de gas en el yacimiento, particularmente en la estimación de la PMM y EMM, las condiciones operacionales son óptimas.

La discusión conceptual del proceso miscible para múltiples contactos, usando el diagrama ternario, no es válida para fluidos de un yacimiento, y el diagrama generalmente podría no ser usado en la planificación de este proceso. La idea básica de la miscibilidad de múltiples contactos a través del intercambio de masa entre las fases y el requerimiento logrado de la composición crítica son todas validadas por el sistema real. Sin embargo la existencia de un gran número de componentes del fluido en el yacimiento provee posibilidades adicionales para las variaciones de composicional, y logra la miscibilidad. Siguiendo con la discusión, la condición de miscibilidad está referida para la condición sólo donde la miscibilidad puede ser lograda, esto es a la Presión Mínima de Miscibilidad. A altas presiones obviamente la miscibilidad será lograda.

La miscibilidad de múltiples contactos puede ser lograda sólo donde los patrones composicionales pasan a través del estado crítico. Como la composición crítica es única, en un sistema ternario a unas condiciones de temperatura y presión dadas, la miscibilidad es determinada solo por dos líneas de unión limitantes. Cuando la línea de unión crítica coincide con la línea de unión limitante que pasa a través de la composición original del crudo, la miscibilidad es lograda por procesos de vaporización.

En este proceso la transferencia de masa ocurre del crudo hacia el gas, esto es debido a que el metano y nitrógeno tienden a vaporizar y transferirse al gas de inyección junto con algunos de los componentes hidrocarburos intermedios. La PMM que se obtiene a través de este mecanismo es mayor que la obtenida por condensación, esto es debido a la gran cantidad de metano presente en el gas de inyección.

Cuando la línea de unión crítica coincide con la línea de unión limitante que pasa a través de la composición del gas de inyección, la miscibilidad es lograda por procesos de condensación.

En un sistema real es posible que ninguna de las líneas de unión limitantes pase a través del punto crítico, pero la miscibilidad todavía puede ser lograda. Esto puede ocurrir si el fluido logra un estado crítico no en los bordes principales pero sí en alguna parte dentro de la zona de transición. Tal posibilidad existe para mezcla con más de tres componentes. De hecho el mecanismo que prevalece para lograr la miscibilidad en inyección de gas rico es generalmente, aunque no siempre, el caso mencionado anteriormente y no el mecanismo de condensación descrito para un sistema ternario.

El gas rico inyectado no contiene generalmente fracciones pesadas como las que hay en el crudo. La inyección de gas enriquece al petróleo de componentes livianos e intermedios en decremento de fracciones pesadas. El crudo de yacimiento en contacto con gas fresco inicialmente se vuelve más liviano pero como el contacto con el gas sigue y solo pierde parte de las fracciones pesadas, tiende a enriquecerse en fracciones muy pesadas y así hacerse menos similar al gas de inyección. La FIG.2.9 muestra la variación de los grupos de componentes medidos en la fase de crudo en un punto de inyección para un crudo de muestra. Como el petróleo está en contacto con gas rico adicional, la concentración de C_7 decrece, aligerando aparentemente el crudo este patrón logrará la miscibilidad por condensación. Examinando la fracción pesada final C_{20+} , sin embargo, muestra que esta fracción se ha incrementado marcadamente debido a la vaporización de

los componentes poco pesados. Este crudo no se volverá miscible con la inyección de gas fresco. El domo de fase, que es determinado por la medición de la composición de la fase equilibrada al punto de inyección y también en el frente de gas de una prueba de laboratorio, es mostrado en la FIG.2.10. Nótese que la curva del punto de burbujeo y del punto de roció inicialmente convergen, representado por las pequeñas longitudes de la línea de unión, y luego divergen.

Como el gas que se mueve se vuelve rico en fracciones pesadas, se vaporiza menos de estos componentes perdiendo más de los intermedios al crudo. Se consigue esto a condiciones favorable combinando los procesos de vaporización y condensación y el resultado es un estado dentro de la zona de transición, donde el patrón composicional pasa a través del punto crítico permitiendo la miscibilidad. Esto puede ser presentado como una combinación de procesos de condensación en el frente y de procesos de vaporización al final. Estos procesos llamados de miscibilidad por condensación /vaporización fueron reportados por Zick [1] (1986) y detallados por Stalkuep [3] (1987).

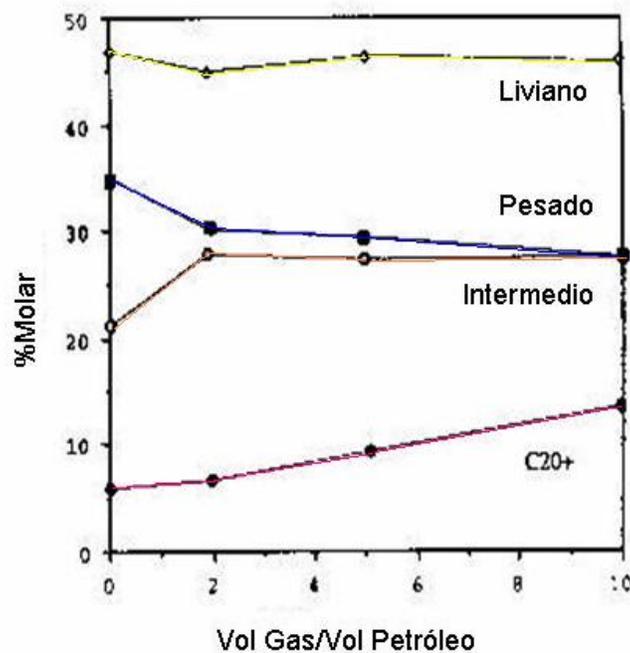


FIG.2.9 Variación de los grupos de componentes en contacto con el petróleo al punto de inyección en función del volumen de gas inyectado para contactar el crudo

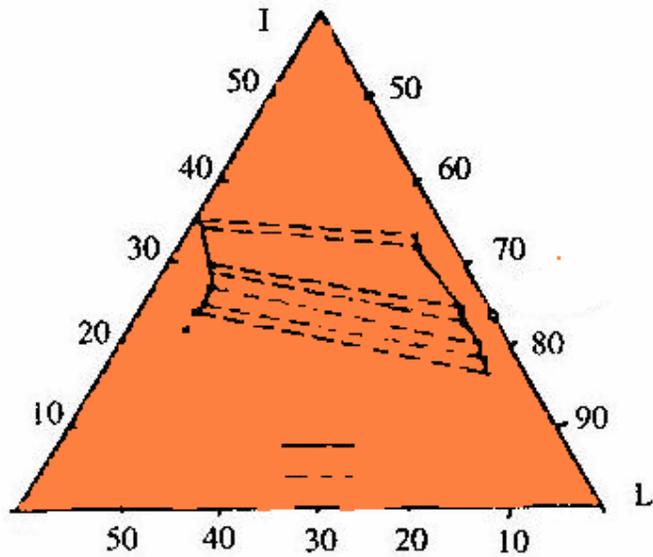


FIG.2.10. Diagrama de fase de crudo y de gas rico de inyección determinado experimentalmente durante la prueba de contacto.

La miscibilidad de múltiples contactos en sistemas de multicomponentes es lograda en procesos dinámicos, pero pueden ser afectadas por otros factores adicionales en el comportamiento de la fase del fluido. Este patrón composicional depende de otros mecanismos, como la convección de fluidos multifásicos y la dispersión en el medio poroso. Las dos líneas de unión crítica limitantes, esto es, aquellas con extensiones que pasan a través de las composiciones del crudo original y del gas de inyección, dependen sólo del fluido original. Las condiciones de miscibilidad pueden ser determinadas por consideraciones del comportamiento de fase sólo si la miscibilidad es lograda por mecanismos de vaporización o condensación. De otra manera la línea de unión crítica, y consecuentemente la miscibilidad, dependen de la composición de la mezcla de fluidos locales influenciada por factores de flujo. Así, una investigación apropiada de miscibilidad de múltiples contactos debería involucrar la simulación de la fase de fluido y el comportamiento de flujo lo más cercanamente posible al del yacimiento.

Hay muchas publicaciones sobre simulación matemática de miscibilidad de múltiples contactos, desarrollados en una dimensión de flujo. Los reportes hechos por Orr y sus ayudantes [4 a 8], utilizando un método analítico para resolver las ecuaciones de fase y de comportamiento de flujo sin dispersión, para sistema de cuatro componentes, proporcionó valiosa visión detallada sobre los mecanismos de miscibilidad de múltiples contactos. Los autores demostraron que el desplazamiento en un sistema multicomponente puede ser expresado en una serie de diagramas pseudo ternarios donde el patrón composicional se mueve progresivamente desde un diagrama hacia el siguiente. Cuando las dos fases de vapor y líquido en equilibrio están presentes, la transferencia desde un diagrama ternario hacia el siguiente debe ocurrir en una línea de unión común entre los dos diagramas, que es llamada la línea de unión atravesante. El número de diagramas pseudo ternarios se incrementa con el número de componentes, con el número de líneas de unión atravesante igual al número de componentes menos tres. Por ejemplo, el patrón de composición en un sistema de cuatro componentes puede ser presentado por dos diagramas ternarios con una línea de unión atravesante común; serán dos las líneas de unión atravesantes que conecten dos diagramas pseudo ternarios en un sistema de cinco componentes. Dependiendo de la composición del fluido, la presión y la temperatura cualquiera de las líneas de unión atravesantes o de las líneas de unión limitantes se pueden volver la línea de unión crítica. La miscibilidad es así lograda en este punto.

Considerando lo anterior, la estimación de las condiciones de miscibilidad basadas en las líneas de unión limitantes no es adecuada generalmente para los sistemas reales. Cuando se sabe que el proceso es definitivamente de vaporización, tal que se desplaza el metano en la composición del crudo, la línea de unión del petróleo puede ser usada para determinar la condición de miscibilidad. La estimación de miscibilidad en gas rico usando la línea de unión del gas de inyección no es confiable en la mayoría de los casos. Cuando la línea de unión clave que controla la miscibilidad es una de las líneas de unión atravesante, la estimación de las condiciones de miscibilidad no se da directamente. Incluso si la línea de unión clave puede ser determinada para una

dispersión libre, en una única dimensión de flujo, como es sugerido por Johns [7], no representa el proceso real. Ha sido demostrado que la dispersión, los hoyos viscosos y la segregación gravitacional puede dificultar el logro de la miscibilidad, causando flujo bifásico en el yacimiento que en otros casos podría ser miscible [9,10].

2.1.5. ESTUDIOS EXPERIMENTALES

Experimentos de inyección de gas son realizados con muchos objetivos. La mayoría de las pruebas han sido diseñadas para medir directamente la presión o enriquecimiento mínimo de miscibilidad. Estas pruebas también son conducidas para generar data volumétrica y composicional para estudios específicos, tal como vaporización del petróleo por inyección de gas, o evaluación de modelos de comportamiento de fase para simulación numérica de yacimientos.

El desplazamiento del petróleo por gas a través del medio poroso simula los procesos de inyección de gas con más efectividad que otras pruebas y es considerado la prueba definitiva. El desplazamiento es conducido en un núcleo extraído del yacimiento o la mayoría de las veces en un paquete de arena en forma de tubo estrecho, conocido como tubo delgado (slim tube). Las pruebas estáticas donde el gas inyectado y el petróleo en el yacimiento están en equilibrio en una celda, son también conducidas para determinar el comportamiento de fase de una mezcla. Aunque estas pruebas no simulan con tanta precisión las condiciones dinámicas de un yacimiento, proveen exactitud y data de pozos controlados que es muy valiosa, particularmente para trabajar la ecuación de estado usada para modelar los procesos.

2.1.6.1. TUBO DELGADO (SLIM TUBE)

El “slim tube” es un modelo de yacimiento unidimensional, es un paquete en forma de tubo estrecho, con arena y trozos pequeños de vidrio, de longitudes entre cinco y cuarenta metros. Un diagrama esquemático del tubo y su equipo auxiliar que permite pruebas de desplazamiento es mostrado en la FIG.2.11.

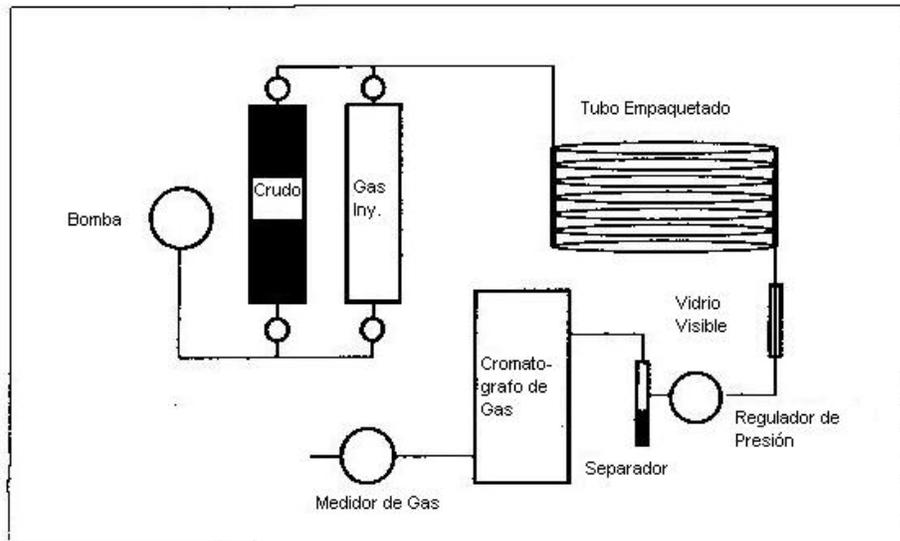


FIG.2.11 Diagrama Esquemático del Aparato Slim Tube

El tubo es inicialmente saturado con petróleo a temperatura de yacimiento por debajo de la presión de burbujeo. El petróleo es luego desplazado por inyección de gas constante a la entrada del tubo. La presión es controlada por un regulador de presión. Las caídas de presión a través del slim tube son generalmente pequeñas por lo que el proceso entero de desplazamiento es considerado a presión constante, el fluido entra a condiciones atmosféricas y la tasa de recobro, la densidad y la composición de los fluidos establecidos son medidas. El movimiento del gas es detectado por un monitoreo constante de la composición del gas de entrada y/o la proporción de producción de petróleo.

Las condiciones de miscibilidad son determinadas por el monitoreo de desplazamiento a varias presiones, los niveles de enriquecimiento del gas inyectado y los porcentajes de recobro del petróleo. Esto también puede ser ayudado por la observación directa del flujo a través del vidrio graduado colocado al final del tubo. El logro de miscibilidad es acompañado de un cambio gradual del color del fluido que va desde el color del petróleo hasta el del gas. El observar un flujo de dos fases indica un desplazamiento inmisible.

Slim tubes de diferentes tamaños y orientaciones son usados a distintas condiciones de desplazamiento. Los efectos de la geometría del tubo y de los parámetros de flujo en el recobro de fluido han sido sistemáticamente investigados por Flock y Nouar [11]. Un tubo ideal debería proveer un desplazamiento del petróleo por el gas unidimensional sin dispersión. Esto no significa que se simule el proceso de desplazamiento real en el yacimiento. Sólo es un experimento controlado de pozo con resultados valiosos para los estudios de comportamiento de fases, incluyendo la evaluación de miscibilidad. El desplazamiento real en un yacimiento es influenciado por varios mecanismos como son los dedos viscosos, la segregación gravitacional y la dispersión. La heterogeneidad en el yacimiento, a diferentes escalas, desvía fuertemente el flujo y afecta el recobro. Como es imposible simular todos estos mecanismos interrelacionados en un slim tube o en un núcleo, es lógico evitarlos en las pruebas de comportamiento de fases. Estos factores importantes para el éxito en el esquema de la inyección de gas deben ser estudiados en otros experimentos y usando simuladores composicionales.

Probablemente la prueba más sencilla al usar un slim tube es la de determinar las condiciones de miscibilidad. Casi cualquiera slim tube, indiferentemente de su fabricación, puede ser usado para estimar el efecto de la presión y el enriquecimiento del gas en la miscibilidad. Las condiciones operacionales, sin embargo, deben ser seleccionadas basadas en el diseño del tubo, y el mecanismo prevaleciente que resulta en miscibilidad.

Una longitud de tubo de 12 metros es adecuada en la mayoría de los casos y permite mediciones de miscibilidad dentro de un período razonable y consumo de fluido. La longitud es para proveer suficiente contacto entre las fases para lograr miscibilidad, si es posible. Teóricamente la miscibilidad es lograda casi en la entrada del tubo cuando no existe dispersión [5,12]. En la práctica tubos de 36 metros han sido recomendados para desplazamientos con nitrógeno [13,14]. El mejoramiento del recobro del petróleo por incremento de presión o enriquecimiento del gas es siempre monitoreado para determinar las condiciones de miscibilidad. Así un tubo largo con cambios visibles en el recobro de petróleo provee una media más definitiva en el juicio de las condiciones de miscibilidad.

El diámetro del tubo debería ser seleccionado lo suficientemente pequeño para suprimir los hoyos viscosos por dispersión transversal a lo largo del tubo, esto es, mientras más corto sea el tubo menor debe ser el diámetro. Un diámetro de 6.3 mm (0.25 in) es el más usado y es el que se considera adecuado en tubos de al menos 10 metros de largo, para justificar el movimiento del flujo unidimensional en el slim tube. Para minimizar los efectos de pared el máximo diámetro del grano del material del paquete debería ser menor que 1/10 del diámetro interno del tubo. Arena o trozos de vidrios de 100-200 mesh de tamaño son frecuentemente usados para empaquetar el tubo.

Como un tubo largo no puede ser colocado directamente en una línea, debe ser enrollado, preferiblemente en forma cilíndrica, con la inyección del gas desde el tope para promover el desplazamiento de gravedad estable.

Una tasa baja de gas de inyección puede mejorar el contacto entre las fases en un slim tube corto; esto sin embargo mejora la eficiencia de recobro, particularmente a condiciones de inmiscibilidad, pero reduce la ganancia de recobro cuando la miscibilidad es lograda. Esto puede reducir la exactitud en la determinación de las condiciones de miscibilidad. La tasa de inyección de gas con una velocidad de avance de 1.5- 2.5 metros por hora, generalmente debería

proveer una data de recobro aceptable dentro de un tiempo experimental razonable.

El desplazamiento es generalmente determinado después de inyectar un volumen de gas igual al 1.2 del volumen poroso. El recobro en este punto es referido como el último recobro. La prueba puede también ser terminada a una cantidad preseleccionada de petróleo producido por gas de alrededor de ocho mil vol/vol (40.000 – 50.000 scf/stb) con la determinación del último recobro a estas condiciones.

El volumen de petróleo estabilizado producido en el separador es generalmente convertido a estas condiciones desde las de yacimientos, usando la fracción de volumen medido en el petróleo original. A condiciones de altas presiones, como particularmente la inyección de gas rico, una cantidad significativa de líquido es recogido en el separador debido a la condensación del gas producido. El factor volumétrico para este líquido es diferente al del petróleo original. La recolección de líquido a estas condiciones no es totalmente lograda por desplazamiento.

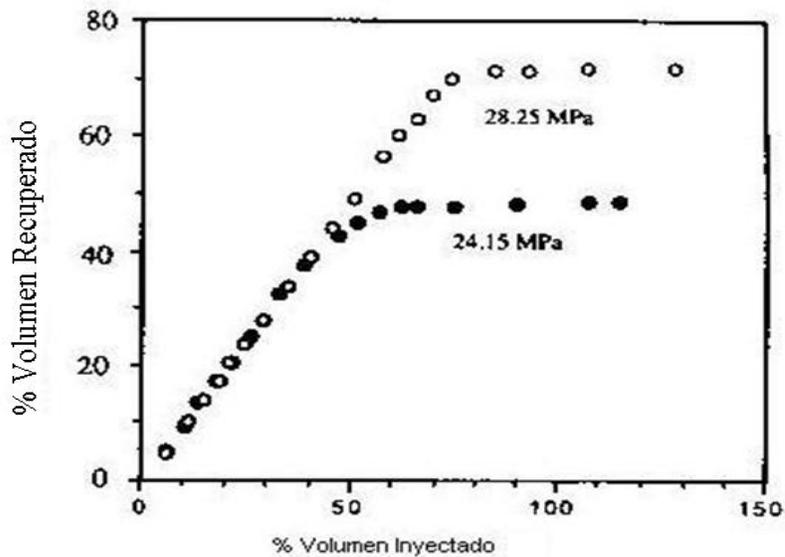


FIG.2.12. Grafico de Recobros a diferentes Presiones

La FIG.2.12 muestra dos típicas curvas de recobro del petróleo a diferentes presiones. A 24.15 MPa (3.503 psi), ha sido inyectado un volumen de gas equivalente al 38 % del volumen poroso, con un recobro de petróleo de alrededor del 50 %. El volumen de petróleo recobrado por el gas inyectado es casi igual al volumen de dicho gas. Este por lo general es menor que el volumen inyectado debido a la compresión del volumen total gas/petróleo en el contacto. El recobro de petróleo, luego de la irrupción, decae de repente y puede ser un poco menor, particularmente en desplazamientos eficientes. La relación gas/petróleo se incrementa ligeramente luego de la irrupción como se muestra en la FIG.2.13.

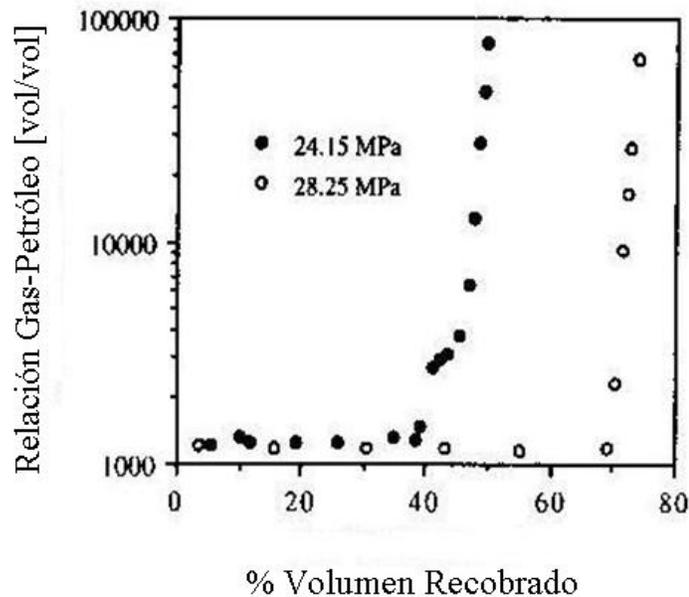


FIG.2.13. Relación Gas/Petróleo producida en procesos de desplazamiento por gas a dos diferentes presiones

El bajo recobro a 24.15 MPa es indicativo de un desplazamiento inmisible. A la alta presión de 28.25 Mpa (4.097 psi) la irrupción del gas ocurre poco después. Nótese que el recobro, tanto el de irrupción como el último, ha sido mejorado marcadamente a esta presión indicando el aprovechamiento de la miscibilidad. Aunque a condiciones de miscibilidad el desplazamiento es más eficiente generalmente no se espera un recobro del 100% de petróleo, a menos

que sea incluido el recobro del condensado en la inyección de gas rico, donde el recobro completo de líquido equivalente a todo el volumen poroso puede ser logrado.

Diferentes niveles de recobro, como el del 80% a la irrupción de gas [16], o el de 90-95 % del recobro final [17,18], pueden ser sugeridos como dentro del criterio para un desplazamiento miscible. El recobro de petróleo, sin embargo, depende del diseño de tubería y de las condiciones de operación. Un Slim Tube sólo puede dar un recobro de petróleo del 80% a condiciones miscibles. La evaluación del recobro cambia con las variaciones de presión, o el enriquecimiento del gas. Es más apropiada para determinar las condiciones de miscibilidad que la búsqueda de altos recobros. La definición más aceptable es la presión, o el nivel de enriquecimiento al punto en que se halla el recobro final como es mostrada en la FIG.2.14. Se espera que se incremente el recobro con el aumento de presión, pero el recobro adicional por encima de la presión mínima de miscibilidad es mínimo generalmente.

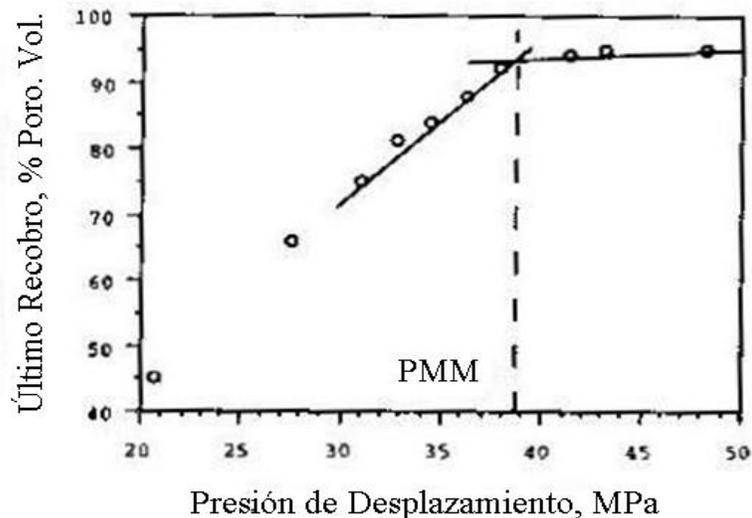


FIG.2.14. Determinación de PMM mediante el ploteo del último recobro vs. la presión.

La dispersión y las variaciones composicionales, particularmente en la inyección de gas rico, crea concentración y bancos de saturación a lo largo del tubo, que pueden ser detectados convenientemente con las fluctuaciones de la relación gas/petróleo, como se muestra en la FIG.2.15. Los bancos ricos en fracciones intermedias y pesadas contribuyen más en el recobro del petróleo. La posición relativa de los bancos es determinada por la composición de los fluidos de inyección y de yacimiento y las condiciones de desplazamiento. El recobro de un banco rico puede ser retardado con el enriquecimiento del gas de inyección y puede ser confundido como una reducción en el recobro del petróleo [19]. Si el desplazamiento es terminado antes de que aparezcan los bancos de líquido producido, el cambio en el recobro de líquido puede reflejar no apropiadamente el impacto de la variación de presión o del enriquecimiento del gas.

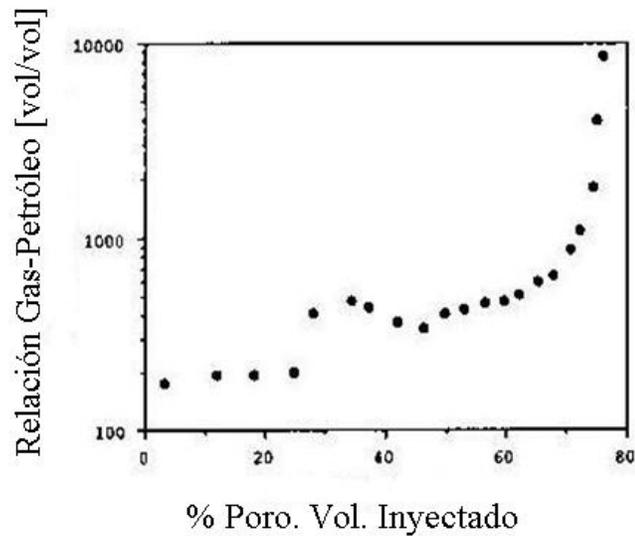


FIG.2.15. Variaciones de la relación gas/petróleo producidas con el volumen de gas rico inyectado

La variación composicional del gas producido del petróleo en un desplazamiento inmisible con inyección de nitrógeno es mostrado en la FIG.2.16. A la irrupción del gas, la concentración de metano, excede a la del crudo original. Esto es debido a la alta volatilidad del metano la cual resulta en su

vaporización dentro del nitrógeno que avanza. Una ausencia del banco de metano [20] y de suaves perfiles de concentración de componentes intermedios [11] son también sugeridos como medidas que denotan desplazamientos miscibles. Una combinación de estos criterios, incluyendo una observación detallada, es siempre usada para identificar condiciones miscibles.

Cuando la miscibilidad es lograda por vaporización, los factores de flujo no deberían, al menos teóricamente, afectar las condiciones de miscibilidad. Cuando la miscibilidad es lograda dentro de la zona de transición se espera que el estado crítico dependa del flujo y de los factores de dispersión. El uso de núcleos de yacimientos es considerado para incluir algunos de estos factores. Un arreglo compuesto de un Slim Tube delante de un núcleo, donde el Slim Tube provee suficiente longitud de contacto entre las fases, para introducir los fluidos en el núcleo, es siempre considerado. Los avances de estos refinamientos, están siempre abiertos a cuestionamientos.

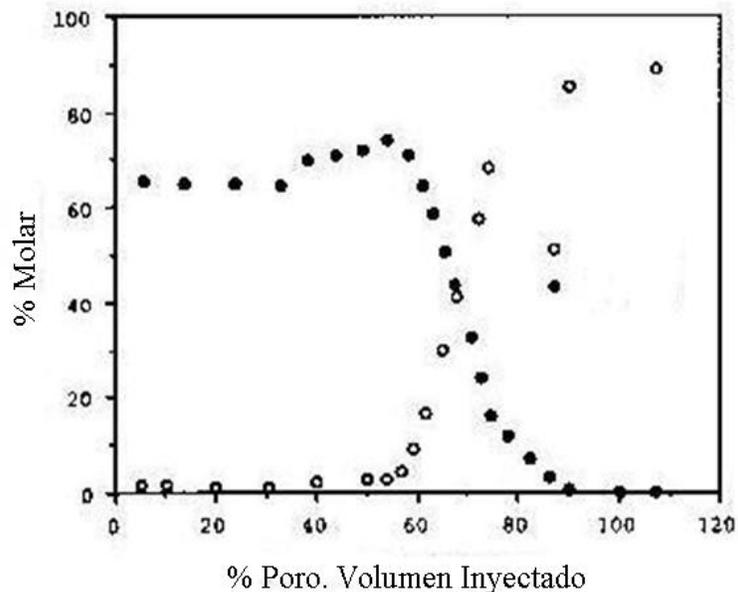


FIG.2.16. Concentración de Metano y Nitrógeno en el gas producido

Un Slim Tube puede proveer información muy útil acerca de cuestionamientos de fases, además de la PMM y del EMM, para modelos de evaluación de comportamientos de fases, cuando es aplicado en procesos de inyección de gas.

La PMM determinada por un desplazamiento en un Slim Tube no corresponde necesariamente a la miscibilidad termodinámica, esto es, el logro del estado crítico. Efectos adversos como la dispersión pueden prevenir o retardar la miscibilidad termodinámica [10,21], pero la baja tensión interfacial prevaleciente entre las dos fases todavía proveerá un desplazamiento altamente eficiente.

2.1.5.2. EL APARATO DE LA BURBUJA ASCENDENTE

La observación del comportamiento de una burbuja de gas, que asciende en una celda visible a alta presión que simula el yacimiento, puede ser sugerido [22] como un método de determinación de PMM. El aparato mostrado en la FIG.2.17, donde una pequeña burbuja de gas es introducida en la parte inferior de una columna de petróleo a través de la fase acuosa, actuando como un buffer entre los compartimientos de gas y petróleo. La burbuja de gas esta continuamente en contacto con el petróleo aunque hace un movimiento ascendente, el cual resulta en el alcance del equilibrio con el crudo original o en el logro de la miscibilidad, dependiendo de la presión de la prueba. Una serie de pruebas son realizadas a diferentes presiones, y la forma de la burbuja es monitoreada durante su movimiento ascendente.

A presiones muy por debajo de la PMM, la burbuja conserva su forma casi esférica, pero su tamaño es reducido debido a que el gas está parcialmente disuelto en el crudo. A la PMM o ligeramente por debajo de ella la burbuja desarrolla en su parte inferior una cola ondulante con la interfase gas/petróleo que va desapareciendo. A presiones más altas que la PMM, la burbuja se dispersa muy rápidamente y desaparece dentro del petróleo. Una burbuja de gas que no logra la

miscibilidad, también desaparecerá dentro de un petróleo subsaturado, pero no se dispersará. El método sólo es aplicable para procesos de vaporización, donde el enriquecimiento del gas crea el fluido miscible. La PMM obtenida por este método está razonablemente en el mismo rango que la obtenida en un desplazamiento usando el Slim Tube [22].

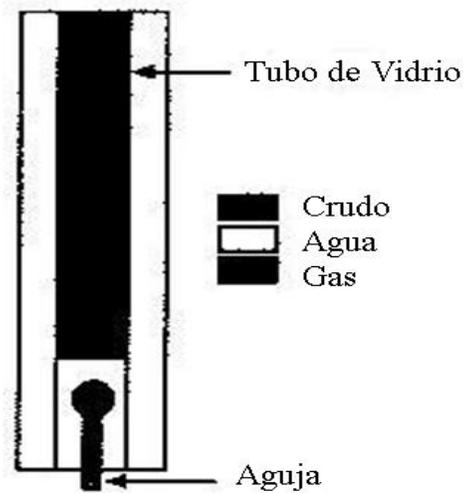


FIG.2.17 Diagrama esquemático del aparato de la burbuja ascendente mostrando fases de fluidos al comienzo del experimento

2.2. CONSIDERACIONES GENERALES SOBRE LA SELECCIÓN DEL FLUIDO A INYECTAR [23,24]

La inyección de agua y/o gas en un yacimiento petrolífero constituye una adición artificial de energía al mismo. Elimina o atenúa la caída de presión que se produciría si no se reemplazara el petróleo producido por otro fluido.

La tecnología de inyección de agua y/o gas es considerada convencional, probada como eficiente tanto bajo el punto de vista técnico como económico. Sin embargo, existen muchos proyectos que han fracasado por diferentes razones: características inapropiadas del yacimiento, malos diseños de los proyectos, incompatibilidad entre los fluidos de inyección y los fluidos y rocas del yacimiento, etc. Se analizan las razones por las cuales fallan los proyectos

Para la selección del fluido a inyectar se realizarán las siguientes consideraciones:

2.2.1. Disponibilidad

El fluido que se piensa inyectar debe estar disponible en cantidad abundante. En el caso de Venezuela, se tiene en el Occidente abundancia de agua en el Lago de Maracaibo y deficiencia de gas; en cambio en Oriente, se tiene abundancia de gas y deficiencia de fuentes superficiales de agua cerca de los yacimientos.

2.2.2. Inyectividad de fluidos

Dependiendo del tipo de fluido de inyección y de su calidad, pueden ocurrir problemas de incompatibilidad y/o precipitación de sólidos que producen una reducción de permeabilidad y la consiguiente disminución de inyectividad de los fluidos. Los casos de expansión de arcillas, floculación de asfaltenos, formación de emulsiones, etc, son frecuentes.

2.2.3. Eficiencia de Barrido

En la selección del fluido a inyectar se debe considerar cuál de las opciones disponibles genera un mejor barrido del yacimiento. Se debe tener presente la Razón de Movilidad, la Segregación Gravitacional de los Fluidos, las heterogeneidades del yacimiento, etc.

2.2.4. Eficiencia de Desplazamiento

Para que un proyecto de recuperación mejorada de petróleo presente buenos resultados, es necesario que el fluido de inyección produzca una elevada Eficiencia de Desplazamiento. Se debe tener en cuenta la mojabilidad de la roca con respecto al fluido de inyección, la tensión interfacial fluido desplazante/desplazado, las viscosidades de los fluidos, la transferencia de masa entre los fluidos, etc.

2.2.5. Facilidades de Inyección

Este factor es de gran importancia económica en la selección final del fluido de inyección. En la escogencia entre agua y gas, se sabe que las bombas de inyección de agua cuestan menos que los compresores para elevar la presión del gas, sin embargo, el costo del tratamiento del agua es mayor.

2.2.6. Facilidades de Producción

El diseño de las facilidades de producción depende del tipo de fluido a inyectar. En el caso de inyección de agua se deben planificar las instalaciones de desmulsificación y deshidratación del crudo.

2.2.7. Costo del Fluido de Inyección y su Tratamiento

Día a día las fuentes de gas y agua para inyección son más escasas y por eso en algunos casos ha sido necesario asignarle un valor intrínseco al fluido de inyección. También es fundamental tener en cuenta el costo del tratamiento del fluido de inyección.

2.3. Inyección de Agua vs. Inyección de Gas

Consideraciones prácticas que se presentan en los Proyectos de Inyección de Agua y Gas:

2.3.1. Eficiencia de Desplazamiento

En general, el agua es más eficiente que el gas en desplazar el petróleo por las siguientes razones: tiene mayor viscosidad, menor movilidad y las rocas presentan menor permeabilidad efectiva al agua que al gas. Esto produce una razón de movilidad agua-petróleo menor que la de gas-petróleo y por lo tanto las eficiencias de barrido y desplazamiento son mayores en el agua.

2.3.2. Imbibición

En yacimientos hidrófilos naturalmente fracturados, el agua desplaza al petróleo de las fracturas por empuje viscoso y de la matriz por imbibición. El avance macroscópico del frente de agua está dominado por la fuerza gravitacional [25].

La imbibición también ayuda en el desplazamiento de petróleo por agua en yacimiento con variación vertical de permeabilidad donde las capas tienen continuidad vertical. La imbibición logra que el agua penetre en las capas de menor permeabilidad y desplace el petróleo hacia las más permeables, como ocurre en los yacimientos del Estado Barinas.

2.3.3. Segregación Gravitacional

En general, la segregación gravitacional es mayor en la inyección de gas que en la de agua, debido a que la diferencia de densidades petróleo-gas es cinco veces mayor que la de agua-petróleo. Esto en algunos casos beneficia la inyección de gas y en otros la perjudica.

2.3.3.1. Yacimientos Horizontales

En yacimientos horizontales, cuando se inyecta y se produce por todo el espesor de la formación, el efecto negativo de la segregación gravitacional sobre la eficiencia vertical de barrido, es mayor en la inyección de gas que en la de agua; sin embargo, si el yacimiento horizontal es de gran espesor (mayor de 100 pies), se puede formar una capa secundaria de gas que es muy eficiente en el desplazamiento de petróleo. Para que ocurra segregación del gas se requiere que el yacimiento tenga una permeabilidad vertical mayor de 200 md.

2.3.3.2. Yacimientos Inclınados

Debido a la segregación gravitacional, es más eficiente el desplazamiento buzamiento abajo de petróleo por gas que el desplazamiento buzamiento arriba de petróleo por agua en yacimientos inclinados.

2.3.4. Yacimientos Oleófilos

En estos yacimientos el petróleo ocupa los canales porosos más pequeños y moja la superficie de los granos, en cambio el agua ocupa los canales porosas más grandes. Por esta razón, el agua es ineficiente en la recuperación de petróleo en yacimientos oleófilos. En estos yacimientos, el gas puede hacer un mejor desplazamiento del petróleo que el agua.

2.3.5. Vaporización de Hidrocarburos

Un mecanismo asociado con la inyección de gas, que no se tiene en la inyección de agua, es la vaporización de hidrocarburos. Una porción del petróleo contactado por el gas inyectado es vaporizada y desplazada hacia los pozos de producción en forma de gas. En crudos livianos, volátiles y condensados este mecanismo es muy importante y se debe tener en cuenta en la predicción del comportamiento del yacimiento, ya que el gas producido, al enfriarse, rinde en superficie los líquidos vaporizados que originalmente formaban parte del petróleo líquido del yacimiento.

2.3.6. Propiedades Petrofísicas

En yacimientos con baja permeabilidad (menor a 100 md) y porosidad menor al 15% es preferible la inyección de gas, ya que la inyectividad del agua en estos yacimientos es baja. En yacimientos con permeabilidad mayor a 100md y porosidad mayor del 15% de media a alta, es preferible inyectar agua [26].

2.3.7. Saturación Connata de Agua

La inyección de agua en yacimientos con alta saturación de agua connata (mayor al 30%), rinde bajos recobros de petróleo [27]. El agua inyectada tiende a fluir por los canales más pequeños, por donde está acumulada el agua connata, canalizándose rápidamente hacia los pozos de producción.

2.3.8. Variación Vertical de Permeabilidad

La presencia de zonas o estratos de alta permeabilidad en un yacimiento, es más negativo en proyectos de inyección de agua que de gas [28], ya que para recuperar el petróleo es necesario producir grandes cantidades de agua. Esto significa que el equipo de levantamiento artificial de producción, debe instalarse rápidamente debido a que los pozos no fluyen naturalmente cuando producen apreciables cantidades de agua y los costos de operación aumentan marcadamente. En la inyección de gas, el arribo prematuro de éste a los pozos productores no presenta mayores problemas de operación; por el contrario, altas relaciones gas-petróleo ayudan al levantamiento del petróleo.

2.3.9. Contenido de Arcillas

Constituye un factor crítico en la decisión de implementar un proyecto de inyección de agua, ya que el agua reduce la inyectividad de las formaciones petrolíferas arcillosas por hinchamiento y/o dispersión de arcillas. Este problema no se presenta en la inyección de gas.

2.3.10. Corrosión de las Tuberías de Inyección

Otro problema que se presenta en la inyección de agua y se presenta poco en la inyección de gas natural dulce es la corrosión en las tuberías de inyección por la presencia de oxígeno y sales en el agua. En los pozos de inyección de agua es normalmente necesario usar sulfito de sodio, bactericidas e inhibidores de corrosión para aumentar la vida de servicio de estos pozos.

2.3.11. Profundidad del Yacimiento

En yacimientos profundos (mayor de 10000 pies) puede resultar más económico la inyección de agua que la de gas debido a la menor presión de cabezal requerida en el caso de agua, por cuanto el peso de la columna de agua ayuda a alcanzar las altas presiones de fondo requeridas por los pozos inyectoros.

2.3.12. Presencia de un Acuífero

Cuando un yacimiento tiene un acuífero pequeño de energía limitada se recomienda energizar el acuífero por medio de inyección de agua en los flancos del yacimiento. Si el acuífero es grande, un proceso de inyección sería contraproducente para el yacimiento, puesto que la inyección externa detiene el avance del acuífero y se corre el riesgo de tener recobros muy poco atractivos [29]. Como un corolario de lo anterior se tiene que antes de considerar un proceso de recuperación secundaria por inyección de agua o gas, es necesario prever que la inyección no contrarreste los mecanismos naturales de recobro.

2.3.13. Presencia de una Capa de Gas

En yacimientos con capa de gas se recomienda aprovechar la eficiencia de barrido de la capa inyectando no sólo el gas producido sino volúmenes adicionales provenientes de otros yacimientos. Además el gas mantiene presiones elevadas que reducen el requerimiento del levantamiento artificial, ya que las altas RGP disminuyen el peso de las columnas de petróleo. La presencia de una capa de gas grande es contraproducente en proyectos de inyección de agua, ya que el agua puede empujar petróleo hacia la capa de gas y este petróleo es difícil de recuperar [30].

2.3.14. *Petróleo del Ático*

Se llama petróleo del ático al petróleo localizado buzamiento arriba de la última fila de pozos productores. Debido a las fuerzas gravitacionales, el gas inyectado se desplaza buzamiento arriba formando una capa de gas secundaria que empuja el petróleo del ático buzamiento abajo, lográndose de esta manera su recuperación. En cambio el agua, como es más pesada que el petróleo, no puede desplazarse buzamiento arriba de la última fila de pozos productores y por tanto no es capaz de recuperar petróleo del ático.

2.3.15. *Desinifle del Yacimiento*

Al final de los proyectos de inyección de gas se puede obtener un recobro adicional de petróleo (2% POES) desinflando o agotando aceleradamente la presión del yacimiento. Durante el desinifle también se recupera gran parte del gas inyectado.

2.3.16. *Disponibilidad del Fluido de Inyección*

Una limitación fuerte de los proyectos de inyección de gas en el futuro es la disponibilidad de éste en cantidades suficientes. En cambio, regularmente se tiene disponibilidad fácil de agua superficial o subterránea en los campos petroleros. Siempre es conveniente la reinyección de aguas efluentes tratadas para evitar la contaminación ambiental si se dispusiere en superficie. Día a día en Venezuela se están incrementando los proyectos de inyección de agua y disminuyendo los de inyección de gas.

2.3.17. *Criterios Generales de Aplicación*

En general los mejores resultados de los proyectos de inyección de gas se han tenido en yacimientos con buena segregación gravitacional y de los proyectos de inyección de agua en yacimientos con buena transmisibilidad y continuidad vertical y lateral.

CAPÍTULO III

EL SOFTWARE

El programa objeto de este estudio, se basa principalmente en el cálculo de la Presión Mínima de Miscibilidad, así como el cálculo de recobros en yacimientos en los cuales se están inyectando diferentes tipos de gases como son: CO₂, N₂ y cualquier composición de gas natural. También contiene módulos para el cálculo mediante correlaciones empíricas, de los diferentes parámetros PVT y para la obtención de las condiciones críticas del crudo en yacimientos y del gas inyectado. Fue diseñado en el lenguaje de programación Visual Basic 6.0 de Microsoft el cual es uno de los lenguajes que despierta mayor entusiasmo entre los programadores, tanto expertos como novatos. En el caso de los programadores expertos por la facilidad con la que se desarrollan aplicaciones complejas (comparándolo con otros lenguajes como Visual C++). En el caso de los programadores novatos por el hecho de ver lo que son capaces de hacer a los pocos minutos de empezar su aprendizaje. Visual Basic 6.0 es un lenguaje de programación visual, también llamado lenguaje de 4ta generación, lo que quiere decir que un gran número de tareas se pueden realizar sin escribir códigos, simplemente con operaciones gráficas realizadas con el ratón sobre la pantalla.

Visual Basic 6.0 es también un programa basado en objetos, aunque no orientado a objetos como C++ o Java. La diferencia está en que Visual Basic 6.0 utiliza objetos como propiedades y métodos, pero carecen de los mecanismos de herencia y polimorfismo propios de los verdaderos lenguajes orientados a objetos.

Un modelo es una aproximación de la realidad y por lo tanto posee limitaciones que dependerán de las suposiciones hechas al momento de su realización. Adicionalmente a esto, están las limitaciones que el software tendrá producto de la traducción del modelo matemático al lenguaje de programación.

La idea principal del uso de los programas es la utilidad que estos podrían brindar a la hora de simular un proceso. Los programas simplifican los cálculos complicados, largos e iterativos que normalmente se encuentran asociados al área de la ingeniería, disminuyendo de esta forma el tiempo empleado en resolver problemas y minimizando la probabilidad de cometer errores de cálculo. Por ejemplo, si no se cuenta con las propiedades PVT del crudo, éstas deben obtenerse por medio de correlaciones empíricas e inclusive en el caso de poseerlas se debe proceder a interpolar para obtenerlas en las condiciones en que se desean. Finalmente el proceso es iterativo, se ejecuta hasta que cierta condición se cumple y por esto el empleo del programa disminuiría el proceso de cálculo y las probabilidades de error, no queriendo decir con esto que el programa es infalible, pero en definitiva con un buen uso y mantenimiento se incrementa su funcionamiento y se disminuyen sus limitaciones, además de la posibilidad atrayente del re-uso continuo y la facilidad de incrementar cambios en las variables de entrada para observar cómo varían los resultados en función de dichos cambios, sin necesidad de repetir todo los cambios.

Es indispensable hacer notar que los resultados arrojados por el programa dependerán de la veracidad de los parámetros en él introducidos, no se pueden esperar resultados satisfactorios de condiciones específicas si los datos de entrada son equívocos. Finalmente es requerido que el usuario tenga claro que es lo que desea hacer y que sea cuidadoso en la introducción de los datos.

3.1. INSTALACIÓN ⁽¹⁾

A.- Inserte el CD del “Proyecto PMM” en la unidad CD-ROM.

B.- De no inicializarse la aplicación automáticamente, haga doble click sobre el icono Mi PC; una vez allí sobre el icono que corresponde a la unidad de CD-ROM apretar botón derecho del ratón y seleccionar la opción Abrir.

C.-En los archivos del CD se encuentra un icono denominado “Setup.exe”, ejecútelo haciendo doble click sobre él, observará una imagen como la presentada en la FIG. 3.1:



FIG.3.1 Bienvenidos al Programa de Instalación de Proyecto PMM

D.-Seleccione la carpeta ⁽²⁾ donde desee instalar el software (FIG.3.2):

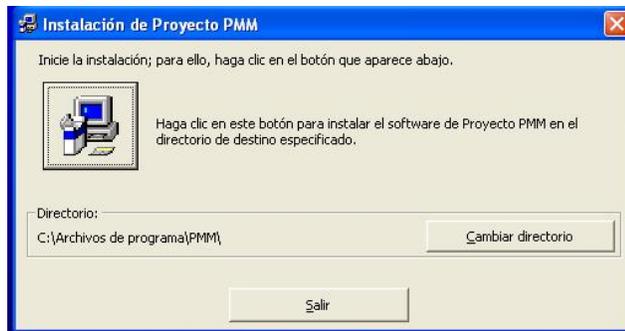


FIG.3.2 Selección de carpeta de Instalación

- (1) La instalación se debe hacer sólo la primera vez, es decir, una única vez.
- (2) Los nombres y ubicaciones de las carpetas y/o Grupos de Programas, dependerán de la configuración particular de su computador y también del idioma en el que fueron instalados los programas en su PC.

E.- Seleccione el Grupo de Programa ⁽²⁾ donde desee instalar el software (FIG.3.3):



FIG.3.3 Selección del Grupo de Programa

F.- Al culminar correctamente el proceso de instalación, debería observar una pantalla como la mostrada en la FIG.3.4:



FIG.3.4 Instalación correcta

G.- Una vez finalizado el proceso de instalación proceda con la iniciación.

(2) Los nombres y ubicaciones de las carpetas y/o Grupos de Programas, dependerán de la configuración particular de su computador y también del idioma en el que fueron instalados los programas en su PC.

3.2. INICIALIZACIÓN

A.-Diríjase al Menú Inicio, Programas, Proyecto PMM y ejecute la aplicación Proyecto PMM (FIG.3.5):

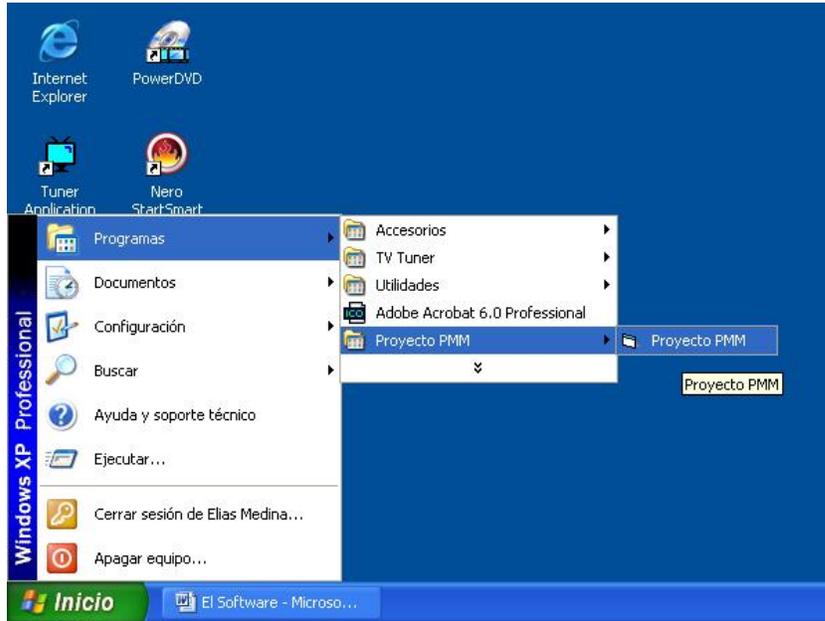


FIG.3.5 Ubicación de la aplicación Proyecto PMM

B.-Observará la presentación del programa “Proyecto PMM” (FIG.3.6):

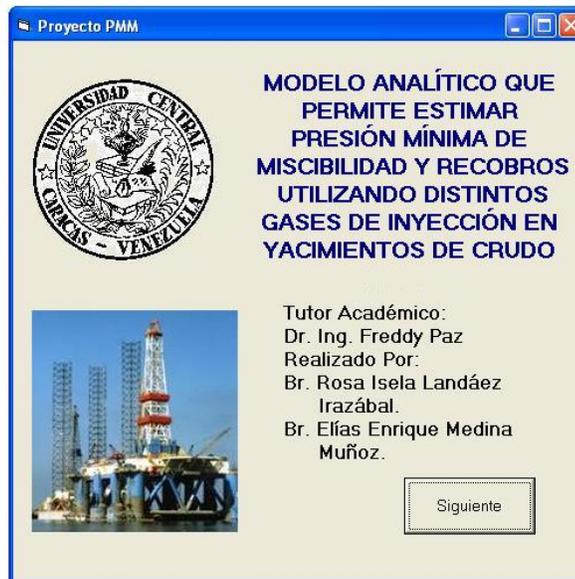


FIG.3.6 Presentación del Proyecto PMM (Fuente Fotografía: Pozo Ilustrado)

3.3. DESCRIPCIÓN Y FUNCIONAMIENTO

Se le presenta al usuario un menú principal del Proyecto PMM (FIG.3.7), que clasifica las diferentes aplicaciones que el software es capaz de realizar, dividiéndolas en 5 módulos principales: Presión Mínima de Miscibilidad, Parámetros PVT, Recobro del crudo, Condiciones Críticas del crudo y Condiciones Críticas del Gas Natural de Inyección. Solo oprimiendo el botón correspondiente a la aplicación que desee el usuario ejecutar se pasará a la pantalla inicial del módulo seleccionado.

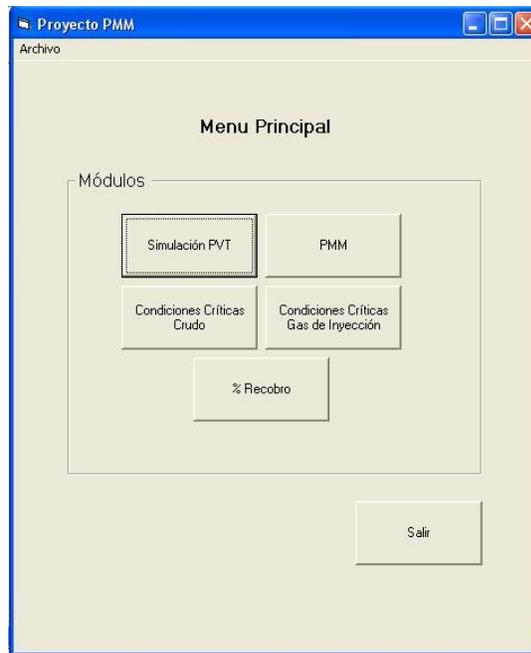


FIG.3.7 Menú Principal del Proyecto PMM

En esta pantalla se le permite al usuario también acceder a un Menú “Archivo”, el cual contiene opciones para consultar el manual del software, acceder al formulario del “Acerca de” del programa y abandonar el programa; obsérvese que existen diferentes combinaciones de teclas a oprimir para ejecutar estas acciones (Ctrl+M, Ctrl+A y Ctrl+X).

3.3.1. MÓDULO DE PRESIÓN MÍNIMA DE MISCIBILIDAD

Al ser seleccionado por el usuario en el menú principal el Módulo de Presión Mínima de Miscibilidad, se le pide al usuario que ingrese la Temperatura del Yacimiento y la Gravedad API del crudo (FIG.3.8).

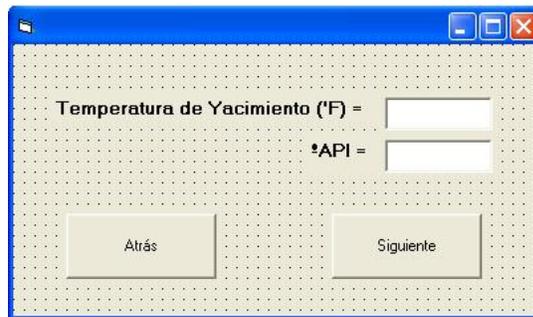
A screenshot of a software window titled 'Temperatura de Yacimiento (*F) ='. The window has a blue title bar with standard Windows window controls (minimize, maximize, close). The main area has a light beige background with a grid pattern. It contains two input fields: one for 'Temperatura de Yacimiento (*F) =' and another for '*API ='. Below the input fields are two buttons: 'Atrás' on the left and 'Siguiente' on the right.

FIG.3.8 Data de Temperatura y ^aAPI

Una vez ingresada esta data se pasa a la pantalla inicial de este Módulo (FIG.3.9), la cual permite al usuario seleccionar entre los diferentes gases de inyección disponibles, con los que se calculará la PMM. Los gases de inyección en este menú son: CO₂, N₂ y Gas Natural.

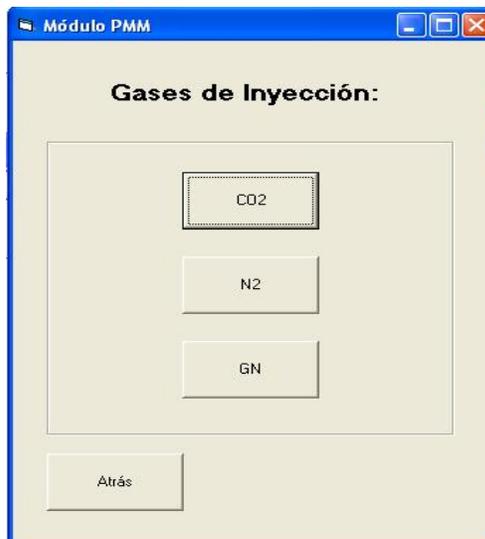
A screenshot of a software window titled 'Módulo PMM'. The window has a blue title bar with standard Windows window controls. The main area has a light beige background. It features the heading 'Gases de Inyección:' followed by three vertically stacked buttons labeled 'CO2', 'N2', and 'GN'. At the bottom left of the main area is a button labeled 'Atrás'.

FIG.3.9 Selección de los Gases de Inyección

3.3.1.1. CORRELACIONES PARA LA ESTIMACIÓN DE PMM CON CO₂ COMO GAS DE INYECCIÓN

Como primer gas de inyección tratado en este trabajo de tesis y presentado como opción en este software, tenemos el Dióxido de Carbono (CO₂), si el usuario se decide por esta opción se le muestra a continuación una serie de correlaciones empíricas capaces de calcular la PMM (FIG.3.10), dependientes éstas en su mayoría de la composición del crudo y de la temperatura del yacimiento.

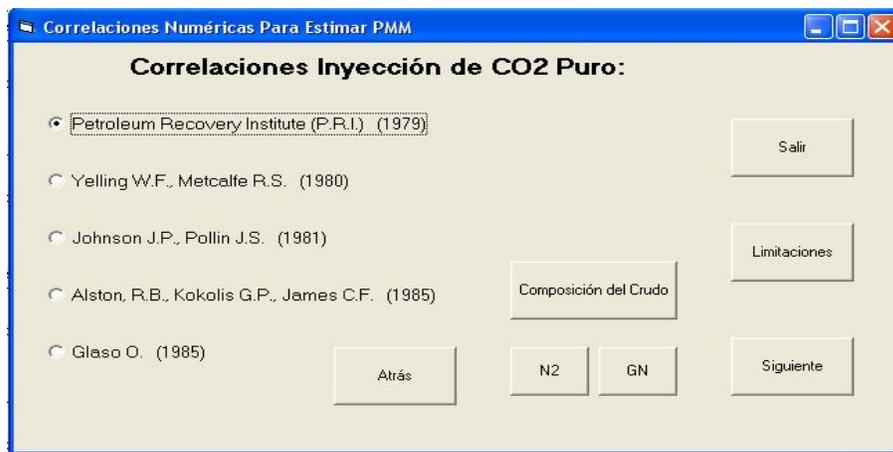


FIG.3.10 Correlaciones Inyección de CO₂ puro

En esta pantalla también se encuentran las siguientes opciones para el usuario:

- Limitaciones: Permite al usuario conocer el rango de trabajo de las diferentes correlaciones y demás limitaciones. El usuario debe marcar la correlación deseada y luego oprimir el botón de limitaciones.
- Accesos directos a las correlaciones para estimar PMM con N₂ ó GN como gases de inyección: Permite al usuario acceder de manera inmediata al menú de opciones de correlaciones empíricas, que calculan PMM con dichos gases.

- Botones direccionales: Permiten al usuario volver al menú anterior o ingresar a la correlación deseada.
- Salir: Abandonar el programa.
- Composición de crudo: Accesa al usuario a la hoja en donde podrá introducir la composición de crudo en porcentaje molares (FIG.3.11), necesaria para obtener resultados de PMM con estas correlaciones, dicha hoja será explicada con detenimiento a continuación.

3.3.1.1.1. FORMULARIO DE COMPOSICIÓN DEL CRUDO

	% molar	% molar	PM [lb/lbmol]	% peso
CO2	<input type="text"/>	<input type="text"/>	44.01	<input type="text"/>
N2	<input type="text"/>	<input type="text"/>	20.0134	<input type="text"/>
H2S	<input type="text"/>	<input type="text"/>	34.03	<input type="text"/>
C1	<input type="text"/>	<input type="text"/>	16.043	<input type="text"/>
C2	<input type="text"/>	<input type="text"/>	30.07	<input type="text"/>
C3	<input type="text"/>	<input type="text"/>	44.097	<input type="text"/>
i-C4	<input type="text"/>	<input type="text"/>	56.123	<input type="text"/>
n-C4	<input type="text"/>	<input type="text"/>	56.123	<input type="text"/>
i-C5	<input type="text"/>	<input type="text"/>	72.150	<input type="text"/>
n-C5	<input type="text"/>	<input type="text"/>	72.150	<input type="text"/>
C6	<input type="text"/>	<input type="text"/>	86.177	<input type="text"/>
C7	<input type="text"/>	<input type="text"/>	100.234	<input type="text"/>
C8	<input type="text"/>	<input type="text"/>	114.241	<input type="text"/>
C9	<input type="text"/>	<input type="text"/>	128.258	<input type="text"/>
C10	<input type="text"/>	<input type="text"/>	142.235	<input type="text"/>
C11	<input type="text"/>	<input type="text"/>	156.121	<input type="text"/>
C12	<input type="text"/>	<input type="text"/>	170.132	<input type="text"/>
C13	<input type="text"/>	<input type="text"/>	184.143	<input type="text"/>
C14	<input type="text"/>	<input type="text"/>	198.154	<input type="text"/>
C15	<input type="text"/>	<input type="text"/>	212.155	<input type="text"/>
C16	<input type="text"/>	<input type="text"/>	226.176	<input type="text"/>
C17	<input type="text"/>	<input type="text"/>	240.137	<input type="text"/>
C18	<input type="text"/>	<input type="text"/>	254.138	<input type="text"/>
C19	<input type="text"/>	<input type="text"/>	268.239	<input type="text"/>
C20	<input type="text"/>	<input type="text"/>	282.220	<input type="text"/>

Total [% molar] =

PM Crudo =

Fracción Plus

Densidad [lbm/PC] =

SG =

FIG.3.11. Formulario de Composición de CO2 puro

En este formulario se le permite al usuario el ingreso de la composición del crudo del yacimiento en fracción molar. Para obtener la sumatoria de las fracciones molares de los componentes se deben oprimir el botón “Generar”.

En el caso de que la sumatoria de las fracciones molares de los componentes del crudo no sea de 100%, se cuenta con el botón de “Normalizar”. La normalización consiste en lograr darle los valores que tendrían las diferentes fracciones de los componentes en un 100% de crudo. Esto se hace porque no siempre la información de composición que se tiene de los crudos a trabajar

representa el 100%, y estas correlaciones deben trabajar con el 100% del crudo ya que si no arrojarán resultados erróneos.

Se presenta una lista con los pesos moleculares de cada uno de los componentes que facilitará la obtención del peso molecular del crudo, oprimiendo el botón “Resultado PM”.

Una vez que se cuenta con el valor del peso molecular del crudo, oprimiendo el botón de “% molar → % peso”, el usuario tiene la opción de conocer la fracción en peso de cada uno de los componentes que conforman el crudo. La fracción en peso corresponde a la relación entre la masa del componente y la masa total.

Si se tiene fracción plus (ésta agrupa la información de los componentes más pesados dentro del crudo), el usuario debe introducir la fracción molar de dicha fracción plus en la casilla que le corresponda y así mismo su peso molecular (eliminando el valor de peso molecular mostrado por defecto en dicha casilla). Por ejemplo: suponiendo que se tiene una fracción C_{7+} , el usuario debe introducir en la casilla C_7 , la fracción molar de la fracción plus y en su correspondiente casilla de peso molecular C_7 (100.204, por defecto), introducir el peso molecular de esta fracción plus. Todo esto antes de generar la sumatoria de las fracciones molares de los componentes.

El usuario puede, marcando el botón correspondiente, acceder a la densidad de dicha fracción plus para así conocer la gravedad específica de ésta, oprimiendo el botón “Resultado SG”. Se hace notar que se toma como predeterminado que en la composición del crudo no existe una fracción plus; es por esto que el botón que permite acceder al usuario a la densidad de la fracción plus se encuentra por defecto como “NO”. Luego si el usuario lo oprime éste cambiará a “SI” y habilitará las casillas de densidad y gravedad específica de la fracción plus.

El botón “Reiniciar” limpia todo el formulario y devuelve los valores por defecto de la lista de PM de los componentes, así como coloca el “NO” de la fracción plus. Todo esto para facilitar el reingreso de la composición del crudo en caso de algún error o ingrese una nueva composición.

Debido a que este formulario de composición de crudo es útil en los tres casos de los gases de inyección (CO₂, N₂ y GN), se presentan entonces botones de acceso directo a los menús de correlaciones para el cálculo de PMM, para cada uno de ellos.

El Formulario también presenta un Menú “Archivo” el cual tiene dos opciones “Base de datos” y “Salir”. Al desplegar la opción “Base de datos” se observan los nueve crudos con los que el software ya dispone (Crudo A,B,C,...etc)⁽¹⁾; dichos crudos fueron con los que se hicieron los cálculos de PMM para los posteriores análisis de sensibilidad. Al seleccionar cualquiera de estos crudos inmediatamente la composición de dicho crudo es mostrada en ese formulario. Si el usuario quiere posteriormente elegir otra composición, sea de la base de datos o una a ingresar, debe oprimir primero el botón “Reiniciar”. También estando sobre el formulario, se pueden oprimir las combinaciones de teclas que se presentan en el Menú para abrir las composiciones de los crudos (Ctrl+F1, Ctrl+F2,...etc).

El botón “Salir” permite abandonar el programa.

(1) Es propicio mencionar que tanto en el software como en el trabajo de tesis se habla de composiciones de crudo A,B,C,..etc, debido a que no se cuenta con el permiso por parte del ente que provee dichas composiciones para presentarlo con su nombre real.

3.3.1.1.2. LIMITACIONES DE LAS CORRELACIONES PARA EL CÁLCULO DE PMM, PARA LOS DIFERENTES GASES DE INYECCIÓN

El software presenta dos tipos de mensajes de limitaciones para las correlaciones:

- Mensajes (FIG.3.12): Está referido a las condiciones generales en las que debe o puede ser aplicada dicha correlación.



FIG.3.12 Mensaje de Limitación de Correlación

- Intervalos (FIG.3.13): Está referido a los rangos de las propiedades (P, T, API, etc), en que se puede utilizar cada correlación.

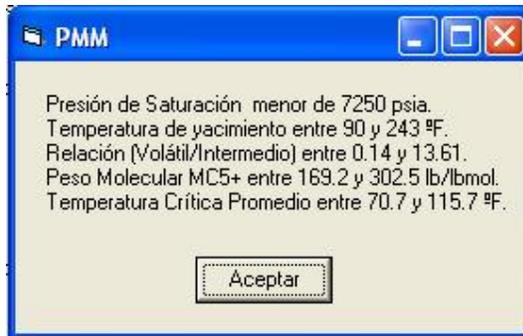


FIG.3.13 Intervalos de Limitación de Correlación

3.3.1.1.3. OPCIONES DE CORRELACIÓN DE CO2 PARA EL CÁLCULO DE PMM

Una vez que el usuario elige la correlación que desea utilizar y oprime el botón "Siguiente", se despliega el formulario que corresponde al cálculo de PMM mediante dicha correlación. En el caso de la utilización de CO₂ como gas de inyección, el software presenta las correlaciones hechas por:

- Petroleum Recovery Institute (PRI) (1979) [31]
- Yelling W.F., Metcalfe R.S. (1980)[32]
- Johnson J.P., Pollin J.S. (1981)[33]
- Alston R.B, Kokolis G.P., James C.F.(1985) [34]
- Glaso O.(1985) [35]

Petroleum Recovery Institute (P.R.I.) (1979)

$$PMM = 1071.82893 * 10^{(2.772-1519/(To+460))}$$

To [F] = Generar

PMM [psi] =

Atrás Resultado Exportar a Resultados

FIG.3.14.Petroleum Recovery Institute (PRI) (1979)

Yelling W.F., Metcalfe R.S. (1980)

$$PMM = 1833.7217 + 2.2518055 * To + 0.1800674 * To^2 - 103949.93/To$$

To [F] = Generar

PMM [psi] =

Atrás Resultado Exportar a Resultados

FIG.3.15 Yelling W.F., Metcalfe R.S. (1980)

Estas correlaciones de Petroleum Recovery Institute (PRI) (1979) y Yelling W.F., Metcalfé R.S. (1980) (FIG.3.14 y 3.15), sólo requieren, para el cálculo de PMM, la Temperatura del Yacimiento. Al oprimir el botón “Generar” se absorbe el valor accesado por el usuario al inicio del módulo.

Con el botón de “Resultado” se obtiene el valor de PMM, que luego podrá ser exportado a la hoja de resultados oprimiendo el botón de “Exportar a Resultado”. Con el botón de “Atrás” se puede regresar al menú anterior.

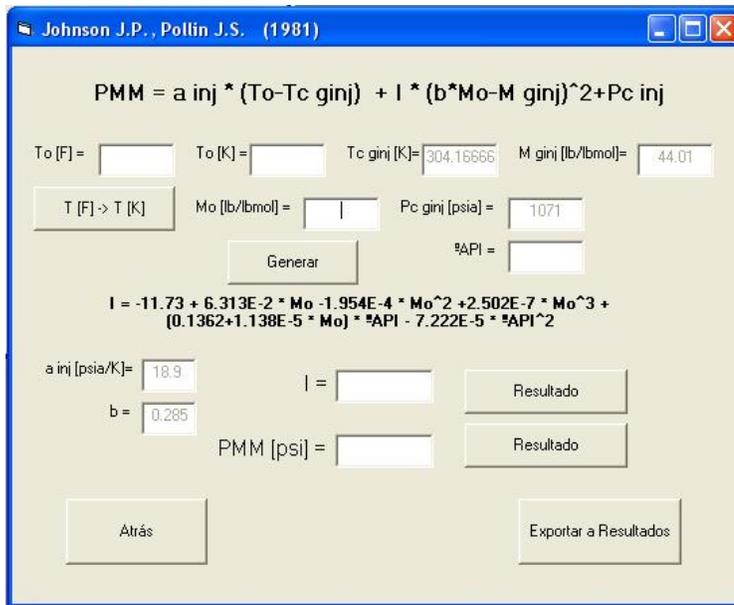


FIG.3.16 Johnson J.P., Pollin J.S. (1981)

En este formulario de la correlación de Johnson J.P., Pollin J.S. (1981) (FIG.3.16) al oprimir el botón “Generar” se absorben los valores anteriormente introducidos de Temperatura y API, así como también el valor del peso molecular del crudo generado en el formulario de composición de crudo. Con el botón “T [F] → T [K]”, se genera la temperatura en absoluto.

Las condiciones críticas del gas de inyección (CO₂) están por defecto y no accesibles al usuario, al igual que el peso molecular del mismo, por ser valores constantes.

Las constantes a y b son propias de la correlación y sus valores están por defecto e inaccesibles al usuario.

Al oprimir los botones “Resultado” se obtiene el valor de la variable I, propia de la correlación, y el valor de PMM, que luego podrá ser exportado a la hoja de resultados.

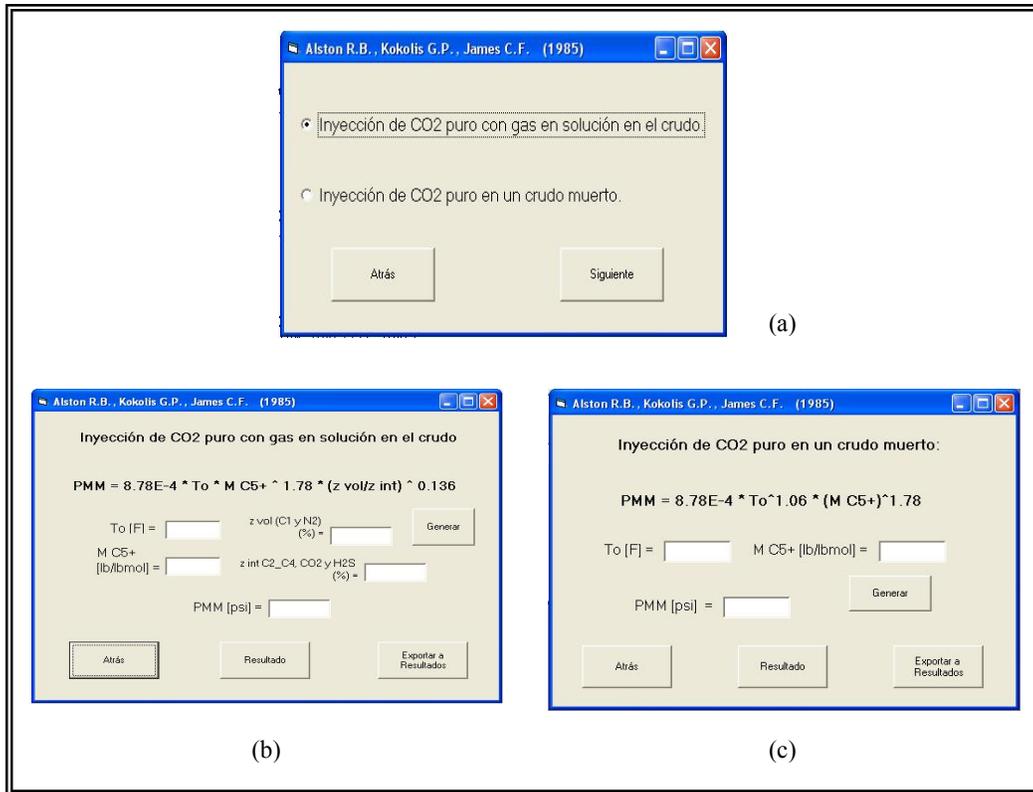


FIG.3.17 Alston R.B, Kokolis G.P., James C.F. (1985)

En la FIG.3.17 (a) se muestran las dos opciones de correlaciones para CO₂ de Alston R.B, Kokolis G.P., James C.F. (1985). Si se elige la primera (Inyección de CO₂ puro con gas en solución en el crudo), se presentará la pantalla mostrada en la FIG.3.17 (b) , donde al oprimir el botón “Generar” se absorbe el valor de la Temperatura del Yacimiento introducida anteriormente, así como, una vez lleno el formulario de composición de crudo, los valores de peso molecular de C₅₊, la sumatoria de la fracción molar de los componentes volátiles del crudo (Nitrógeno y Metano) y la sumatoria de la fracción molar de los componentes intermedios (Etano, Propano, Butano, CO₂ y H₂S). Luego para obtener la PMM, el usuario debe oprimir el botón “Resultado”.

Al elegir la segunda opción (FIG.3.17 (c)) (Inyección de CO₂ puro en un crudo muerto), al oprimir el botón “Generar” se absorben los valores de Temperatura del Yacimiento y peso molecular de C₅₊. La correlación presenta una tercera opción para inyección de CO₂ impuro que no se presenta en este trabajo, porque sólo se trabajó con CO₂ puro.

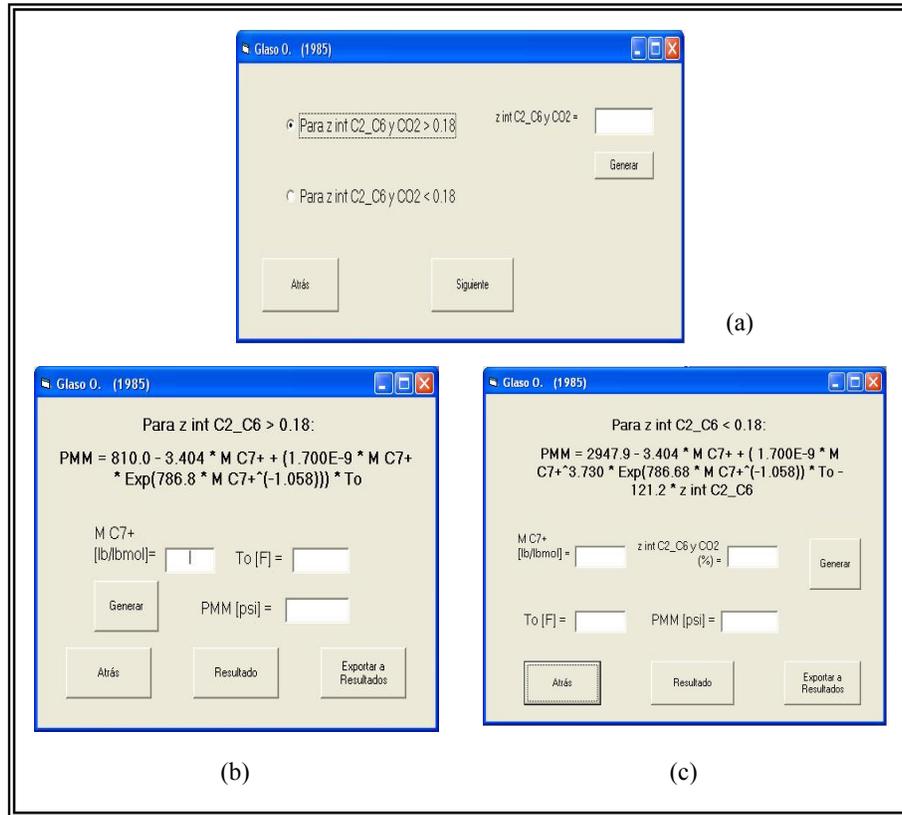


FIG.3.18 Glaso O. (1985)

En la FIG.3.18 (a) se muestran las dos opciones de correlaciones de Glaso O (1985) para CO₂. El usuario con el botón “Generar” obtiene el valor de la sumatoria de los componentes C₂-C₆ y CO₂. Con este puede entonces elegir entre las opciones presentadas; al seleccionar la primera (para la sumatoria de las fracciones molares de los componentes intermedios C₂ – C₆, incluyendo el CO₂ en el crudo > 0.18), se presentará la pantalla mostrada en la FIG.3.18 (b), donde al oprimir el botón “Generar” se absorbe el valor de la Temperatura del Yacimiento introducida anteriormente, así como, una vez lleno el formulario de composición

de crudo, el valor de peso molecular de C_{7+} . Luego, para obtener la PMM, el usuario debe oprimir el botón “Resultado”.

Al elegir la segunda opción (FIG.3.18 (c)) (para la sumatoria de las fracciones molares de los componentes intermedios $C_2 - C_6$, incluyendo el CO_2 en el crudo < 0.18), al oprimir el botón “Generar” se absorben los valores de Temperatura del Yacimiento, peso molecular de C_{7+} y de la sumatoria de las fracciones molares de los componentes intermedios $C_2 - C_6$, incluyendo el CO_2 en el crudo. Luego al oprimir el botón “Resultado”, se obtiene el valor de PMM.

3.3.1.2. CORRELACIONES PARA LA ESTIMACIÓN DE PMM CON N2 COMO GAS DE INYECCIÓN

Se presenta como segunda opción en este software el Nitrógeno como gas de inyección. Si el usuario se decide por ésta, se le muestra a continuación una serie de correlaciones empíricas capaces de calcular la PMM (FIG.3.19), dependientes al igual que la mayoría de la composición del crudo y de la temperatura del yacimiento.

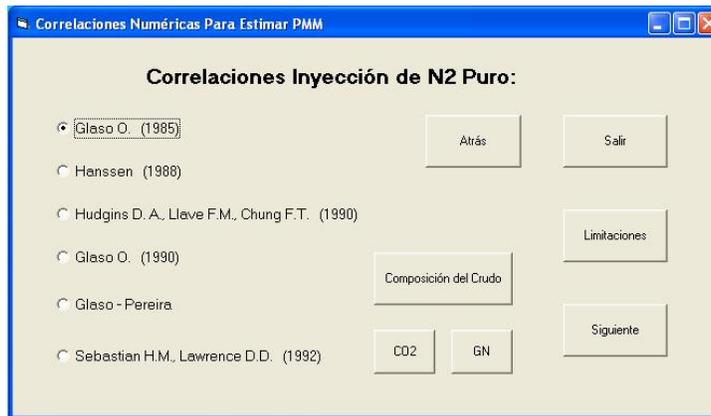


FIG.3.19 Correlaciones Inyección de N₂ puro

En este formulario, al igual que en el de las correlaciones para inyección de CO₂, se presenta un botón “Limitaciones” que informa al usuario sobre los rangos en los que pueden trabajar las diferentes correlaciones y otras limitaciones propias de cada una de ellas. También se cuenta con el botón “Composición de Crudo”, el cual le da acceso al usuario al formulario de Composición de Crudo, para introducirla.

Están también los botones de acceso directo a las correlaciones de cálculo de PMM con CO₂ y GN como gases de inyección. EL botón “Salir” permite abandonar el programa.

El usuario debe elegir la correlación que necesite y oprimir el botón “Siguiente” para acceder al formulario de la correlación correspondiente.

3.3.1.2.1. OPCIONES DE CORRELACIÓN DE N2 PARA EL CÁLCULO DE PMM

- Glaso O. (1985) [35]
- Hanssen (1988) [36]
- Hudgins D.A., Llave F.M., Cheng F.T. (1990) [37]
- Glaso O. (1990) [38]
- Glaso-Pereira [39]
- Sebastian H.M. Lawrence D.D (1992) [40]

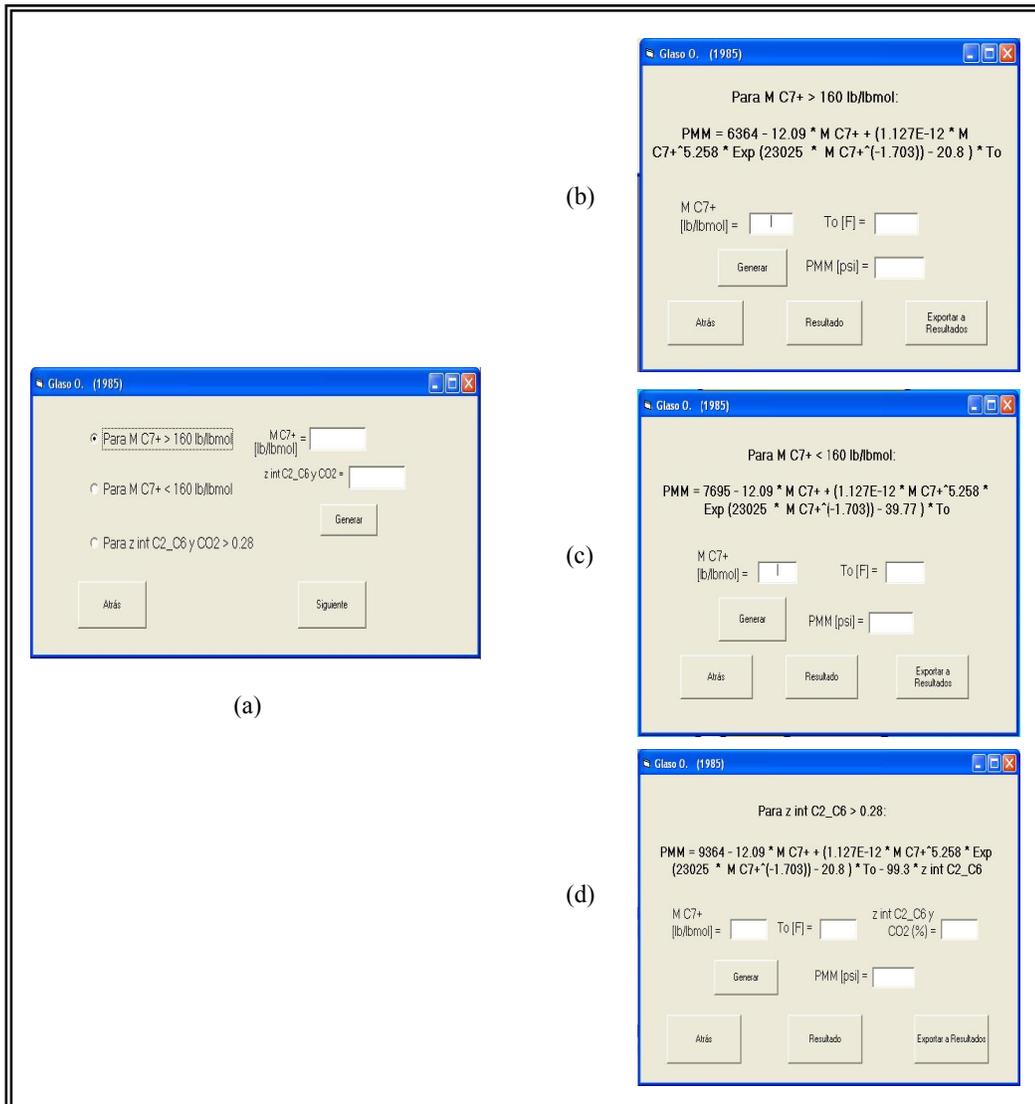


FIG.3.20 Glaso O. (1985)

En la FIG.3.20 (a) se muestran las tres opciones de correlaciones de Glaso O (1985) para N₂. El usuario, con el botón “Generar”, obtiene el valor de la sumatoria de los componentes C₂-C₆ y CO₂ y el del M_{C7+}. Con éstos puede entonces elegir entre las opciones presentadas; al seleccionar la primera (para pesos moleculares de C₇₊ > 160 lb/lbmol), se presentará la pantalla mostrada en la FIG.3.20 (b), donde al oprimir el botón “Generar” se absorbe el valor de la Temperatura del Yacimiento introducida anteriormente, así como, una vez lleno el formulario de composición de crudo, el valor de peso molecular de C₇₊. Para luego obtener la PMM, el usuario debe oprimir el botón “Resultado”.

Al elegir la segunda opción (FIG.3.20 (c)) (para pesos moleculares de C₇₊ < 160 lb/lbmol), al oprimir el botón “Generar” se absorben los valores de Temperatura del Yacimiento, peso molecular de C₇₊ y al igual que en el anterior se obtendrá, al oprimir el botón de “Resultado”, el valor de PMM. En la FIG.3.20 (d) se muestra la tercera opción (para la sumatoria de las fracciones molares de los componentes intermedios C₂ – C₆ en el crudo > 0.28), donde al igual que en los anteriores al oprimir el botón “Generar” se obtiene el T_o, M_{C7+} y además el Z C₂-C₆. Luego, al oprimir el botón “Resultado”, se obtiene el valor de PMM.

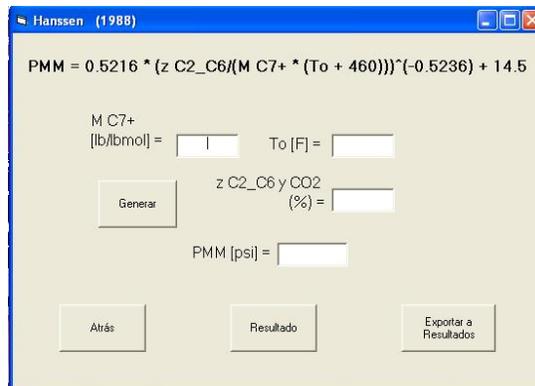


FIG.3.21 Hanssen (1988)

En la FIG.3.21 se muestra el formulario de la correlación de Hanssen (1988), donde al igual que en los anteriores, al oprimir el botón “Generar”, se obtiene el T_o , M_{C7+} y además el $Z_{C_2-C_6}$ y CO_2 (una vez lleno el formulario de composición de crudo). Luego, al oprimir el botón “Resultado”, se obtiene el valor de PMM.

Hudgins D.A., Llave F.M., Chung F.T. (1990)

$$PMM = 5568 * \text{Exp} (-R1) + 3641 * \text{Exp} (-R2)$$

$$R1 = 792.06 * (z_{C2-C6} / (M_{C7+} * T_o^{0.25}))$$

$$R2 = 2.15E6 * (z_{C1}^{5.632} / (M_{C7+} * T_o^{0.25}))$$

Generar M_{C7+} [lb/lbmol] = T_o [F] =

z_{C2-C6} y CO_2 (%) = z_{C1} (%) =

$R1$ = Resultado $R2$ = Resultado

PMM [psi] = Resultado

Atrás Exportar a Resultados

FIG.3.22 Hudgins D.A., Llave F.M., Cheng F.T.

La correlación Hudgins D.A., Llave F.M., Cheng F.T. (1990) es presentada en un formulario como el que se observa en la FIG.3.22. Con el botón “Generar” se absorben los valores de T_o , M_{C7+} , la fracción molar de los componentes intermedios (C_2-C_6 y CO_2), así como la fracción molar del Metano. Oprimiendo los botones “Resultados” respectivos se obtienen los valores de las variables R_1 y R_2 propias de la correlación y finalmente el valor de PMM, que luego se puede “Exportar a Resultados”.

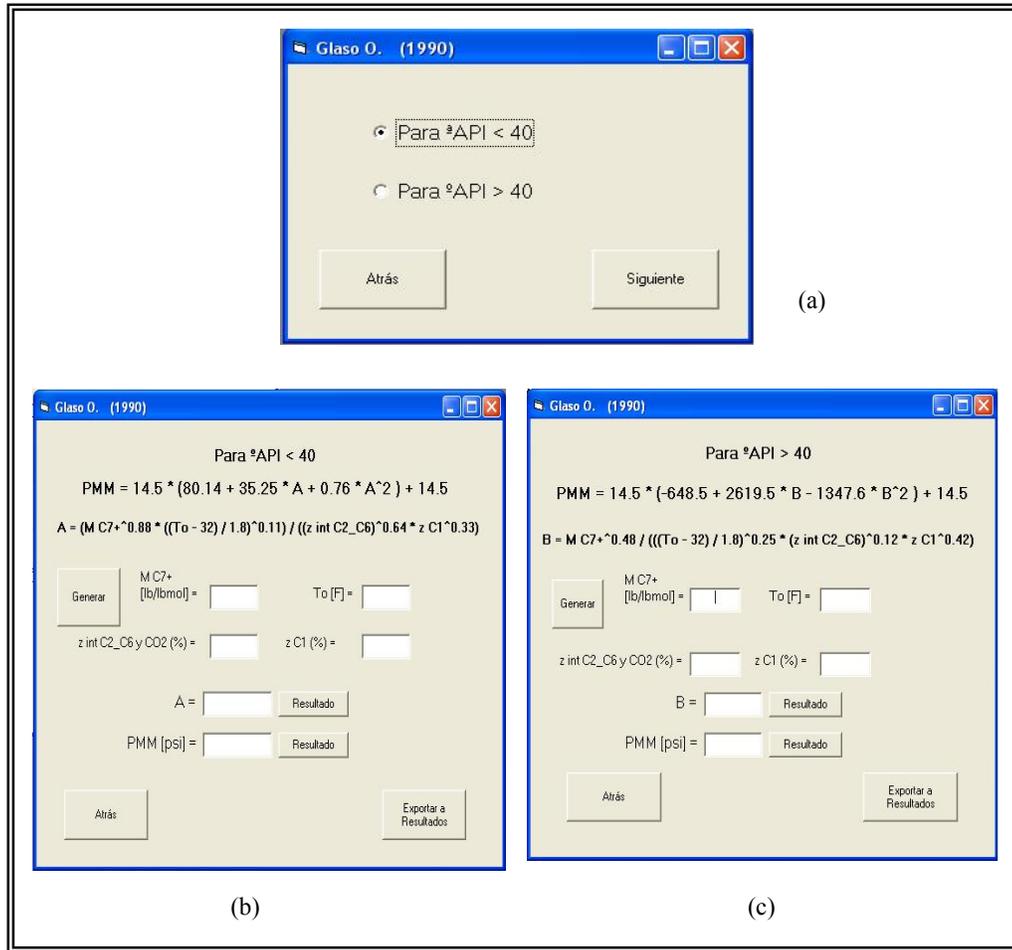


FIG.3.23 Glaso O. (1990)

En la FIG.3.23 (a) se observa el formulario que da las opciones de la correlación Glaso O. (1990). La FIG. 3.23 (b) representa la opción °API < 40 y la FIG.3.23 (c) la opción para °API > 40. En ambas se obtienen los valores de To, ZC₁, M_{C7+} y el ZC₂-C₆ y CO₂ con el botón “Generar”. Con los respectivos botones de “Resultado” se generan las variables A y B, propias de las correlaciones, así como el valor de PMM.

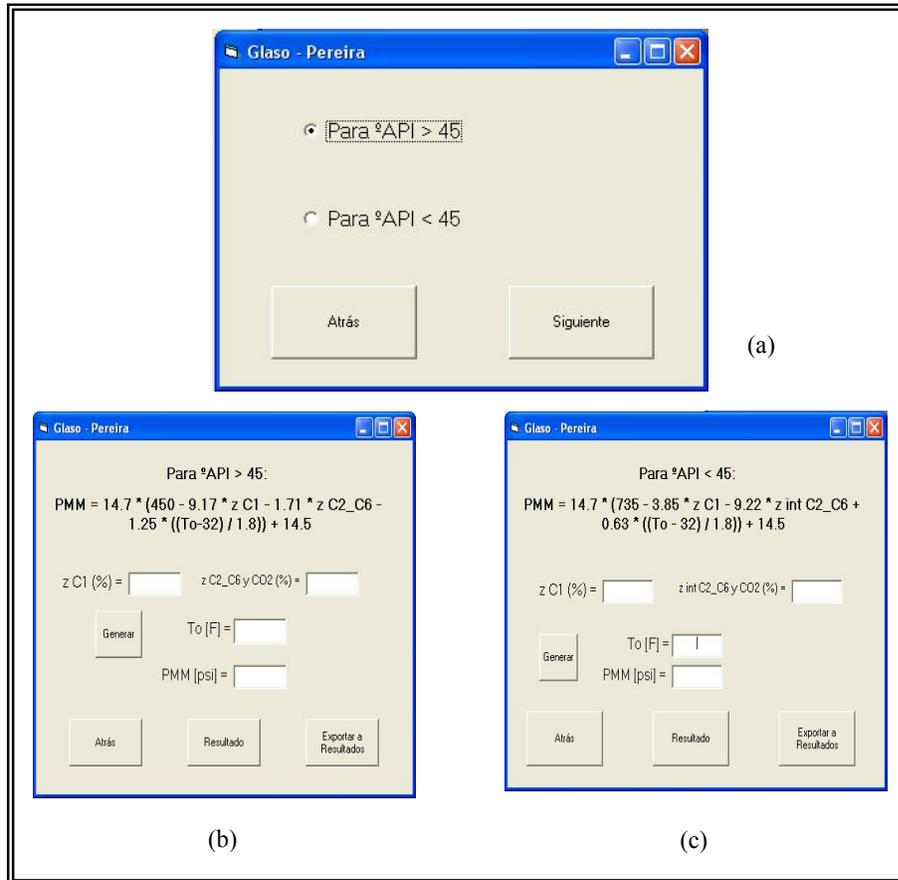


FIG.3.24 Glaso - Pereira

Las opciones de la correlación de Glaso-Pereira son mostradas en la FIG.3.24 (a) y tanto para °API > 45 como para °API < 45 (FIG.3.24 (b) y 3.24 (c), respectivamente), el botón “Generar” sirve para obtener los valores de To, ZC₁, ZC_{2-C6} y CO₂, una vez lleno el formulario de composición de crudo; que sirven para obtener el valor de PMM oprimiendo el botón “Resultado”.

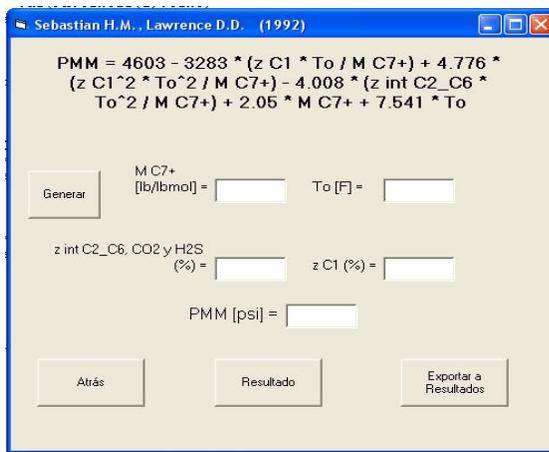


FIG.3.25 Sebastian H.M. Lawrence D.D

Sebastian y Lawrence presentan una correlación para Nitrógeno que se observa en la FIG.3.25. Una vez obtenido el resultado de PMM, este se puede “Exportar a Resultados”.

3.3.1.3. HOJA DE RESULTADOS PARA LA INYECCIÓN DE CO₂ Y N₂.

Composición del Crudo		Propiedades Fracción Plus (calculadas)		Importar
Componentes	% molar			
Dióxido de Carbono	<input type="text"/>	Densidad (lb/pc) =	<input type="text"/>	Borrar
Nitrogeno	<input type="text"/>	SG @ 60 °F =	<input type="text"/>	Imprimir
H ₂ S	<input type="text"/>	Gas de Inyección		Atás
Metano	<input type="text"/>	<input type="radio"/> CO ₂ <input type="radio"/> N ₂		
Etano	<input type="text"/>	Yacimiento	<input type="text"/>	
Propano	<input type="text"/>	Ubicación	<input type="text"/>	Salir
iButano	<input type="text"/>	Campo	<input type="text"/>	
n-Etano	<input type="text"/>	Propiedades del Fluido		
iPentano	<input type="text"/>	Temperatura del Yacimiento (°F) =	<input type="text"/>	
n-Pentano	<input type="text"/>	Presión Saturación [psi] =	<input type="text"/>	
Hexano	<input type="text"/>	PM (lb/bsmol) =	<input type="text"/>	
Heptano	<input type="text"/>	SG gas @ 60 °F =	<input type="text"/>	
Octano	<input type="text"/>	Presión Mínima de Miscibilidad (lpcm) =		
Noneno	<input type="text"/>		<input type="text"/>	
Decano	<input type="text"/>			
Undecano	<input type="text"/>			
Dodecano	<input type="text"/>			
Tridecano	<input type="text"/>			
Tetradecano	<input type="text"/>			
Pentadecano	<input type="text"/>			
Hexadecano	<input type="text"/>			
Heptano	<input type="text"/>			
Octadecano	<input type="text"/>			
Nonadecano	<input type="text"/>			
CO ₂	<input type="text"/>			

FIG.3.26 Hoja de Resultados para CO₂ y N₂

Una vez concluido el cálculo de la PMM mediante las correlaciones hechas para la inyección del CO₂ y del N₂ al usuario se le presenta un formulario (FIG. 3.26) que contiene el valor exportado de PMM. Con el botón de “Importar” se obtiene la composición del crudo en fracción molar, el peso molecular del crudo, la densidad y gravedad específica de la fracción plus (si es conocida), todo esto desde el formulario de Composición de Crudo y la Temperatura del Yacimiento, desde la data inicial del módulo. También utilizando este botón, al usuario elegir previamente el tipo de gas inyectado, se rellena la casilla de la gravedad específica a condiciones normales (60°F), dependiendo del gas seleccionado, ya que son valores predeterminados.

La casilla de presión de saturación estará llena sólo si el usuario previamente realizó el cálculo de esta presión y lo exportó a este formulario. Este procedimiento será descrito más adelante.

El usuario dispone de casillas para colocar el nombre del yacimiento, del campo y su ubicación en esta hoja de respuesta si así lo requiere.

Al oprimir el botón “Borrar” la hoja quedará con todas sus casillas en blanco y si se pulsa el botón “Imprimir” el usuario puede tener una copia impresa de este formulario.

Cabe resaltar que no todas las casillas del formulario deben o pueden estar llenas en cada caso, todo dependerá de las necesidades del usuario. Por ejemplo, estarán llenas en su totalidad si el usuario entra en el módulo de PVT, consigue un valor de presión de saturación y lo exporta a este formulario; igualmente entra al módulo de PMM, consigue su valor, exportándolo a este formulario, luego de haber introducido la data de composición de crudo en el debido formulario y calculado el peso molecular del crudo y gravedad específica de la fracción plus (si la hay). Además de haber rellenado las casillas de información (yacimiento, ubicación y campo) y de seleccionar el gas de inyección para así obtener su gravedad específica. Si no cumpliese algunos de estos pasos, en la impresión sólo saldría la información suministrada u obtenida por el usuario.

3.3.1.4. CORRELACIONES PARA LA ESTIMACIÓN DE PMM CON GN COMO GAS DE INYECCIÓN



FIG.3.27 Correlaciones inyección de GN

El software presenta una tercera opción de gas de inyección: Gas Natural. Al hablar de GN, este es una mezcla de hidrocarburos gaseosos, generalmente inodora e incolora con presencia de algunos hidrocarburos líquidos y eventualmente algunos sólidos; contiene además impurezas como agua, sulfuro de hidrogeno, dióxido de carbono y otros. Hay que tener en cuenta que puede presentar diferentes composiciones y que, en muchos casos, esta composición depende de las condiciones necesarias para optimizar la extracción del crudo en el yacimiento.

El menú principal que muestra las opciones de las distintas correlaciones de inyección de GN se observa en la FIG 3.27.

A diferencia de los casos anteriores, de correlaciones de inyección de CO₂ y N₂, este menú, además del botón de acceso al formulario de composición de crudo, presenta también un botón de acceso al formulario de composición del GN, ya que, como se mencionó anteriormente, el GN puede presentar diferentes composiciones.

A continuación se presenta la FIG. 3.28, que muestra el formulario de composición de GN:

3.3.1.4.1. FORMULARIO DE COMPOSICIÓN DEL GAS NATURAL

	% molar	% molar	PM [lb/lbmol]	% peso
CO2	<input type="text"/>	<input type="text"/>	44.01	<input type="text"/>
N2	<input type="text"/>	<input type="text"/>	28.0134	<input type="text"/>
H2S	<input type="text"/>	<input type="text"/>	34.08	<input type="text"/>
C1	<input type="text"/>	<input type="text"/>	16.043	<input type="text"/>
C2	<input type="text"/>	<input type="text"/>	30.07	<input type="text"/>
C3	<input type="text"/>	<input type="text"/>	44.097	<input type="text"/>
i-C4	<input type="text"/>	<input type="text"/>	58.123	<input type="text"/>
n-C4	<input type="text"/>	<input type="text"/>	58.123	<input type="text"/>
i-C5	<input type="text"/>	<input type="text"/>	72.150	<input type="text"/>
n-C5	<input type="text"/>	<input type="text"/>	72.150	<input type="text"/>
C6	<input type="text"/>	<input type="text"/>	86.177	<input type="text"/>
C7	<input type="text"/>	<input type="text"/>	100.204	<input type="text"/>
C8	<input type="text"/>	<input type="text"/>	114.231	<input type="text"/>
C9	<input type="text"/>	<input type="text"/>	128.258	<input type="text"/>
C10	<input type="text"/>	<input type="text"/>	142.285	<input type="text"/>
C11	<input type="text"/>	<input type="text"/>	156.312	<input type="text"/>

Total (% molar) =

PM GN =

SG GN =

Fracción Plus

Densidad [lbs/pc] =

SG =

FIG.3.28 Formulario de composición de Gas

Este formulario posee características similares al formulario de composición de crudo. Se le permite al usuario ingresar la composición de GN en fracción molar. Como se ve, sólo se cuenta con casillas hasta el componente undecano (C₁₁), ya que se está hablando de un gas y componentes mayores de C₇ ya se pueden considerar líquido. También se consideró la opción para el ingreso de impurezas en el GN como: Sulfuro de hidrógeno, y dióxido de carbono.

El botón “Generar” realiza la sumatoria de las fracciones molares de los componentes del GN. Si ésta no es del 100%, mediante el botón “Normalizar” se

realiza la operación donde se halla el porcentaje correspondiente a un 100% de cada uno de los componentes. Esto debido a que en las correlaciones presentadas del cálculo de PMM, dicha composición debe ser del 100%.

Con el botón “Resultado PM”, se obtiene el peso molecular del GN, valor derivado de la operación realizada al multiplicar la fracción molar del componente por su peso molecular correspondiente.

Si el usuario lo requiere, mediante el botón “% molar → % peso”, se obtiene el porcentaje en peso de cada uno de los componentes del GN, una vez obtenido el peso molecular del mismo.

Se puede obtener la gravedad específica del GN, oprimiendo el botón “Resultado”, que realiza la operación de dividir el peso molecular de este gas entre el peso molecular del aire (28.9625 lb/lbmol), que se toma como referencia.

Si en la composición del GN se presentase una fracción plus (que agrupa la parte líquida del gas), entonces el usuario debe presionar el botón correspondiente a presencia de fracción plus, lo cual le habilitaría la casilla para el ingreso de la densidad de dicha fracción plus (lbs/PC) y mediante el botón “Resultado SG” se obtiene la gravedad específica de dicha fracción plus. Por defecto el software no considera una fracción plus dentro de la composición del GN, por ello el botón de fracción plus está predeterminado en “No” y las casillas de densidad y gravedad específica están deshabilitadas.

Si se estuviese en el caso de presencia de fracción plus en la composición del GN, el usuario debe ingresar el valor de la fracción molar de esta fracción plus en la casilla correspondiente, además del valor de su peso molecular en la lista de pesos moleculares, eliminando con antelación el valor encontrado allí por defecto. Por ejemplo, si se tuviese una fracción C_{7+} , entonces el usuario debe ingresar el valor de la fracción molar en la casilla correspondiente a C_7 , eliminar el valor de PM de C_7 y colocar el valor de PM correspondiente a la fracción plus.

Con el botón “Reiniciar” vuelven a quedar en blanco todas las casillas, se recuperan los valores predeterminados en las distintas casillas de la lista de PM de los componentes y el botón de presencia de fracción plus vuelve a mostrar su “No” predeterminado.

Al igual que en el formulario de composición de crudo, se presenta un Menú “Archivo”, que contiene las opciones de “Base de datos” y “Salir”. En la primera se despliegan los gases (GN1,2,3,...etc.), contenidos en el software y que fueron utilizados en la realización de los cálculos de PMM para su posterior análisis. Si el usuario selecciona alguno de estos gases naturales, su composición es mostrada en el formulario. Para cualquier cambio de composición se debe oprimir el botón “Reiniciar”. También estando sobre el formulario, se pueden oprimir las combinaciones de teclas que se presentan en el Menú para abrir las composiciones de los gases (Ctrl+F1, Ctrl+F2,...etc.).

3.3.1.4.2. OPCIONES DE CORRELACIÓN DE GAS NATURAL PARA EL CÁLCULO DE PMM

- Firoozabadi A., Aziz K (1986) [41].
- Glaso O. (1985) [35].
- Pedrood P. (1995) [42].

Firoozabadi A., Aziz K. (1986)

$$PMM = 9433 - 188E3 * (z \text{ int } C2_C5 / M \text{ C7+ } * To^{0.25}) + 1430E3 * (z \text{ int } C2_C5 / M \text{ C7+ } * To^{0.25})^2$$

M C7+
[lb/lbmol] = To [F] =

z int C2_C5, CO2 y H2S (%) =

Generar PMM [psi] =

Atrás Resultado Exportar a Resultados

FIG.3.29 Firoozabadi A., Aziz K (1986).

La correlación de Firoozabadi y Aziz se presenta en un formulario como el que se muestra en la FIG.3.29. Una vez lleno el formulario de composición de crudo, con el botón “Generar”, se absorben los valores del peso molecular del C₇₊ y de la sumatoria de las fracciones molares de los componentes intermedios del crudo (C₂-C₅, incluyendo CO₂ y H₂S), además del valor de Temperatura del yacimiento, introducido al inicio del módulo; para así con el botón “Resultado” obtener el valor de la PMM, que luego podrá ser exportado a la hoja de resultados.

	% molar	SG @ T=288 K	PM [lb/lbmol]
C6	<input type="text"/>	0.690	84
C7	<input type="text"/>	0.727	96
C8	<input type="text"/>	0.749	107
C9	<input type="text"/>	0.768	121
C10	<input type="text"/>	0.782	134
C11	<input type="text"/>	0.793	147
C12	<input type="text"/>	0.804	161
C13	<input type="text"/>	0.815	175
C14	<input type="text"/>	0.826	190
C15	<input type="text"/>	0.836	206
C16	<input type="text"/>	0.843	222
C17	<input type="text"/>	0.851	237
C18	<input type="text"/>	0.856	251
C19	<input type="text"/>	0.861	263
C20	<input type="text"/>	0.866	275

z C7+ (%) = Resultado

M C7+ [lb/lbmol] = Resultado

SG C7+ = Resultado

Atrás Siguiente

FIG.3.30 Introducción de la Composición del Crudo para hallar la SGC7+

Para hacer uso de las correlaciones de Glaso (1985) se hace necesario conocer la gravedad específica de la fracción C_{7+} del crudo ⁽¹⁾. El usuario, una vez lleno el formulario de composición de crudo, al oprimir el botón “Generar” la ingresa a éste (FIG. 3.30); se le presentan las listas de las gravedades específicas ⁽²⁾ y pesos moleculares de cada uno de los componentes según la Tabla 6.1 [47].

Con los respectivos botones “Resultado” se obtienen los valores de la fracción molar de C_{7+} , el peso molecular y por último la gravedad específica de la misma.

- (1) La gravedad específica del C_{7+} fue obtenida mediante la ecuación que se encuentra en el Ejemplo 6.2 del Danesh, Ali (1998), la cual requiere de los valores dados en la Tabla 6.1.
- (2) A una densidad relativa de 288 °K, fueron estimados los valores de las gravedades específicas

Luego de obtenida la gravedad específica de la fracción plus se podrá ingresar al formulario inicial de la correlación de Glaso (1985), oprimiendo el botón “Siguiente”.

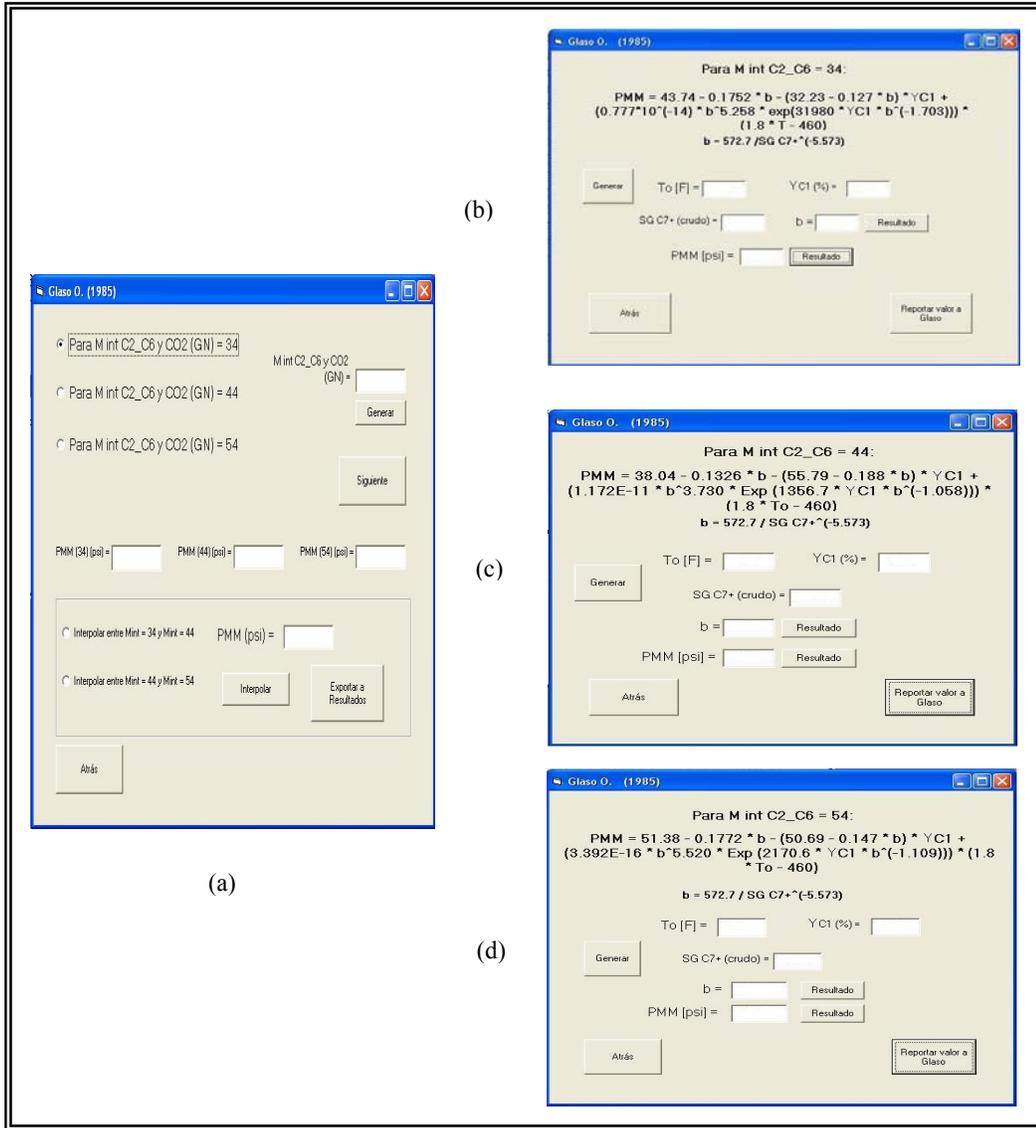


FIG. 3.31 Glaso O. (1985)

En la FIG.3.31 (a) se presenta el menú opciones para la correlación de Glaso O. (1985), para el cálculo de PMM, con GN como gas de inyección. Primero mediante el botón “Generar” se obtiene el valor del peso molecular de los componentes intermedios (C₂-C₆, incluyendo CO₂), que le permitirá al usuario

hacer la elección de las opciones a utilizar para poder luego interpolar el verdadero valor de la PMM que corresponde al del MC_2-C_6 y CO_2 generado.

Oprimiendo el botón “Siguiente” se pasa al formulario que contiene la correlación correspondiente.

En las FIG. 3.31 (b), 3.31 (c) y 3.31 /d) se muestran las tres opciones: Para PM de los componentes intermedios del GN (C_2-C_6 , incluyendo CO_2) igual a 34, 44 y 54 lb/lbmol respectivamente.

En estos formularios, mediante el botón “Generar” se obtiene el valor de la Temperatura del Yacimiento introducido al inicio del módulo, la fracción molar del metano en el GN (una vez lleno el formulario de composición del mismo) y el valor de la gravedad específica del C_{7+} del crudo, una vez lleno su formulario de composición.

Oprimiendo los respectivos botones “Resultado”, se obtienen los valores de la variable b, propia de la correlación y de la PMM, que luego debe ser “Reportada a Glaso” y se regresa al formulario anterior. Una vez obtenidos los valores de PMM mediante las correlaciones elegidas, dichos valores serán mostrados en el formulario principal de Glaso (FIG.3.31 (a)), en las casillas correspondientes. En este punto el usuario debe seleccionar entre las opciones para interpolar y mediante el botón correspondiente obtener el valor interpolado de PMM, el cual será el ajustado al peso molecular de la fracción intermedia que obtuvo y que luego podrá “Exportar a resultados”.

The screenshot shows a software window titled "Pedrood" with the following content:

$$PMM = 49.15 - 0.6863 * A + 2.482 * 10^{(-4)} * A^2 - 0.2054 * B^2$$

$$A = 100 * (YC4 + 0.8 * YC3 + 0.5 * Y(C2+CO2))$$

$$B = (10^6 * ZC2-C5) / (M C5+ * (1.8 * T - 460))$$

Input fields include:

- To [F] =
- To [F] -> To [K]
- To [K] =
- Y(C2+CO2) (%) =
- Z C2-C5 (%) =
- YC3 (%) =
- YC4 (%) =
- M C5+ (crudo) =

Buttons and output fields:

-
- A =
- B =
- PMM [MPa] =
- PMM [psi] =
-
-

FIG.3.32 Pedrood P. (1995)

La correlación de Pedrood P. es mostrada en el formulario que se presenta en la FIG.3.32. En el mismo, mediante el botón “Generar” se obtiene el valor de la temperatura del yacimiento introducido al inicio del módulo y, una vez llenos los formularios de composición correspondiente (gas y crudo), los valores de Y(C₂+CO₂), YC₃, YC₄ del gas de inyección y ZC₂-C₅, MC₅₊ del crudo del yacimiento. Como la correlación requiere de la temperatura en Kelvin se debe hallar este valor con el botón correspondiente. Con toda esta data y oprimiendo los respectivos botones “Resultado” se calculan las variables A y B que requiere la correlación, la PMM en MPa y en psi. Este último valor será el que se exportará a resultados.

3.3.1.5. HOJA DE RESULTADOS PARA LA INYECCIÓN DE GAS NATURAL

Composición del Crudo		Composición del GN		Propiedades Fracción Plus (calculadas)		Importar
Componentes	% molar	Componentes	% molar	Densidad (lb/pc) =	SG @ 30 °F =	Exportar
Dióxido de Carbono	<input type="text"/>	Dióxido de Carbono	<input type="text"/>			Importar
Nitrógeno	<input type="text"/>	Nitrógeno	<input type="text"/>			Exportar
H ₂ S	<input type="text"/>	H ₂ S	<input type="text"/>			Importar
Metano	<input type="text"/>	Metano	<input type="text"/>	Nombre del Crudo =	<input type="text"/>	Exportar
Etano	<input type="text"/>	Etano	<input type="text"/>	Gas de Inyección =	<input type="text"/>	Importar
Propano	<input type="text"/>	Propano	<input type="text"/>	Yacimiento =	<input type="text"/>	Exportar
i-Butano	<input type="text"/>	i-Butano	<input type="text"/>	Ubicación =	<input type="text"/>	Importar
n-Butano	<input type="text"/>	n-Butano	<input type="text"/>	Campo =	<input type="text"/>	Exportar
pentano	<input type="text"/>	i-pentano	<input type="text"/>			Importar
n-pentano	<input type="text"/>	n-pentano	<input type="text"/>			Exportar
Hexano	<input type="text"/>	Hexano	<input type="text"/>	Propiedades del Fluido		
Heptano	<input type="text"/>	Heptano	<input type="text"/>	temperatura del yacimiento (°F) =	<input type="text"/>	
Octano	<input type="text"/>	Octano	<input type="text"/>	Presión Saturación [PSI] =	<input type="text"/>	
Nonano	<input type="text"/>	Nonano	<input type="text"/>	PM (lb/lbmol) =	<input type="text"/>	
Decano	<input type="text"/>	Decano	<input type="text"/>	SG gas @ 30 °F =	<input type="text"/>	
Undecano	<input type="text"/>			Presión Mínima de Miscibilidad (p _{cm}) =	<input type="text"/>	
Dodecano	<input type="text"/>					
Tridecano	<input type="text"/>					
Tetradecano	<input type="text"/>					
pentadecano	<input type="text"/>					
hexadecano	<input type="text"/>					
heptano	<input type="text"/>					
Octadecano	<input type="text"/>					
Nonadecano	<input type="text"/>					
C ₂₀	<input type="text"/>					

FIG.3.33 Hoja de Resultados para GN

Se presenta en la FIG.3.33 la hoja que contiene los resultados para el caso de que el gas de inyección sea un GN. En la misma se resume la composición del crudo en el yacimiento, la composición del GN a inyectar, ambos en fracción molar, las propiedades del fluido, las propiedades de la fracción plus, la PMM y otras datos de interés como ubicación, campo, yacimiento, etc.

Una vez llenos los formularios de composición de crudo y de GN, oprimiendo el botón “Importar” se absorben las composiciones de estos dos fluidos, el PM del crudo, la gravedad específica del gas a 60 °F y, si existe la fracción plus en la composición del crudo, la densidad y la gravedad específica de la misma. Con el botón “Importar” también se obtiene la temperatura del yacimiento introducida en la data de entrada del módulo.

La casilla de la presión de saturación es llenada cuando el usuario entra al módulo de simulación de PVT y la calcula con algunas de las correlaciones disponibles, luego selecciona esta hoja de resultado y exporta su valor (este procedimiento está descrito en la parte de presión de saturación del módulo PVT). Igualmente, al ingresar al módulo PMM, hallar la correlación que requiera y exportar el valor de la Presión Mínima de Miscibilidad, con esto se llenará la casilla correspondiente.

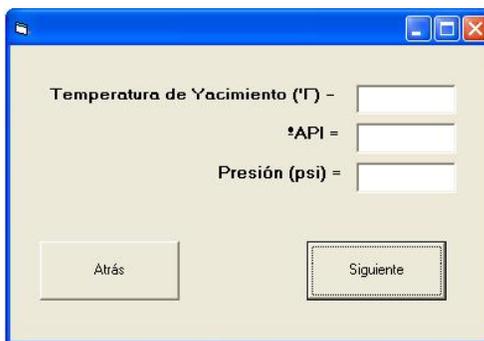
Luego, a la hora de imprimir el formulario, si así se quisiese, sólo se encontrarán llenas las casillas correspondientes a las acciones realizadas por el usuario con anterioridad.

Por ejemplo: el usuario ingresa la data de entrada del módulo (T y °API), llena todo el formulario de composición de crudo, halla el valor de su peso molecular, si esta composición contiene fracción plus, ingresa su densidad y calcula su gravedad específica; igualmente completa el formulario de composición de GN, halla su peso molecular y su gravedad específica; determina un valor de PMM y presión de saturación que lo satisface en los módulos respectivos. Al oprimir el botón “Importar” se llenan las casillas correspondientes en esta hoja de respuesta, quedando sólo vacías las de información de nombre de crudo y del GN, yacimiento, campo y ubicación, que pueden ser llenadas dependiendo del usuario.

Como para hallar los valores de PMM y presión de saturación hay que ingresar a sus respectivos módulos, se le presenta al usuario el botón “Atrás” para poder regresar al menú principal y así entrar al módulo que solicite. El botón “Borrar” sirve para limpiar esta hoja de resultados.

3.3.2. MÓDULO DE SIMULACIÓN PVT

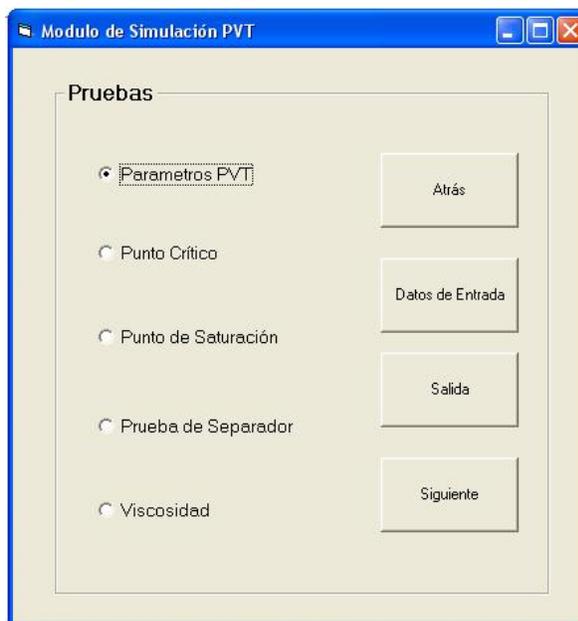
Al ser seleccionado por el usuario en el menú principal el Módulo de PVT, se le pide al usuario que ingrese la Temperatura y Presión del Yacimiento y la Gravedad API del crudo (FIG. 3.34).



The screenshot shows a software window with a blue title bar and standard Windows window controls. The main area is light beige and contains three input fields stacked vertically. The first field is labeled 'Temperatura de Yacimiento (°F) -', the second is '*API =', and the third is 'Presión (psi) ='. Below these fields are two buttons: 'Atrás' on the left and 'Siguiete' on the right.

FIG.3.34 Data de Temperatura, Presión y °API

3.3.2.1. PRUEBAS DE SIMULACIÓN PVT



The screenshot shows a software window titled 'Modulo de Simulación PVT'. The main area is light beige and contains a section titled 'Pruebas'. Under this section, there are five radio button options: 'Parametros PVT' (which is selected), 'Punto Critico', 'Punto de Saturación', 'Prueba de Separador', and 'Viscosidad'. To the right of these options are four buttons: 'Atrás', 'Datos de Entrada', 'Salida', and 'Siguiete'.

FIG.3.35 Módulo de Simulación PVT

Una vez ingresada esta data, se pasa a la pantalla inicial de este Módulo (FIG.3.35), la cual permite al usuario seleccionar entre las diferentes pruebas con las que se cuenta en este software, para estimar o verificar, a través de correlaciones empíricas, parámetros PVT necesarios para realizar el cálculo de la PMM, así como otros parámetros requeridos.

Entre las pruebas se tiene: Parámetros PVT, Punto Crítico, Punto de Saturación, Prueba de Separador y Viscosidad.

Con el botón de “Datos de Entrada”, y habiendo seleccionado la prueba que se requiera, se le presenta al usuario la data que debe ingresar para obtener el valor de los parámetros calculados en dicha prueba (FIG.3.36).



FIG.3.36. Ejemplo de “Datos de Entrada”.

El botón “Salida”, le da la información al usuario de cuáles parámetros calcula la prueba (FIG.3.37).



FIG.3.37. Ejemplo de “Salida”.

Una vez que el usuario selecciona la prueba y oprime el botón “Siguiete”, se le presenta el menú inicial de la prueba, donde podrá seleccionar el parámetro que necesita.

La opción “Parámetros PVT” le despliega al usuario un menú con todas las opciones de los parámetros que se calculan en el módulo (FIG.3.38).

“Punto Crítico” despliega el formulario que permite, ingresando la composición del crudo, el cálculo de sus propiedades críticas (Temperatura y Presión).

“Punto de Saturación” da las opciones del cálculo de la Presión de Burbujeo (FIG.3.39).

La opción “Prueba del Separador” permite el cálculo de los parámetros: Pb, Rs, Bo, densidad del crudo y °API.

Con la prueba de “Viscosidad”, se pueden hallar las viscosidades dinámicas de los tres fluidos (Agua, Petróleo y Gas).

2.3.2.1.1. PARÁMETROS PVT

The image shows a software interface titled "Correlaciones PVT:". It features a list of 18 parameters, each preceded by a radio button. The first parameter, "Presión de Burbujeo P_b ", is selected. To the right of the list is a "Salir" button. At the bottom right, there are two buttons: "Atrás" and "Siguiente".

Correlaciones PVT:

- Presión de Burbujeo P_b
- Presión de Rocío P_r
- Relación Gas en Solución-Petróleo R_s
- Relación Gas en Solución-Agua R_{sw}
- Factor de Compresibilidad del Gas Z
- Factor Volumétrico de Gas B_g
- Factor Volumétrico de Petróleo B_o
- Factor Volumétrico Total o Bifásico B_t
- Factor Volumétrico de Agua B_w
- Viscosidad del Petróleo μ_o
- Viscosidad del Gas μ_g
- Viscosidad del Agua μ_w
- Compresibilidad del Petróleo C_o
- Compresibilidad del Gas C_g
- Compresibilidad del Agua C_w
- Densidad del Petróleo ρ_o
- Densidad del Gas ρ_g
- Densidad del Agua ρ_w

Salir

Atrás Siguiente

FIG.3.38 Parámetros PVT

La FIG.3.38 muestra el menú de opciones que se le presenta al usuario de los diferentes parámetros que calcula el Módulo PVT. El usuario debe seleccionar el parámetro o propiedad requerida y luego oprimir el botón “Siguiente” para acceder a los formularios que contienen las correlaciones y ecuaciones que permiten su cálculo. El botón “Salir” permite abandonar el programa.

3.3.2.1.1.1. DETERMINACIÓN DE LA PRESIÓN DE BURBUJEO (Pb)

En la FIG.3.39 se muestran las opciones de correlaciones para la determinación de la Presión de Burbujeo:

- Standing [43](FIG.3.40)
- Lasater [44](FIG.3.41)
- Vázquez – Beggs [45](FIG.3.42)
- Ghetto – Paone – Villa [46](FIG.3.43)
- Glaso [47](FIG.3.44)
- Mannucci –Rosales [48](FIG.3.45)
- Total [49](FIG.3.46)
- Muhammad Ali-Al-Marhoun [50](FIG.3.47)

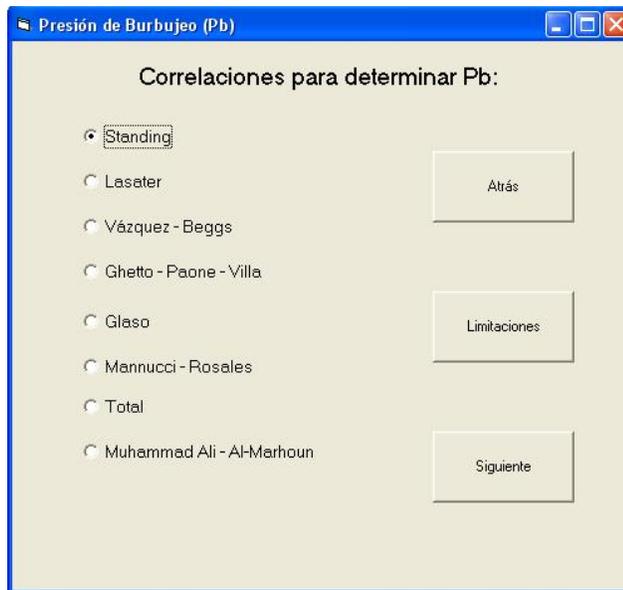


FIG.3.39 Correlaciones para determinar Pb

FIG.3.40. Standing

La correlación de Standing para estimar P_b es presentada en el formulario que se muestra en la FIG.3.40, donde el usuario debe ingresar el valor de la relación Petróleo-Gas en solución (R_s), así como la gravedad específica del gas y al oprimir el botón “Generar” se absorben los valores de Temperatura del Yacimiento y $^{\circ}API$ introducidos al inicio del Módulo.

La P_b será determinada al oprimir el botón “Resultado” y entonces el usuario dispondrá de dos opciones: Imprimir el formulario con el resultado o exportar dicho resultado a la Hoja de Resultados que seleccione (para CO_2 y N_2 ó GN). Para este último caso, una vez obtenido el valor de P_b , el usuario debe oprimir el botón “Exportar a Resultados” y se le habilitará el campo de “Trabajo con composición de crudo” donde podrá seleccionar, dependiendo del gas de inyección con el que esté trabajando, la Hoja de Resultados que requiera y así exportar el valor de P_b .

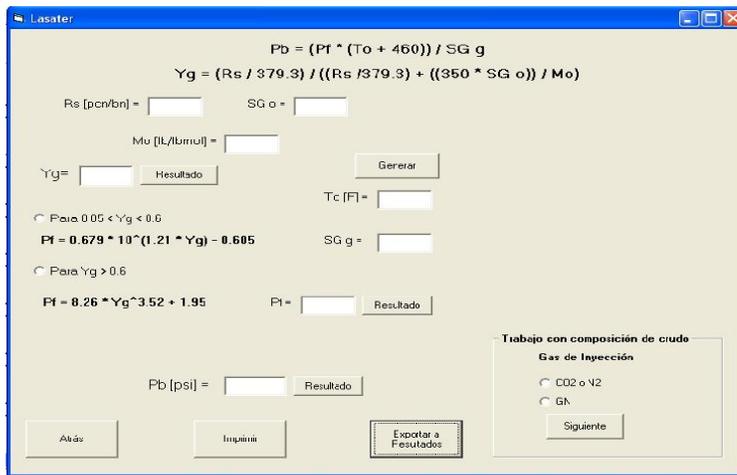


FIG.3.41. Lasater

En la correlación de Lasater (FIG.3.41), el usuario debe ingresar Rs, SGo, SGg y Mo. Al oprimir el botón “Generar” se absorbe el valor de la Temperatura del yacimiento ingresada anteriormente, obtiene el valor de Yg (fracción molar del gas en solución en el sistema), al oprimir el botón “Resultado” que le corresponde. Dependiendo del valor que obtenga de esta Yg, debe seleccionar entre las opciones mostradas para el posterior cálculo del parámetro Pf (Factor de presión de burbujeo). Una vez obtenido el valor de Pf, al presionar el botón “Resultado” correspondiente se estimará el valor de Pb, que luego podrá ser impreso o exportado a la Hoja de Resultado que se necesite.

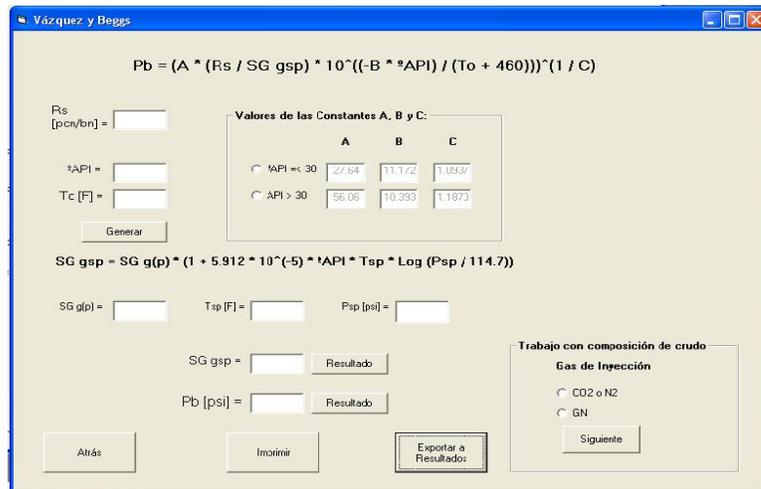


FIG.3.42. Vázquez-Beggs

La FIG.3.42 muestra el formulario que contiene la correlación de Vázquez-Beggs. En el mismo el usuario debe ingresar los valores de: R_s , T_{sp} , P_{sp} (Temperatura y Presión del separador), SG_g (gravedad específica del gas a una presión determinada), mediante el botón “Generar”, introducir los valores de Temperatura y °API. Dependiendo de este último, seleccionar entre las opciones los valores de las constantes A, B y C (propias de la correlación), para así poder estimar a través de los botones “Resultado” correspondientes la gravedad específica del gas a condiciones de separador y con ésta la P_b .

FIG.3.43.Ghetto-Paone-Villa

Se presenta en la FIG.3.43 la correlación de Ghetto-Paone-Villa. Al igual que el formulario anterior el usuario debe ingresar los valores de: R_s y SG_g . Al oprimir el botón “Generar” se absorberá °API y T, luego con el botón “Resultado” se estimará la P_b .

FIG.3.44. Glaso O

En la FIG.3.44 se muestra la correlación de Glaso O. Para la estimación de la Pb se requiere que el usuario introduzca el valor de Rs y la gravedad específica del gas (SGg), para luego a través del botón “Generar” se pueda llenar las casillas de la °API y Temperatura del yacimiento. Con el botón “Resultado” se podrá hallar el valor de la constante A (propia de la correlación), que luego será utilizada para el cálculo de dicha presión. Este valor estará reportado en su respectiva casilla al oprimir el botón “Resultado”.

FIG.3.45. Mannucci y Rosales

En la FIG.3.45 se muestra el formulario con la correlación de Mannucci y Rosales, en el cual el usuario debe introducir el valor de Rs y SGg. Para llenar las casillas de °API, y T hay que oprimir el botón “Generar”. El valor de Pb será estimado al presionar el botón “Resultado”.

$Pb = A * (Rs / SG g)^B * 10^{(C * To - D * °API)}$

Rs [pcr/bn] = °API =

To [F] = SG g =

Valores de las Constantes A, B, C y D:

	A	B	C	D
<input type="radio"/> °API ≤ 10	12.8470	0.9636	0.000933	0.034170
<input type="radio"/> 10 < °API ≤ 35	25.2795	0.7617	0.000836	0.011282
<input type="radio"/> 35 < °API ≤ 45	216.4711	0.6922	0.00027	0.023140

Pb [psi] =

Trabajo con composición de crudo
Gas de Inyección
 CO2 o N2
 GV

FIG.3.46. Correlación de La Total

La correlación de Total para el cálculo de Pb (FIG.3.46) presenta unas constantes A, B, C y D dependiendo de la °API, valor que junto con la Temperatura es absorbido de la data inicial con el botón “Generar”. Rs y SGg deben ser introducidos por el usuario.

$Pb = 5.38088E-3 * Rs^{0.715082} * SG g^{(-1.87784)} * SG o^{3.1437} * (To + 460)^{1.32657}$

Rs [pcr/bn] = °API =

To [F] = SG g = SG o =

 Pb [psi] =

Trabajo con composición de crudo
Gas de Inyección
 CO2 o N2
 GN

FIG.3.47 Muhammad Ali Al-Marhoun

La FIG.3.47 presenta el formulario de la correlación de Muhammad Ali Al-Marhoun, donde se puede obtener la gravedad específica del petróleo (SGo) a partir de la °API. Con la data introducida y el botón “Generar” se completa el formulario para así poder determinar el valor de Pb.

3.3.2.1.1.2. DETERMINACIÓN DE LA PRESIÓN DE ROCÍO (Pr)

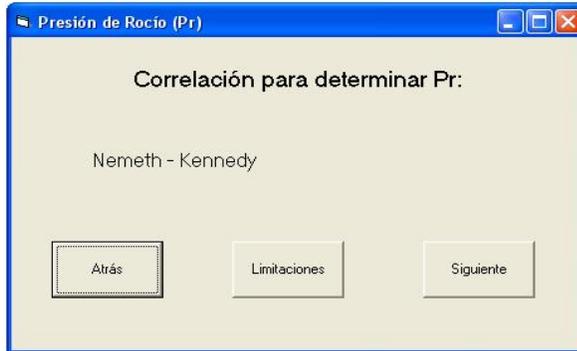


FIG.3.48 Correlación para determinar Pr

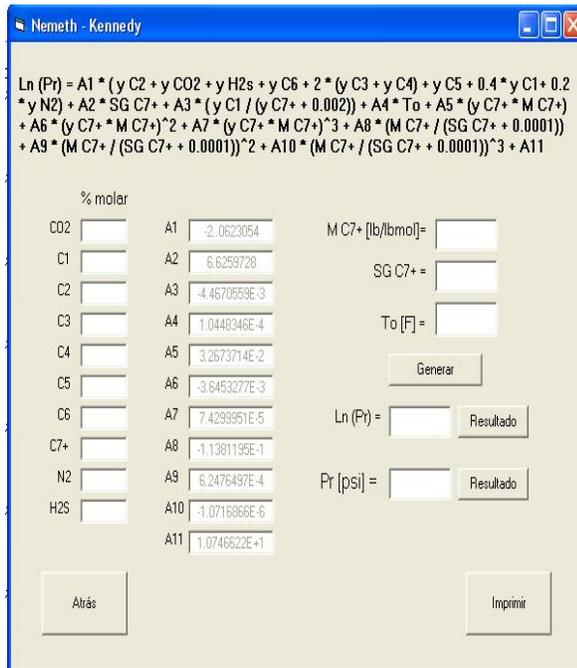


FIG.3.49 Nemeth-Kennedy

Se utiliza la correlación de Nemeth-Kennedy [51] para la determinación de la Presión de Rocío (Pr). La FIG.3.48 muestra el menú que permite acceder al botón “Limitaciones” de esta correlación y la FIG.3.49 muestra el formulario que contiene dicha correlación. El usuario debe ingresar la composición del crudo en fracción molar, el peso molecular y la SG de la fracción C₇₊ del mismo y “Generar” la Temperatura del Yacimiento, que fue introducida al inicio del módulo.

3.3.2.1.1.3. DETERMINACIÓN DE LA RELACIÓN PETRÓLEO-GAS EN SOLUCIÓN (R_s)

En la FIG.3.50 se presenta el menú de opciones para la determinación de R_s , además de sus “Limitaciones”:

- Standing [43] (FIG.3.51)
- Vázquez – Beggs [45] (FIG.3.55)
- Glaso [47] (FIG.3.52)
- Mannucci –Rosales [48] (FIG.3.53)
- Total [49] (FIG.3.56)
- Muhammad Ali-Al-Marhoun [50] (FIG.3.54).

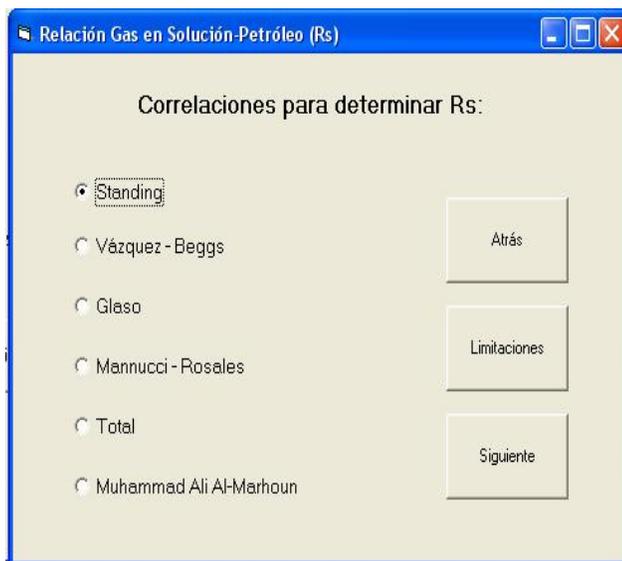


FIG.3.50 Correlaciones para determinar R_s

Standing

$$R_s = SG_g \cdot \left(\frac{P_b}{18.2 + 1.4} \right) \cdot 10^{(0.0125 \cdot \text{API} - 0.00091 \cdot T_o)^{1.2048}}$$

Pb [psi] = SG_g =

T_o [F] = °API =

R_s [pcn/bn] =

FIG.3.51 Standing

Glaso O.

$$R_s = SG_g \cdot \left(A \cdot \left(\frac{\text{API} \cdot 0.989}{T_o \cdot 0.172} \right) \right)^{1.2255}$$

$$A = 10^{(2.8869 - (14.1811 - 3.3093 \cdot \log(P_b)) \cdot 0.5)}$$

Pb [psi] = °API =

T_o [F] = SG_g =

A =

R_s [pcn/bn] =

FIG.3.52 Glaso

Mannucci - Rosales

$$R_s = SG_g \cdot \left(\frac{P_b}{84.88} \right) \cdot 10^{(0.0072 \cdot \text{API} - 0.000922 \cdot T_o)^{1.8868}}$$

Pb [psi] = °API =

T_o [F] = SG_g =

R_s [pcn/bn] =

FIG.3.53 Mannucci-Rosales

Muhammad Ali Al-Marhoun

$$R_s = \left(\frac{185.84321 \cdot P_b \cdot SG_g \cdot 1.87784 \cdot SG_o^{(-3.1437)}}{460} \right)^{1.3984} / \left(\left(T_o + \frac{\text{API} \cdot SG_o}{460} \right)^{1.3984} \right)$$

Pb [psi] = °API = °API → SG_o =

T_o [F] = SG_g = SG_o =

 R_s [pcn/bn] =

FIG.3.54 Muhammad Ali-Al-Marhoun

En estos formularios (FIGS. 3.51, 3.52, 3.53 y 3.54) oprimir el botón “Generar” para absorber T y °API y completarlos con los datos faltantes para obtener los valores de R_s, que estima cada correlación.

Vázquez - Beggs

$$R_s = (SG_{gsp} * P_b^C) / A * 10^{(B * \text{API}) / (T_o + 460)}$$

Pb [psi] =

%API =

To [F] =

Generar

SG gsp = SG g(p) * (1 + 5.912 * 10⁻⁵ * %API * Tsp * Log (Psp / 114.7))

SG g(p) = Tsp [F] = Psp [psi] =

SG gsp = Resultado

R_s [pcn/br] = Resultado

Atrás Imprimir

Valores de las Constantes A, B y C:

	A	B	C
<input type="radio"/> %API <= 30	27.64	1.172	1.0937
<input type="radio"/> %API > 30	56.06	10.333	1.1070

FIG.3.55 Vázquez-Beggs

Total

$$R_s = SG_g * (P_b * (10^{(B * \text{API} - C * T_o) / A}))^D$$

Pb [psi] = %API =

To [F] = SG g =

Generar

Valores de las Constantes A, B, C y D:

	A	B	C	D
<input type="radio"/> %API <= 10	12.2651	0.03045	0	0.96690
<input type="radio"/> 10 < %API <= 35	15.0057	0.01520	4.484E-4	1.09500
<input checked="" type="radio"/> 35 < %API <= 45	112.9251	0.02480	-1.463E-3	1.12900

R_s [pcn/br] = Resultado

Atrás Imprimir

FIG.3.56 Total

En las figuras. 3.55 y 3.56 se debe “Generar” la data de entrada (T y °API), seleccionar el grupo de constantes propias de la correlación dependiendo de la °API, completar el formulario y entonces hallar los resultados de R_s estimados por estas correlaciones.

3.3.2.1.1.4. DETERMINACIÓN DE LA RELACIÓN AGUA-GAS EN SOLUCIÓN (R_{sw})

En la FIG.3.57 se muestra el menú de opciones para el cálculo de la R_{sw} :

- McCain.[52] (FIG.3.58).
- Numbere-Brigham-Standing [53] (FIG.3.59).

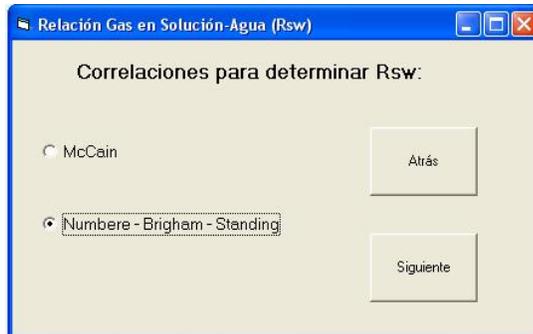


FIG.3.57 Correlaciones para determinar R_{sw}

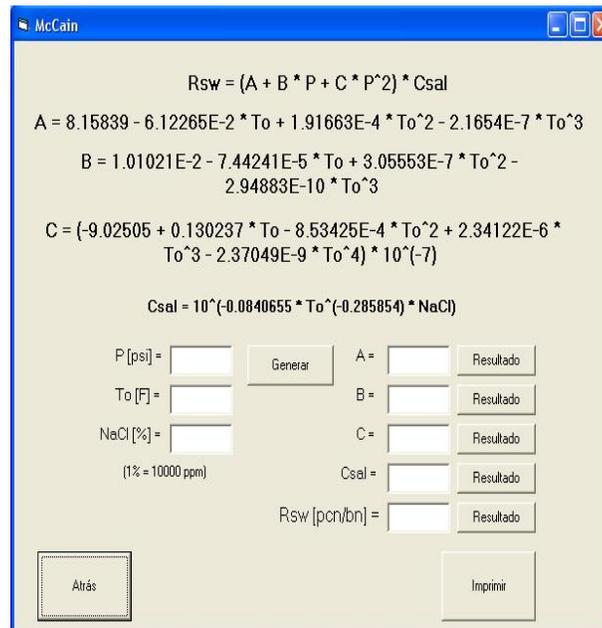


FIG.3.58. McCain

Numbere - Brigham - Standing

$$R_{sw} = (A + B * P + C * P^2) * C_{sal}$$

$$A = 2.12 + 0.00345 * T_o - 0.0000359 * T_o^2$$

$$B = 0.0107 - 0.0000526 * T_o + 1.48E-7 * T_o^2$$

$$C = -8.75E-7 + 3.9E-9 * T_o - 1.02E-11 * T_o^2$$

$$C_{sal} = 1 - (0.0753 - 0.000173 * T_o) * NaCl$$

P [psi] = A =

T_o [F] = B =

NaCl [%] = C =

(1% = 10000 ppm) C_{sal} =

R_{sw} [pcn/bn] =

FIG.3.59 Numbere-Brigham-Standing

Los formularios de estas dos correlaciones son mostrados en las figuras 3.58 y 3.59. En ellos el usuario debe “Generar” P y T e introducir el valor de la salinidad en porcentaje, donde 1% es igual a 10.000 ppm. Luego ir obteniendo los valores de las variables A, B y C de las correlaciones al igual que el factor de corrección por salinidad (C_{sal}), para así hallar los valores de R_{sw} que estiman estas correlaciones.

3.3.2.1.1.5. DETERMINACIÓN DEL FACTOR DE COMPRESIBILIDAD DE LOS GASES (Z)

Ajuste de Beggs - Brill

$Z = A + (1 - A) / e^{B + C * Psr^D}$

SG g =

T [°R] =

P [psi] =

Psr = P / Pc

Tsr = (T+460) / Tc

Psr =

Tsr =

Standing - Katz

Pc = 708.75 - 57.5 * SG g

Tc = 169 + 314 * SG g

Pc [psi] =

Tc [°R] =

A = 1.39 * (Tsr - 0.92)^0.5 - 0.36 * Tsr - 0.101 A =

B = (0.62 - 0.23 * Tsr) * Psr + (0.066 / (Tsr - 0.86) - 0.037) * Psr^2 + (0.32 * Psr^6 / B =

C = 0.132 - 0.32 * Log (Tsr) C =

D = 10^(0.3106 - 0.49 * Tsr - 0.1824 * Tsr^2) D =

Z =

FIG.3.60. Ajuste de Beggs-Brill para la determinación del factor Z

El formulario que contiene el Ajuste de Beggs-Brill [54] para la determinación del Factor de Compresibilidad Z es mostrado en la FIG.3.60.

Una vez generada la data inicial de P y T el usuario debe introducir la SGg. Luego mediante las correlaciones de Standing-Katz [55] hallar los valores críticos de P y T y con éstos determinar sus valores pseudo reducidos. Seguidamente obtener las variables A, B, C, y D y con éstas obtener el estimado de Z del ajuste.

3.3.2.1.1.6. DETERMINACIÓN DEL FACTOR VOLUMÉTRICO DEL GAS (β_g)

Factor Volumétrico del Gas

Por la Ley General de los Gases Reales:

$$\beta_g = 0.00504 * (Z * T / P)$$

P [psi] = Z =

Generar To [°R] =

β_g [BY/PCN] = Resultado

Atrás Imprimir

FIG.3.61. Determinación de β_g por La Ley General de los Gases Reales

Calculamos el Factor Volumétrico del Gas mediante La Ley General de los Gases Reales [48] (FIG 3.61).

Oprimiendo el botón “Generar” se absorbe los valores de P y T de la data inicial. El Factor de Compresibilidad del Gas (Z) debe ser introducido en la casilla correspondiente para así poder calcular el valor de β_g .

**3.3.2.1.1.7. DETERMINACIÓN DEL FACTOR
VOLUMÉTRICO DEL PETRÓLEO (β_o)**

En la determinación de Factor Volumétrico del Petróleo (β_o) se toma en cuenta la P_b . Dado que no se libera gas en solución cuando la presión está por encima de la presión al punto de burbujeo, el fluido del yacimiento permanece en estado monofásico (Petróleo subsaturado), luego las variaciones en los valores de β_o para cada P , superiores a la P_b , son menores que cuando se realiza el estudio con presiones por debajo de la presión de burbujeo debido a que en estos puntos la expansión líquida continúa, pero su efecto sobre el aumento en volumen es insignificante comparado con un efecto mucho mayor: la reducción en el volumen líquido debido a la liberación del gas en solución.

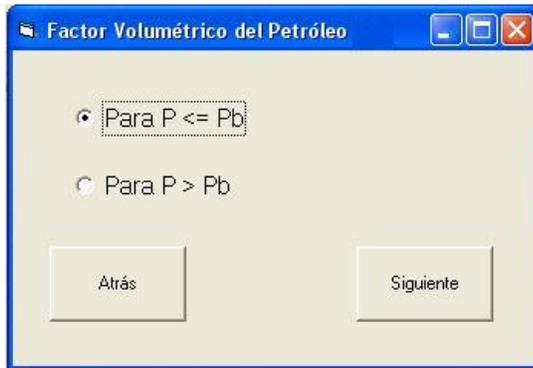


FIG.3.62. Determinación del Factor Volumétrico del Petróleo (β_o)

Se observa en la FIG.3.62 que para el cálculo del Factor Volumétrico del Petróleo existen dos opciones, las cuales dependen de la presión con la que se esté trabajando; para esto se requiere el previo conocimiento de la P_b .

En la FIG.3.63 se muestran las correlaciones para determinar el Factor Volumétrico del Petróleo a presiones por debajo y hasta la P_b :

- Standing [43] (FIG. 3.64)
- Vázquez-Beggs [45] (FIG. 3.68)
- Glaso O.[47] (FIG. 3.65)
- Mannucci-Rosales [48] (FIG. 3.69)
- Total [49] (FIG. 3.66)
- Muhammad Ali Al-Marhoun [50] (FIG. 3.67)

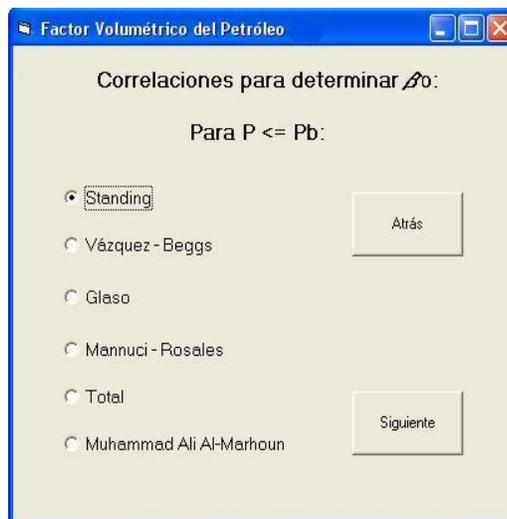


FIG.3.63 Correlaciones para determinar el Factor Volumétrico del Petróleo (β_o) a presiones por debajo de P_b .

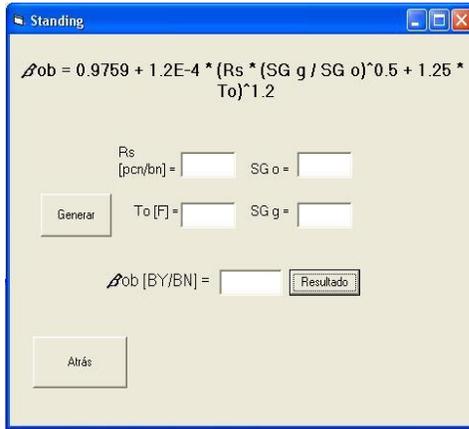


FIG.3.64 Standing

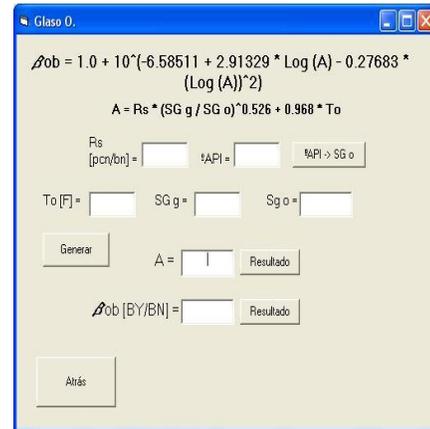


FIG.3.65 Glaso O.

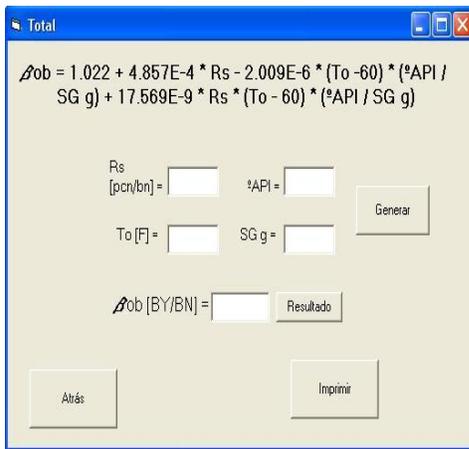


FIG.3.66 Total

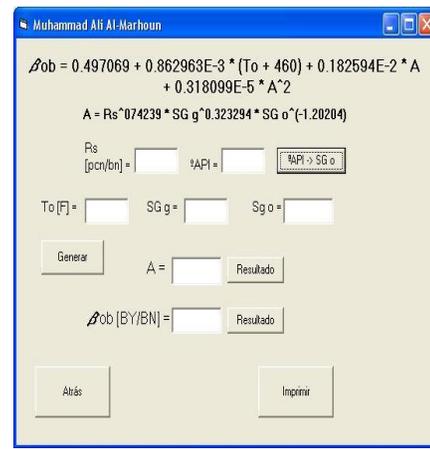


FIG.3.67 Muhammad Ali Al-Marhoun

En las figuras 3.64, 3.65, 3.66 y 3.67 se muestran cuatro de las correlaciones que permiten el cálculo del Factor Volumétrico del Petróleo al punto de burbujeo (β_{ob}). En ellas, parámetros como $^{\circ}API$ y T son absorbidos de la data inicial con el botón “Generar” y otros como R_s , SG_g y SG_o deben ser introducidos por el usuario. Donde se le solicite, debe determinar la variable A de la correlación, para así obtener el valor de β_{ob} .

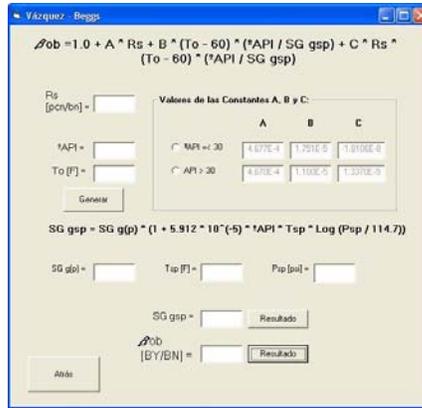


FIG.3.68 Vázquez-Beggs

Para el caso de la correlación de Vázquez-Beggs, mostrada en la FIG.3.68, el usuario debe ingresar los valores de R_s , SG_g , P_{sp} y T_{sp} , “Generar” los valores de la finalmente determinar la gravedad específica $^{\circ}API$ y T , seleccionar el conjunto de constantes (A, B y C) a utilizar en la correlación dependiendo de la $^{\circ}API$ ya condiciones de separador y con ésta el β_{ob} .

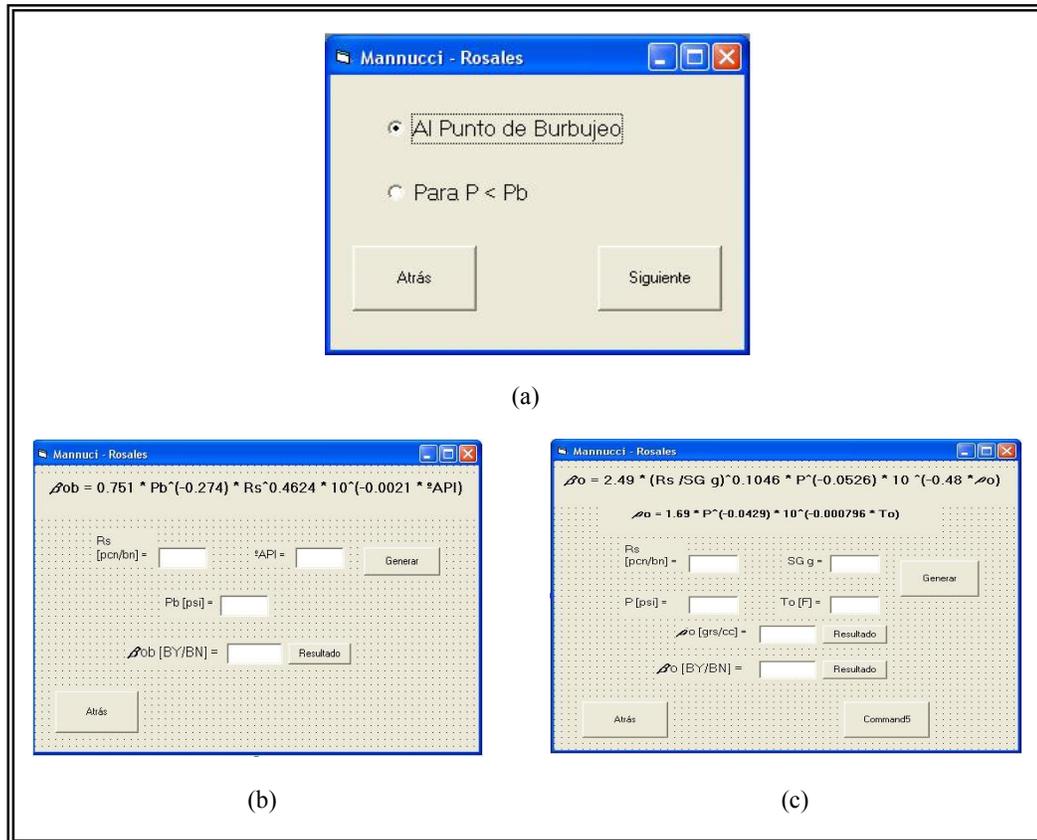


FIG 3.69 Manucci - Rosales

En la FIG 3.69 (a) se presentan las opciones para el cálculo de β_o por medio de la correlación de Mannucci – Rosales. La primera opción estima β_o al punto de burbujeo y el formulario que la contiene se muestra en la FIG. 3.69 (b), el usuario debe ingresar los valores de Relación Gas-Petróleo en Solución y de la Presión de Burbujeo a la cual desea el Factor Volumétrico y también “Generar” la gravedad API del crudo desde la data inicial al comienzo del Módulo, para así al oprimir el botón “Resultado”, obtener el valor del β_o . La segunda opción de la correlación calcula β_o para presiones menores al punto de burbujeo (FIG. 3.69 (c)), en la misma el usuario genera los valores de la temperatura de yacimiento y presión de interés desde la data inicial, ingresa los valores de la R_s y de la gravedad específica del gas, para luego mediante los respectivos botones “Resultado” obtener las estimación del β_o tanto en grs/cc, que es como la arroja la correlación y su correspondiente valor en By/Bn, que es como lo hemos venido reportando.

En la FIG.3.70 se muestran las correlaciones para determinar el Factor Volumétrico del Petróleo a presiones por encima de la P_b :

- Lineal [46] (FIG.3.71)
- Exponencial [46] (FIG.3.72)

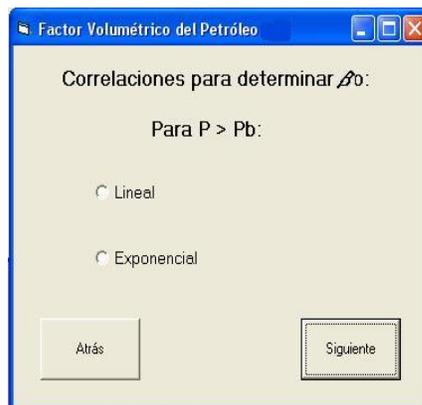


FIG.3.70 Correlaciones para determinar el Factor Volumétrico del Petróleo (β_o) a presiones por encima de P_b .

FIG.3.71 Lineal

FIG.3.72 Exponencial

En las FIGS 3.71 y 3.72 muestran las correlaciones Lineal y Exponencial respectivamente, para el cálculo del Factor Volumétrico del Petróleo para presiones superiores a la de burbujeo. El usuario debe introducir los valores de la Rs, SGg y Pb y el valor de β_o al punto de burbujeo, que puede haber conseguido en la sección anterior; “Generar” la temperatura, la presión y la °API, para así obtener el valor de la compresibilidad del petróleo que es necesario para determinar el β_o a la presión que se requiere.

3.3.2.1.1.8. DETERMINACIÓN DEL FACTOR VOLUMÉTRICO TOTAL (β_t)

En la FIG.3.73 se muestran las correlaciones para determinar el Factor Volumétrico Total (β_t):

- Glaso [47] (FIG.3.74)
- Muhammad Ali Al-Marhoun [50] (FIG.3.75)

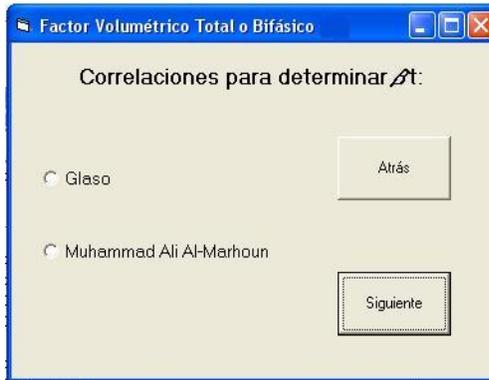


FIG.3.73 Correlaciones para determinar el Factor Volumétrico Total (β_t)

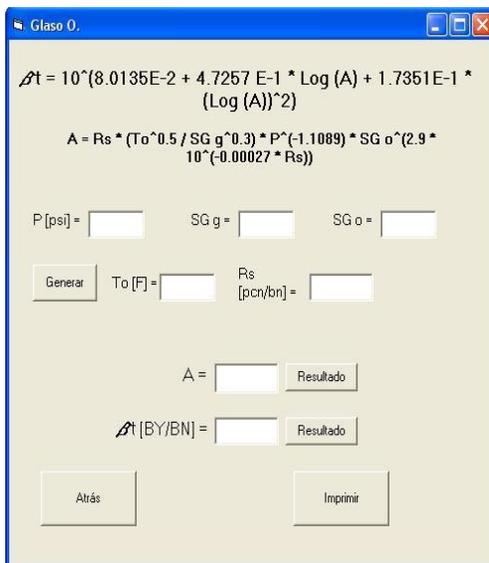


FIG.3.74. Glaso O.

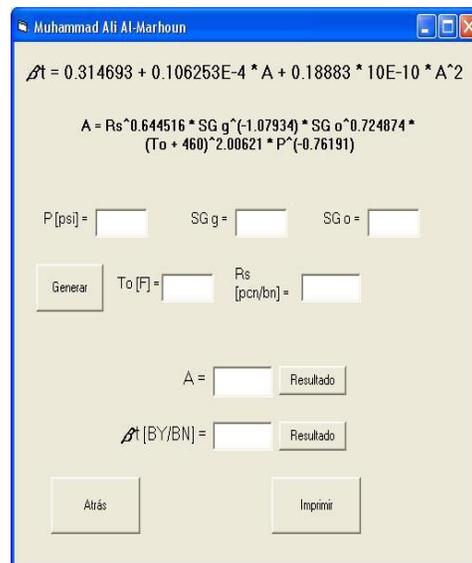


FIG.3.75 Muhammad Ali Al-Marhoun

Las correlaciones de Glaso O. y Muhammad Ali Al-Marhoun se encuentran en sus respectivos formularios, que son mostrados en las FIGS 3.74 y 3.75, en los cuales una vez introducidos los valores de gravedad específica de gas y petróleo y la R_s y de generados los valores de data inicial P y T, se debe hallar el valor de la variable A para con éste el del Factor Volumétrico Total.

3.3.2.1.1.9. DETERMINACIÓN DEL FACTOR VOLUMÉTRICO DEL AGUA (β_w)

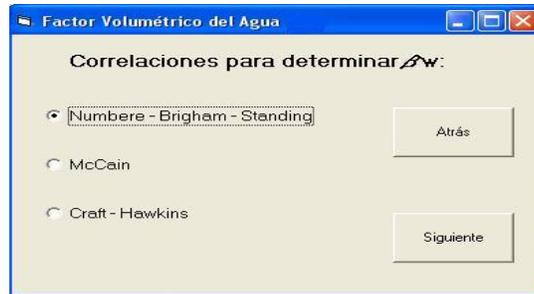


FIG.3.76 Correlaciones para determinar el Factor Volumétrico del Agua (β_w)

Numbere-Brigham-Standing [53] (FIGS. 3.77), McCain [54] (FIG.3.78) y Craft-Hawkins [46] (FIG.3.79) son las correlaciones contenidas en el software para el cálculo del Factor Volumétrico del Agua (FIG.3.76).

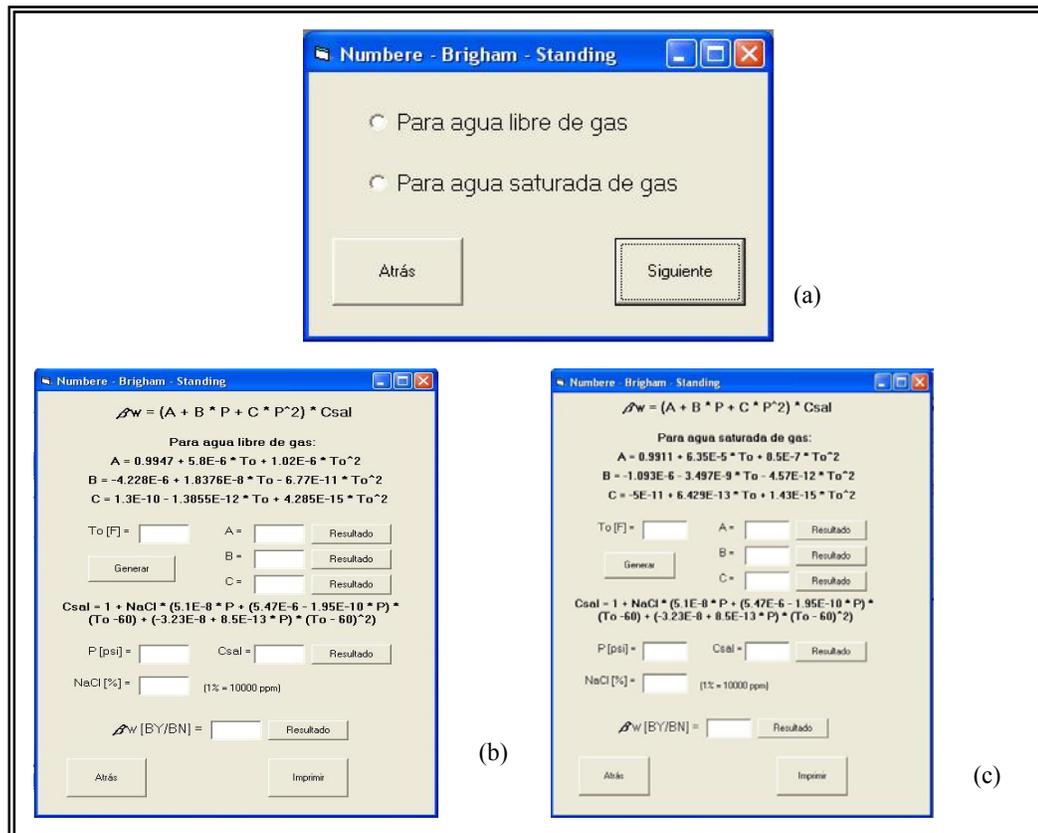
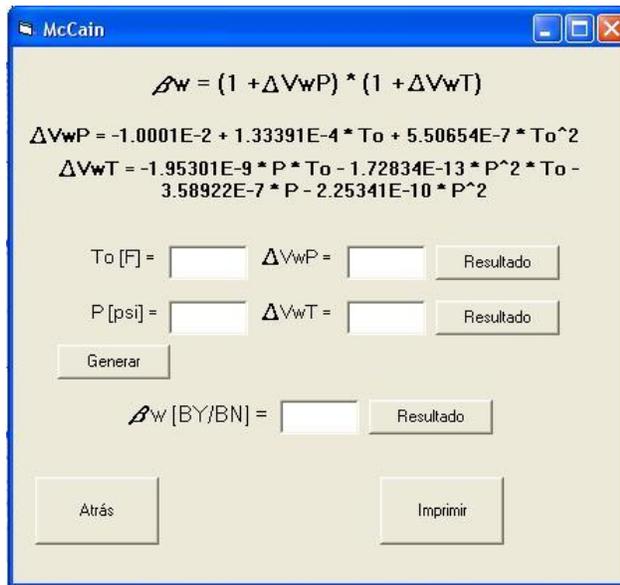


FIG.3.77 Numbere-Brigham-Standing

La FIG 3.77 (a) muestra las opciones de la correlación de Numbere-Brigham-Standing. Las FIGS 3.77 (b) y 3.77 (c), los formularios que las contienen (para agua libre de gas y para agua saturada de gas respectivamente). En ellos el usuario debe “Generar” la T y P, determinar las variables A, B y C propias de la correlación, así como el Factor de Corrección por Salinidad (Csal), una vez introducido el porcentaje de salinidad NaCl (1% = 10.000 ppm). Con todos estos valores obtenemos el Factor Volumétrico del Agua (Bw).



McCain

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

$$\Delta V_{wP} = -1.0001E-2 + 1.33391E-4 * T_o + 5.50654E-7 * T_o^2$$

$$\Delta V_{wT} = -1.95301E-9 * P * T_o - 1.72834E-13 * P^2 * T_o - 3.58922E-7 * P - 2.25341E-10 * P^2$$

To [F] = ΔV_{wP} = Resultado

P [psi] = ΔV_{wT} = Resultado

Generar

B_w [BY/BN] = Resultado

Atrás Imprimir

FIG.3.78 McCain

En la FIG.3.78 se presenta la correlación de McCain, en donde se obtienen los valores de las derivadas (Merma del agua por Presión y Merma del agua por Temperatura), cuando se absorben la T y P, data que es introducida al inicio del módulo con el botón “Generar”, y luego con los respectivos botones “Resultado” se estiman dichos valores, para así hallar el Factor Volumétrico del Agua.

Craft - Hawkins

$$B_{wp} = B_{wp} * (1 + A * NaCl^{10^{-4}})$$

$$A = 5.1E-8 * P + (T_o - 60) * (5.47E-6 - 1.95E10 * P) + (T_o - 60)^2 * (-3.23E-8 + 8.5E-13 * P)$$

T [F] = P [psi] = NaCl [ppm] =

A =

c1 = 0.9911 + 6.35E-5 * To + 8.5E-7 * To² c1 =

c2 = 1.093E-6 - 3.497E-9 * To + 4.57E-12 * To² c2 =

c3 = -5E-11 + 6.429E-13 * To - 1.43E-15 * To² c3 =

$$B_{wp} = c1 + c2 * P + c3 * P^2$$

FIG.3.79 Craft-Hawkins

La correlación de Craft-Hawkins es presentada en el formulario que se muestra en la FIG.3.79. Se absorben los valores de T y P, introducidos como data inicial, oprimiendo el botón "Generar". El porcentaje de salinidad (NaCl) debe ser introducido teniendo en cuenta que 1% = 10.000 ppm. Con los respectivos botones "Resultado" se obtienen las variables c1, c2 y c3, con las que se estima el Factor de Volumen de agua pura en contacto con gas (Bwp), y A, que permita obtener el resultado del Factor Volumétrico de agua salada en contacto con gas (Bw).

3.3.2.1.1.10. DETERMINACIÓN DE LA VISCOSIDAD DEL PETRÓLEO (•o)

En la FIG.3.80 se muestran las correlaciones para determinar la Viscosidad del Petróleo (μ_o), con sus respectivas Limitaciones:

- Beal [57] (FIG. 3.81)
- Beggs-Robinson [58] (FIG.3.82)
- Chew-Connally [59] (FIG.3.83)
- Vázquez-Beggs [45] (FIG. 3.84)
- Glaso O.[47] (FIG.3.85)

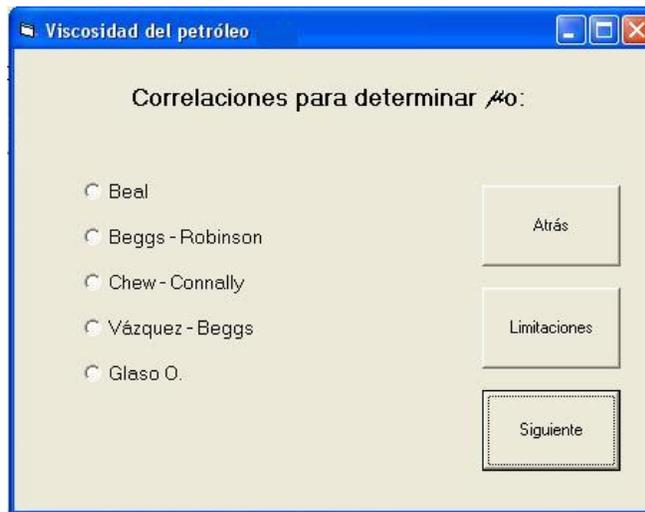


FIG.3.80 Correlaciones para determinar la Viscosidad del Petróleo (μ_o).

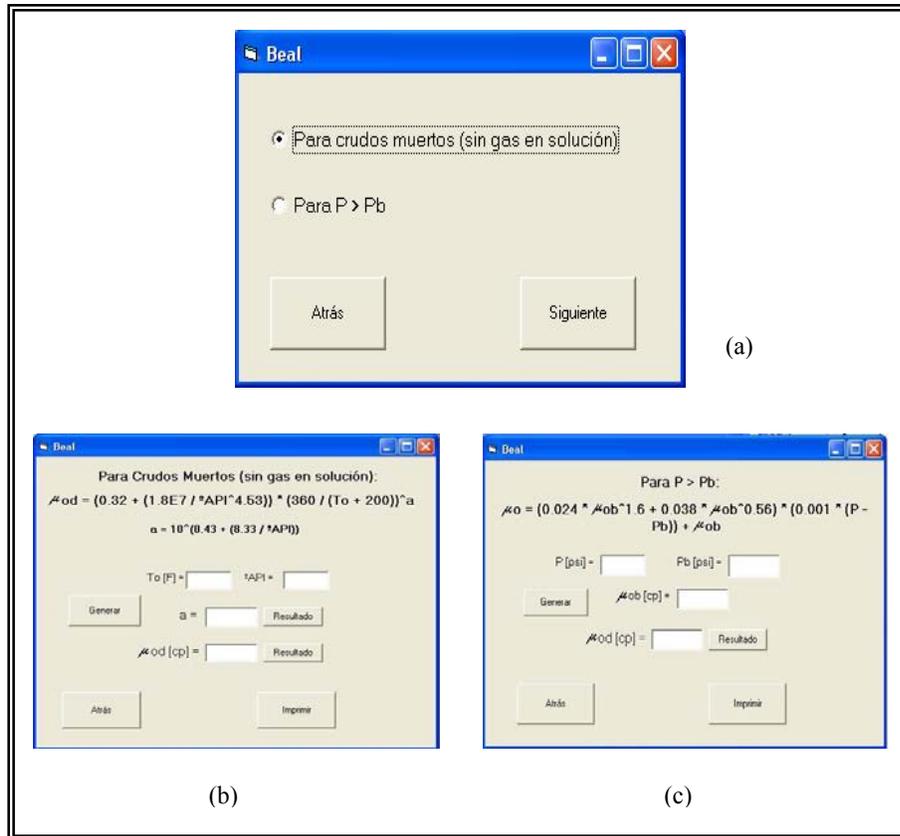


FIG.3.81 Beal.

El menú de opciones de la correlación de Beal para hallar la viscosidad del petróleo es presentado en la FIG.3.81 (a), para crudos muertos (sin gas en solución) (FIG.3.81 (b)) y para presiones mayores a la de burbujeo (FIG.3.81 (c)). Para la primera, al oprimir el botón “Generar” se absorben los valores de T y °API y, con los respectivos botones “Resultado”, se obtienen los valores de la variable α (de la correlación) y viscosidad de petróleo muerto (μ_{od}). En la segunda, el valor de P, al oprimir “Generar”, y se obtiene el estimado de la viscosidad de petróleo muerto para dicha presión, una vez introducido el valor de la presión de burbujeo y de la viscosidad del petróleo en dicho punto (μ_{ob}).

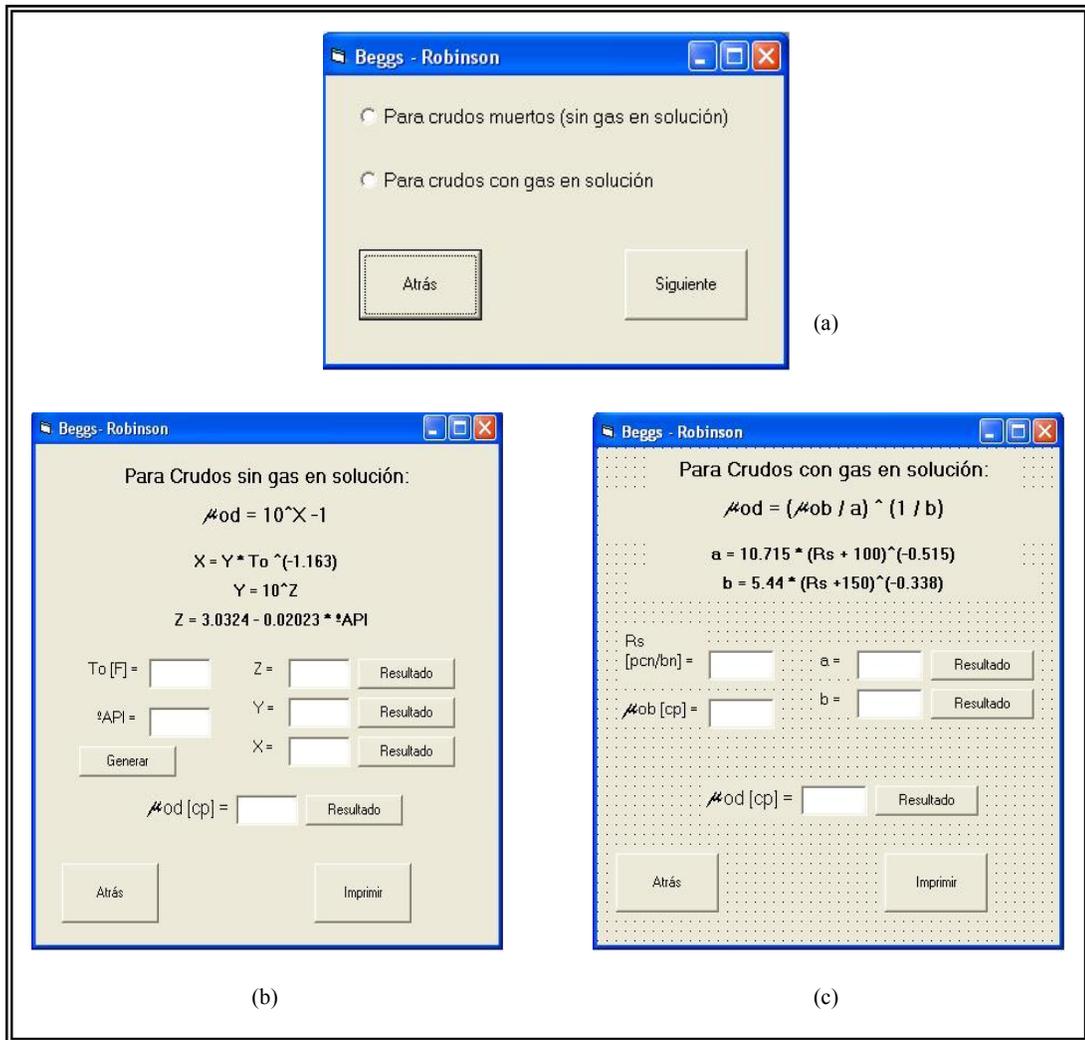


FIG.3.82 Beggs-Robinson.

Beggs-Robinson presentaron dos opciones en su correlación (FIG.3.82 (a)). Los formularios que las contienen son mostrados en las FIGS 3.82 (b) y 3.82 (c)

Para crudos sin gas en solución (1era. opción), T y °API deben ser generados y las variables X, Y y Z deben ser halladas con sus respectivos botones “Resultados” para la determinación de la viscosidad del petróleo muerto (μ_{od}).

Para crudos con gas en solución, la viscosidad del petróleo muerto es estimada luego de introducir los valores de relación Petróleo-Gas en solución, de la viscosidad de petróleo muerto al punto de burbujeo y de hallar las variables a y b, propias de la correlación.

Chew - Connally

Para Crudos con gas en solución:

$$\mu_{od} = (\mu_{ob} / a)^{1 / b}$$

$$a = 0.2 + 0.8 * 10^{(-0.00081 * Rs)}$$

$$b = 0.43 + 0.57 * 10^{(-0.00072 * Rs)}$$

Rs [pcn/bn] = a = Resultado

μ_{ob} [cp] = b = Resultado

μ_{od} [cp] = Resultado

Atrás Imprimir

FIG.3.83 Chew- Connally

Para la estimación de la viscosidad de petróleo muerto (μ_{od}) mediante la correlación de Chew- Connally (FIG. 3.83), el usuario debe introducir el valor de la Relación Petróleo- Gas en solución y de la Viscosidad de petróleo al punto de burbujeo (μ_{ob}) y determinar además las variables a y b que pide la correlación.

Para Vázquez-Beggs (FIG. 3.84), mediante el botón “Generar” se absorbe el valor de la Presión desde la data inicial, para así hallar la variable m, que depende de ella. La Presión al Punto de Burbujeo y el valor de la viscosidad de petróleo a dicho punto (μ_{ob}) deben ser introducidos por el usuario para así estimar la viscosidad de petróleo a la presión requerida.

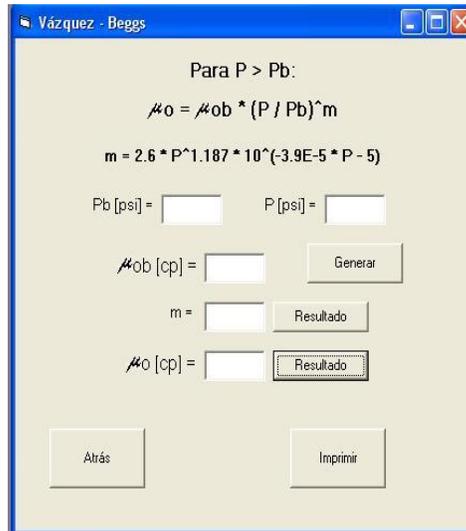


FIG.3.84 Vázquez-Beggs

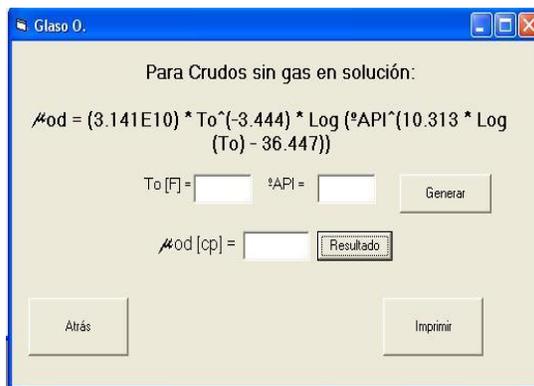


FIG.3.85 Glaso O.

La correlación de Glaso O. para la determinación de la Viscosidad de petróleo muerto sin gas en solución, mostrada en la FIG. 3.85, sólo necesita de que se oprima el botón “Generar” para absorber los valores de T y $^{\circ}$ API, anteriormente introducidos, y así poder hallar el valor de esta viscosidad.

3.3.2.1.1.11. DETERMINACIÓN DE LA VISCOSIDAD DEL GAS (μ_g)

En la determinación de la Viscosidad del Gas, el software dispone de la correlación que presentan Lee, González y Eakin [51].

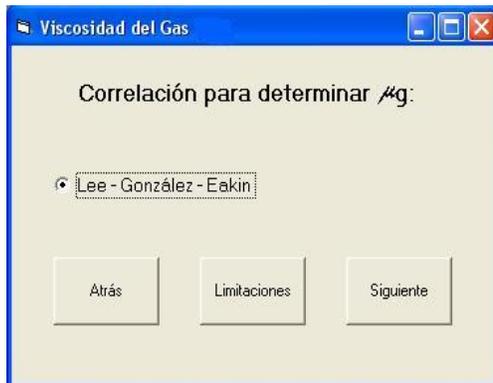


FIG.3.86 Correlación Para determinar μ_g

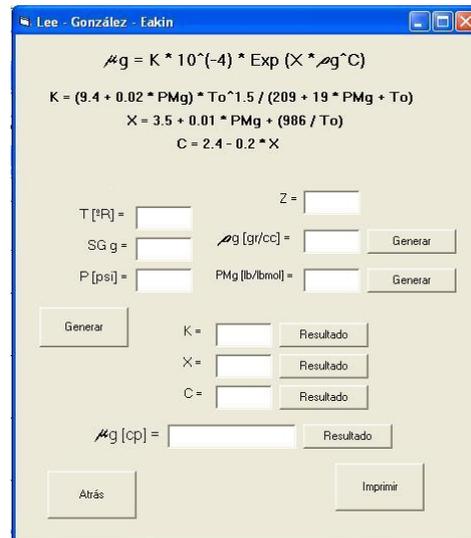


FIG..3.87 Lee, González y Eakin

La FIG.3.86 muestra el menú de acceso a la correlación, además del botón que presenta las “Limitaciones” de la misma. La FIG.3.87 muestra el formulario que contiene la correlación. El usuario debe introducir el valor del Factor de Compresibilidad del Gas (Z) y de la gravedad específica del gas (SG_g) para así estimar los valores de densidad y peso molecular de dicho gas. Oprimiendo el botón “Generar” se absorbe los valores introducidos anteriormente de P y T . Se debe determinar las variables K , X y C que forman parte de la correlación, que permite obtener el valor de la viscosidad del gas.

3.3.2.1.1.12. DETERMINACIÓN DE LA VISCOSIDAD DEL AGUA (μ_w)

El menú de opciones de correlaciones para la determinación de la viscosidad del agua es mostrado en la FIG.3.88:

- Van Winger [61] (FIG.3.89).
- Meehan [62] (FIG.3.90).
- McCain [52] (FIG.3.91).

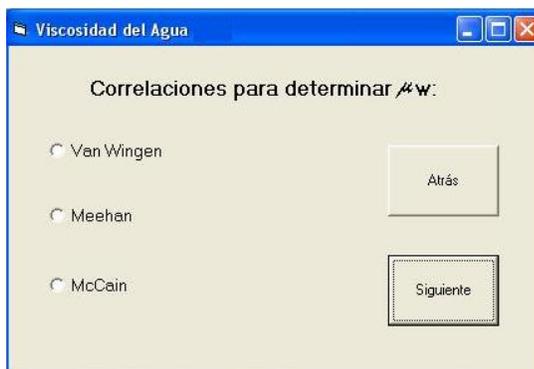


FIG.3.88 Correlaciones para determinar la Viscosidad del Agua (μ_w).

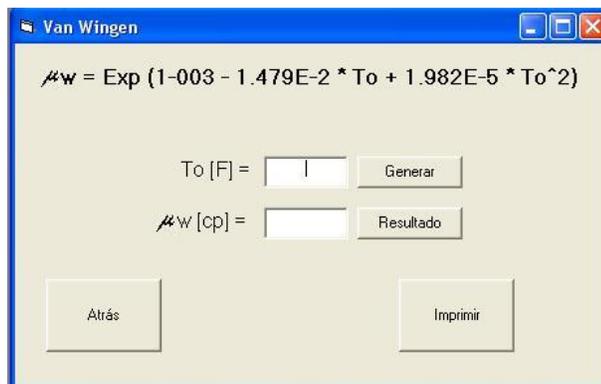


FIG.3.89 Van Winger

La correlación de Van Winger se encuentra en el formulario mostrado en la FIG.3.89, en el cual simplemente se obtiene temperatura del yacimiento oprimiendo el botón “Generar” y la viscosidad del agua oprimiendo el botón “Resultado”.

$\mu_w = (A * B / T_o) * f$

$A = -0.04518 + 0.009313 * NaCl - 0.000393 * NaCl^2$

$B = 70.634 + 0.09576 * NaCl^2$

$f = 1 + 3.5E-12 * P^2 * (T_o - 40)$

Generar To [F] = A = Resultado

P [psi] = B = Resultado

NaCl [%] = f = Resultado
(1% = 10000 ppm)

μ_w [cp] = Resultado

Atrás Imprimir

FIG.3.90 Meehan

$\mu_w = (A * T_o^B) * f$

$A = 109.574 - 8.40564 * NaCl + 0.313314 * NaCl^2 + 8.72213E-3 * NaCl^3$

$B = -1.12166 + 2.63951E-2 * NaCl - 6.79461E-4 * NaCl^2 - 5.47119E-5 * NaCl^3 + 1.55586E-6 * NaCl^4$

$f = 0.9994 + 4.0295E-5 * P + 3.1062E-9 * P^2$

Generar To [F] = A = Resultado

P [psi] = B = Resultado

NaCl [%] = f = Resultado
(1% = 10000 ppm)

μ_w [cp] = Resultado

Atrás Imprimir

FIG.3.91 McCain

Las correlaciones de Meehan y McCain están contenidas en formularios que se muestran en las FIGS.3.90 y 3.91, respectivamente, y en ambos el usuario puede “Generar” los valores introducidos inicialmente de P y T, y al llenar la casilla del porcentaje de salinidad del agua (NaCl), teniendo en cuenta que 1% = 10.000 ppm, se pueden determinar las variables A y B, propias de la correlación, y el factor de corrección por presión (f). Con todas estas variables se puede estimar entonces el valor de la viscosidad del agua.

3.3.2.1.1.13. DETERMINACIÓN DE LA COMPRESIBILIDAD DEL PETRÓLEO (Co)

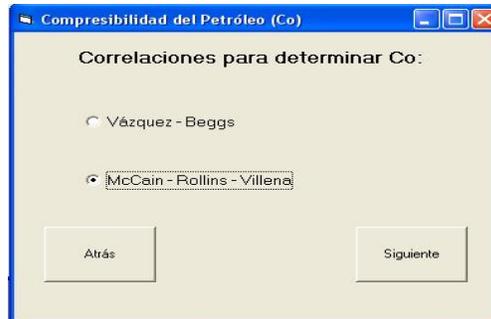


FIG.3.92 Correlaciones para determinar la Compresibilidad del Petróleo (Co).

Las correlaciones de Vázquez-Beggs [45] (FIG.3.93) y de McCain-Rollins-Villena [63] (FIGS.3.94) son las presentadas en este software para determinar la compresibilidad del petróleo (Co) (FIG.3.92).

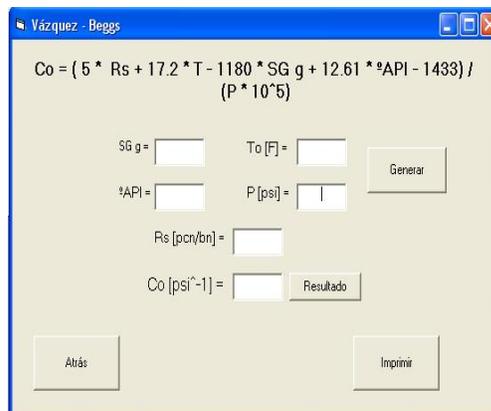


FIG.3.93 Vázquez-Beggs

En la correlación de Vázquez-Beggs, mostrada en la FIG.3.93, al oprimir el botón “Generar” llena las casillas de P, T y °API y el usuario sólo debe introducir los valores de la gravedad específica del gas y de la relación Petróleo-Gas en solución, para obtener la compresibilidad del petróleo.

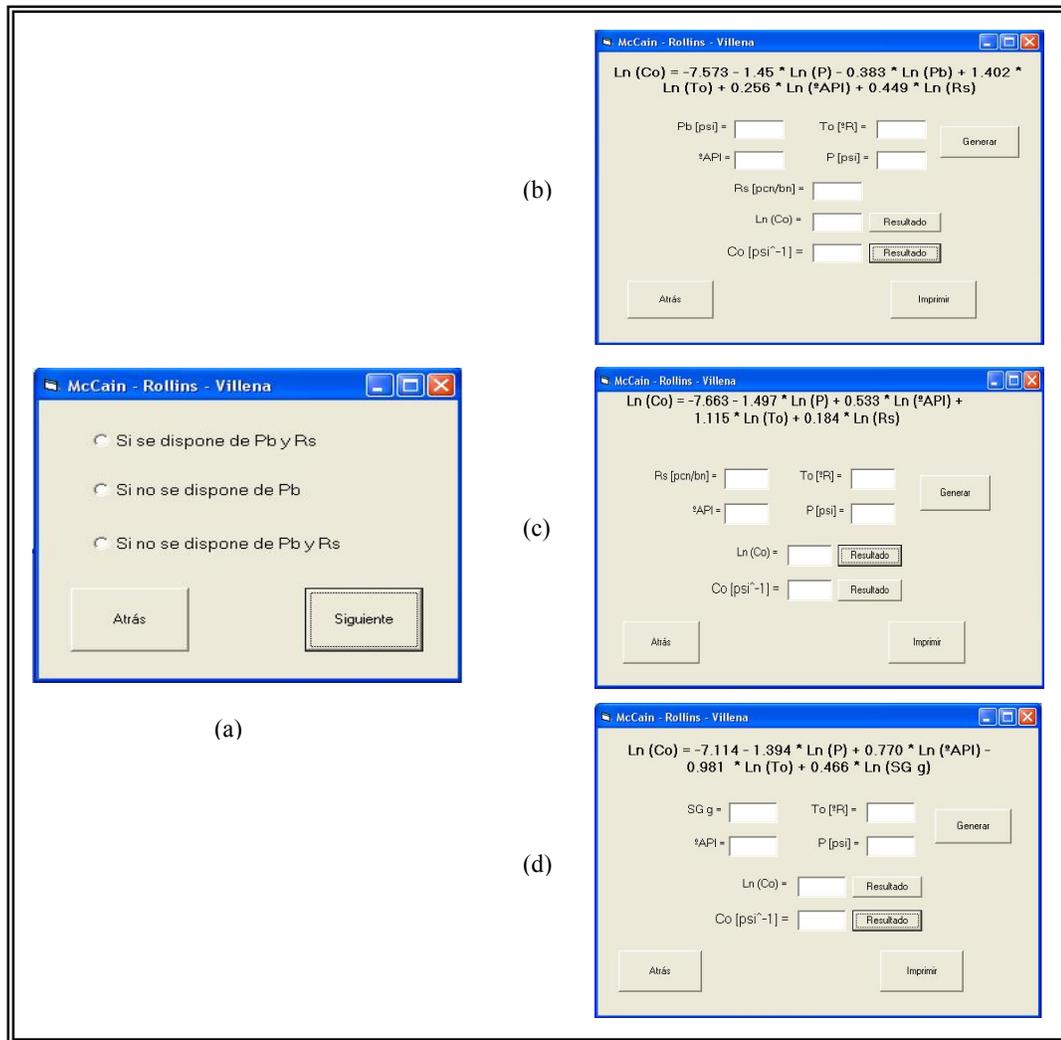


FIG.3.94 McCain-Rollins-Villena

La FIG.3.94 (a) muestra las tres opciones de la correlación de McCain-Rollins-Villena. Si se dispone de Pb y Rs (FIG.3.94 (b)), sólo hay que “Generar” P, T y °API de la data inicial para luego hallar la Compresibilidad del Petróleo. Si no se dispone de Pb (FIG. 3.94 (c)), además de generar la data inicial hay que introducir el dato de Rs y si se está en la tercera opción (FIG. 3.94 (d)), entonces debe introducirse el dato de la SGg para poder obtener la estimación de la Compresibilidad del Petróleo.

3.3.2.1.1.14. DETERMINACIÓN DE LA COMPRESIBILIDAD DEL GAS (Cg)

El software cuenta en la determinación de la compresibilidad del gas con el método de Mattar-Brar-Aziz [64], que se muestra en la FIG.3.95.

Método de Mattar - Brar - Aziz:

$C_g = C_{sr} / P_{sc}$

$C_{sr} = 1 / P_{sr} - (0.27 / (Z^2 * T_{sr})) * ((dZ / ddr) | T_{sr} / (1 + (dr / Z) * (dZ / ddr) | T_{sr}))$

$(dZ / ddr) | T_{sr} = A1 + (A2 / T_{sr}) + (A3 / T_{sr}^3) + (A4 / T_{sr}^4) + (A5 / T_{sr}^5) + 2 * dr * (A6 + (A7 / T_{sr}) + (A8 / T_{sr}^2)) - ((5 * dr^4 * A9) / T_{sr}) * (A7 + (A8 / T_{sr})) + ((2 * dr * A10) / T_{sr}^3) * (1 + A11 * dr^2 - (A11 * dr^2)^2) * \exp(-A11 * dr^2)$

A1 = <input type="text" value="0.3265"/>	A7 = <input type="text" value="-0.7361"/>	Psr = <input type="text"/>
A2 = <input type="text" value="-1.0700"/>	A8 = <input type="text" value="0.1844"/>	Tsr = <input type="text"/>
A3 = <input type="text" value="-0.5339"/>	A9 = <input type="text" value="0.1056"/>	Z = <input type="text"/>
A4 = <input type="text" value="0.01569"/>	A10 = <input type="text" value="0.6134"/>	Psc [psi] = <input type="text"/>
A5 = <input type="text" value="-0.05165"/>	A11 = <input type="text" value="0.7210"/>	
A6 = <input type="text" value="0.5475"/>		

$dr = 0.27 * (P_{sr} / (Z * T_{sr}))$

dr = <input type="text"/>	Resultado
(dZ / ddr) Tsr = <input type="text"/>	Resultado
Csr = <input type="text"/>	Resultado
Cg [psi^-1] = <input type="text"/>	Resultado

Atrás

Imprimir

FIG.3.95. Método de Mattar-Brar-Aziz

En este formulario, el usuario debe introducir los valores de presión y temperatura pseudo-reducidas (Psr y Tsr), el factor de compresibilidad (Z) y la presión pseudo-crítica (Psc). Con éstos se determina la densidad reducida. Se presenta un conjunto de constantes (A1,...,A11), las cuales permiten, junto con la temperatura pseudo-reducida y la densidad reducida, el cálculo del término $(\partial z / \partial pr) | T_{sr}$. Una vez estimado este término se puede hallar la compresibilidad pseudo-reducida (Csr) y, por último, la compresibilidad del gas (Cg).

3.3.2.1.1.15. DETERMINACIÓN DE LA COMPRESIBILIDAD DEL AGUA (C_w)

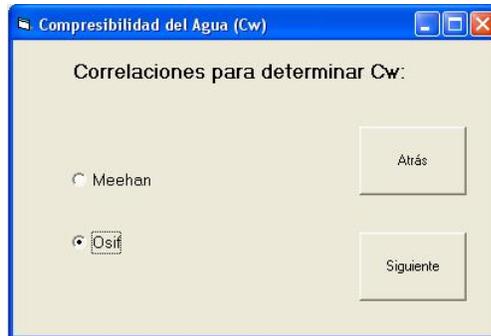


FIG.3.96. Correlaciones para determinar Compresibilidad del Agua (C_w)

La FIG.3.96 muestra el menú de opciones de correlaciones con la que se cuenta para el cálculo de la Compresibilidad del Agua (C_w):

- Meehan [65] (FIG.3.97).
- Osif [66] (FIG.3.98).

En la correlación de Meehan, mostrada en la FIG.3.97, la data inicial P y T debe ser generada, el porcentaje de salinidad del agua (NaCl , $1\% = 10.000 \text{ ppm}$) y la solubilidad del gas natural en el agua (R_{sw}) deben ser introducidas por el usuario. Se determinan las variables A , B y C , dependientes de P , y se obtiene la compresibilidad del agua pura (C_{wp}). Si el usuario lo requiriese, podría luego realizar la corrección por efectos de solubilidad (C_{w1}), para así conseguir la compresibilidad del agua corregida por salinidad (C_w), en el caso de que el agua examinada sea salada.

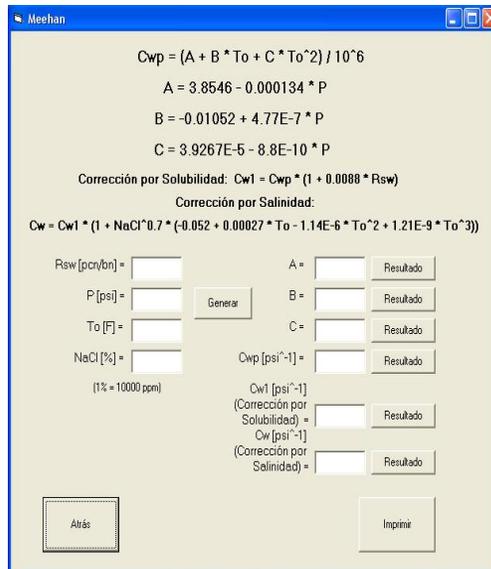


FIG.3.97. Meehan

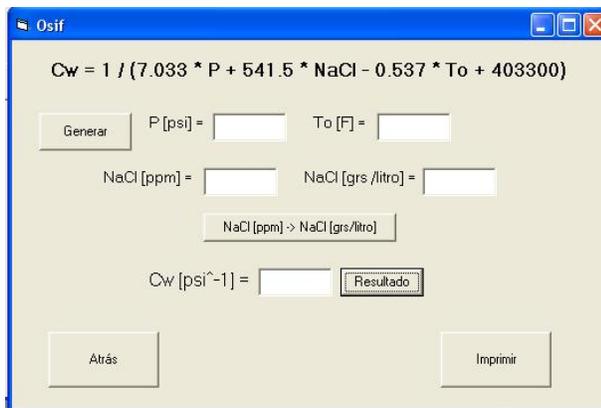


FIG..98 Osif

La compresibilidad del agua (C_w), es estimada mediante la correlación de Osif (FIG.3.98). Una vez que se generan los datos iniciales de P y T, se ingresa la salinidad del agua (NaCl) en ppm y mediante el botón “NaCl [ppm] → NaCl [grs/litro]”, se puede realizar la transformación de unidades de ppm a grs/litros, que es como lo requiere la correlación. Posteriormente se estimará la compresibilidad del agua al oprimir el botón “Resultado”.

3.3.1.1.16. DETERMINACIÓN DE LA DENSIDAD DEL PETRÓLEO (•o)

Las correlaciones de Standing [43] (FIG.3.100) y Gottfried [67] (FIG.3.101), son las disponibles en el programa para la determinación de la densidad del petróleo (ρ_o) (FIG. 3.99).

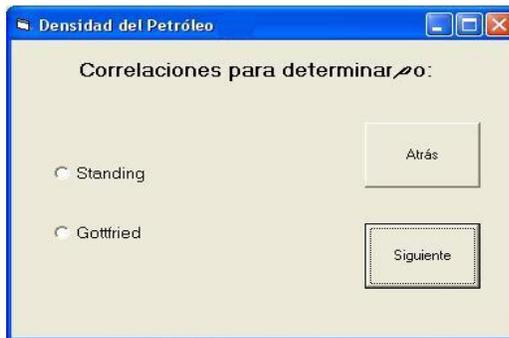


FIG.3.99. Correlaciones para determinar la Densidad del petróleo (ρ_o)

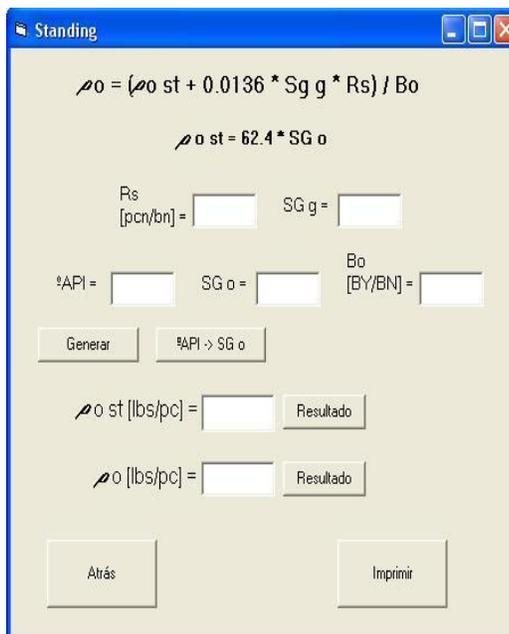


FIG.3.100 Standing

En la FIG.3.100 se muestra el formulario que contiene la correlación de Standing que permite estimar la densidad del petróleo. En ella el usuario debe “Generar” la °API del crudo, para con el botón “°API → SGo” hallar la gravedad específica del petróleo. Otra data que debe ingresar es la relación Petróleo-Gas en solución (Rs), el factor volumétrico del petróleo (Bo) y la gravedad específica del gas (SGg). Con los respectivos botones “Resultado” se obtienen los valores de la densidad del petróleo en tanque (ρ_{ost}), a condiciones normales y finalmente de la densidad del petróleo (ρ_o).

$\rho_o = \rho_{ost} / (1 + ((T_o - 68) / 1885))$
 $\rho_{ost} = 62.4 * SG_o$

°API = SG o =

To [F] =

ρ_{ost} [lbs/pc] =

ρ_o [lbs/pc] =

FIG.3.101 Gottfried

La correlación de Gottfried para la estimación de la densidad del petróleo (FIG.3.101) requiere también del cálculo de la densidad del petróleo en tanque (ρ_{ost}), y de que el usuario genere los valores de la °API y T a partir de la data inicial. La gravedad específica del petróleo se puede determinar a partir de la °API.

3.3.2.1.1.17. DETERMINACIÓN DE LA DENSIDAD DEL GAS (ρ_g)

La Ley General de los Gases Reales [56] (FIG.3.103) y La Ley de Conservación de Masa [56] (FIG.3.104) son las presentadas en este menú de la FIG.3.102 para la determinación de la Densidad del Gas.

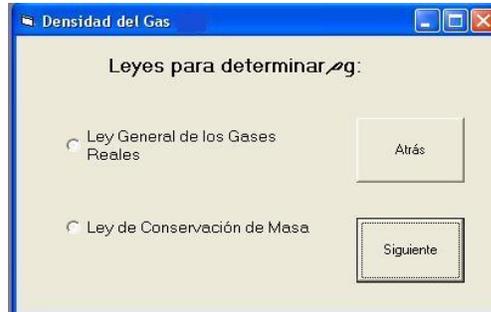


FIG.3.102 Leyes para determinar la Densidad del Gas (ρ_g).

La ecuación de estado que representa la Ley General de los Gases Reales, expresada en función del peso molecular del gas (M_g), está contenida en el formulario que se presenta en la FIG.3.103. Deben ser introducidos el factor de compresibilidad del gas (Z), y el peso molecular del mismo. La data inicial P y T se absorbe oprimiendo el botón “Generar”, el valor de la constante R de los gases ya se encuentra en el formulario en unidades de [$\text{psi} \cdot \text{pc} / \text{lbmol} \cdot ^\circ\text{R}$]. Oprimiendo el botón “Resultado” se obtiene la densidad del gas (ρ_g).

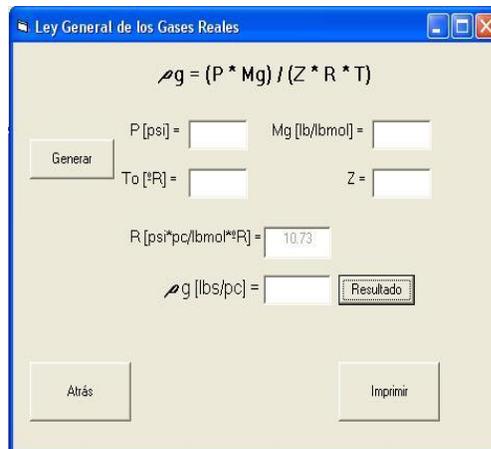


FIG.3.103 Ley General de los Gases Reales.

Ley de la Conservación de Masa

$$\rho_g = \rho_{g \text{ cn}} / (5.615 * B_g)$$

$$\rho_{g \text{ cn}} = 0.0763 * SG_g$$

B_g [BY/PCN] = SG_g =

$\rho_{g \text{ cn}}$ [lbs/pc] = Resultado

ρ_g [lbs/pc] = Resultado

Atrás Imprimir

FIG.3.104 Ley de la Conservación de Masa

Otra forma de expresar la densidad del gas, es considerando La Ley de Conservación de Masa, la cual indica que el cambio de densidad en condiciones de yacimiento (cy) a condiciones normales (cn), está dado por el cambio en volumen, puesto que la masa permanece constante y como dicho cambio está dado por el factor volumétrico del gas, entonces se presenta la ecuación dada en el formulario de la FIG.3.104 para el cálculo de la densidad del gas, para cualquier P y T.

El usuario debe introducir el valor de la gravedad específica del gas (SG_g), para obtener la densidad del gas a condiciones normales ($\rho_{g \text{ cn}}$) y el B_g para así estimar la densidad del gas (ρ_g).

3.3.2.1.1.18. DETERMINACIÓN DE LA DENSIDAD DEL AGUA (ρ_w)

Cuando se hace necesario el cálculo de la densidad del agua de formación, esta puede ser determinada dividiendo la densidad del agua a condiciones normales ($\rho_w @cn$) por el factor volumétrico del agua (β_w) a condiciones de yacimiento:

$$\rho_w @cy = \frac{\rho_w @cn}{\beta_w} \quad \text{Ec. 3.1}$$

Densidad del Agua

Correlación para determinar ρ_w

McCain

$$\rho_w = 62.368 + 0.438603 * \text{NaCl} + 1.60074E-3 * \text{NaCl}^2$$

NaCl [%] = (1% = 10000 ppm)

ρ_w [lbs/pc] =

FIG.3.105 Correlación para determinar la Densidad del Agua salada. McCain

En yacimientos se habla de agua salada, luego McCain [52] (FIG.3.105) presenta la correlación para el estimado de la densidad de la salmuera a condiciones normales en función del porcentaje total de sólidos disueltos, esto es el porcentaje de salinidad del agua (NaCl), donde 1% = 10.000 ppm.

3.3.2.1.2. PRUEBA DE PUNTO CRÍTICO

3.3.2.1.2.1. FORMULARIO DE CONDICIONES CRÍTICAS DE CRUDO

	% molar	% molar	Tc [F]	Pc [psi]
CO2	<input type="text"/>	<input type="text"/>	87.73	7069.50
N2	<input type="text"/>	<input type="text"/>	-232.49	432.80
H2S	<input type="text"/>	<input type="text"/>	212.40	1300
C1	<input type="text"/>	<input type="text"/>	-116.66	667
C2	<input type="text"/>	<input type="text"/>	90.07	737.00
C3	<input type="text"/>	<input type="text"/>	205.92	615
i-C4	<input type="text"/>	<input type="text"/>	274.41	527.9
n-C4	<input type="text"/>	<input type="text"/>	305.51	548.8
i-C5	<input type="text"/>	<input type="text"/>	368.95	490.4
n-C5	<input type="text"/>	<input type="text"/>	385.7	488.1
C6	<input type="text"/>	<input type="text"/>	451.8	439.5
C7	<input type="text"/>	<input type="text"/>	510.9	397.4
C8	<input type="text"/>	<input type="text"/>	563.5	361.1
C9	<input type="text"/>	<input type="text"/>	610.8	330.7
C10	<input type="text"/>	<input type="text"/>	652.2	304.6
C11	<input type="text"/>	<input type="text"/>	690.53	282.67
C12	<input type="text"/>	<input type="text"/>	724.73	253.96
C13	<input type="text"/>	<input type="text"/>	755.33	243.66
C14	<input type="text"/>	<input type="text"/>	767.73	227.70
C15	<input type="text"/>	<input type="text"/>	814.73	214.65
C16	<input type="text"/>	<input type="text"/>	841.70	200.05
C17	<input type="text"/>	<input type="text"/>	865.13	184.35
C18	<input type="text"/>	<input type="text"/>	884.93	184.19
C19	<input type="text"/>	<input type="text"/>	904.73	175.49
C20	<input type="text"/>	<input type="text"/>	922.73	158.24

Total (% molar) =

TC crudo [F] =

PC crudo [psi] =

Fracción Plus

Densidad [lbs/pc] =

SG =

FIG.3.106 Condiciones Críticas de Crudo

El Formulario de Condiciones Críticas de Crudo es presentado en la FIG.3.106. En el mismo se le permite al usuario el cálculo de la temperatura crítica (TC) y la presión crítica (PC) del crudo.

El usuario ingresa la composición del crudo en fracción molar. Si la sumatoria de dichas fracciones no es del 100% (obtenida con el botón “Generar”), se cuenta con la opción de “Normalizar” que permite estimar el valor que le corresponde a cada fracción molar en un 100%. Esto se realiza debido a que para

el cálculo de las condiciones críticas se requieren del 100% de la composición del crudo.

El formulario presenta las listas de temperatura y presión críticas de cada uno de los componentes. La operación realizada para obtener las condiciones críticas del crudo es la de la sumatoria de los productos de la fracción molar de cada componente por su respectivo valor de temperatura ó presión crítica.

En el caso de que la composición del crudo presente fracción plus (que agrupa los componentes más pesados de dicho crudo), el usuario debe oprimir el botón que se encuentra en la sección “Fracción Plus”, introducir el valor de la fracción molar en la casilla del componente correspondiente, así como los valores de T_C y P_C de ésta fracción, eliminando los valores encontrados por defecto en las casillas de los componentes en cuestión. Esta operación debe realizarla antes de oprimir el botón “Generar”, para hallar la sumatoria de la fracción molar. Al oprimir el botón “Fracción Plus” que se encuentra en “No” éste cambiará a “Sí” y habilitará las casillas en las cuales el usuario puede ingresar la densidad de esta fracción plus y obtener la gravedad específica de dicha fracción. Por ejemplo, el usuario ingresa la composición del crudo, esta composición presenta una fracción C_{7+} , luego el usuario coloca en la casilla correspondiente a C_7 el valor de la fracción molar de esta fracción plus, elimina los valores encontrados por defecto en las listas de T_C y P_C para el C_7 e introduce los que corresponden a la Fracción Plus. Seguidamente, oprime el botón “Generar” para obtener la sumatoria de las fracciones molares; si la misma no es del 100%, oprime el botón “Normalizar” para obtener los valores de las fracciones molares que corresponderían a un 100% de crudo y procede entonces a estimar los valores de T_C y P_C del crudo oprimiendo los respectivos botones de “Resultado”. Por otro lado, activa el botón de la sección “Fracción Plus”, éste se coloca en “Si” y habilita la casilla para introducir la densidad de la fracción plus y con el de “Resultado SG” obtiene el valor de la gravedad específica de esta fracción plus.

Mediante el botón “Reiniciar” se vacía el formulario y se restituyen los valores por defecto. Con el botón “Imprimir” se obtiene una copia impresa del formulario, con “Atrás” se vuelve al menú anterior y con el de “Salir” se abandona el programa.

3.3.2.1.3. PRUEBA DE SATURACIÓN⁽¹⁾

Dentro de las pruebas PVT encontramos la de saturación, la cual calcula la Presión de Burbujeo, presión a la cual el petróleo que se encontraba en una sola fase con el gas en solución se satura del mismo y comienza a liberarlo.

Las correlaciones para la determinación de la Presión de Burbujeo (FIG.3.39):

- Standing [43] (FIG.3.40)
- Lasater [44] (FIG.3.41)
- Vázquez – Beggs [45] (FIG.3.42)
- Ghetto –Paone- Villa [46] (FIG.3.43)
- Glaso [47] (FIG.3.44)
- Mannucci –Rosales [48] (FIG.3.45)
- Total [49] (FIG.3.46)
- M. Ali-Al-Marhoun [50](FIG.3.47)

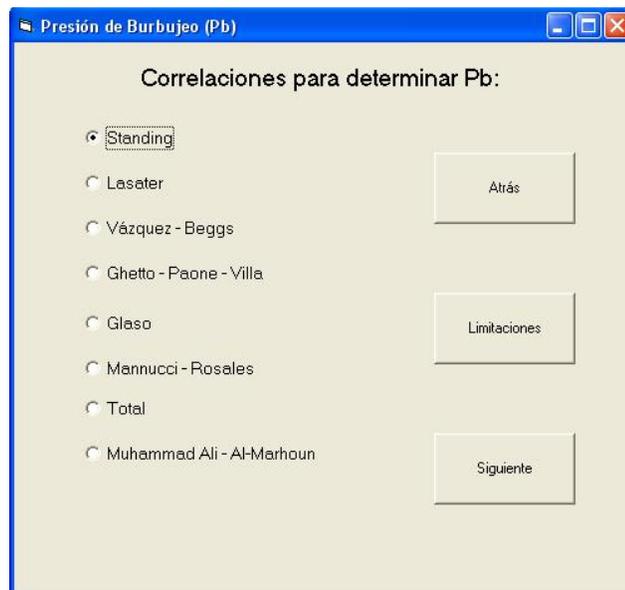


FIG.3.39 Correlaciones para determinar Pb

(1) Se presentan Figuras ya mostradas en el Contenido anterior a propósito y con su numeración original para ayudar en la comprensión y rápida referencia al usuario.

3.3.2.1.4. PRUEBA DEL SEPARADOR⁽¹⁾



FIG.3.107 Prueba de Separador

La Prueba del Separador en el Módulo PVT (FIG. 3.107) nos da como resultado cinco parámetros como son: presión de burbujeo, la relación petróleo-gas en solución, el factor volumétrico del petróleo, ° API y la densidad del crudo.

Las correlaciones para la determinación de la Presión de Burbujeo:

- Standing [43] (FIG.3.40)
- Lasater [44] (FIG.3.41)
- Vázquez – Beggs [45] (FIG.3.42)
- Ghetto – Paone – Villa [46] (FIG.3.43)
- Glaso [47] (FIG.3.44)
- Mannucci –Rosales [48] (FIG.3.45)
- Total [49] (FIG.3.46)
- Muhammad Ali-Al-Marhoun [50] (FIG.3.47)

(1) Se presentan referencias a figuras ya mostradas en el Contenido anterior a propósito y con su numeración original para ayudar en la comprensión y rápida referencia al usuario.

Para la determinación de la Relación Petróleo-Gas en Solución:

- Standing [43] (FIG.3.51)
- Vázquez – Beggs [45] (FIG.3.55)
- Glaso [47] (FIG.3.52)
- Mannucci –Rosales [48] (FIG.3.53)
- Total [49] (FIG.3.56)
- Muhammad Ali-Al-Marhoun [50] (FIG.3.54)

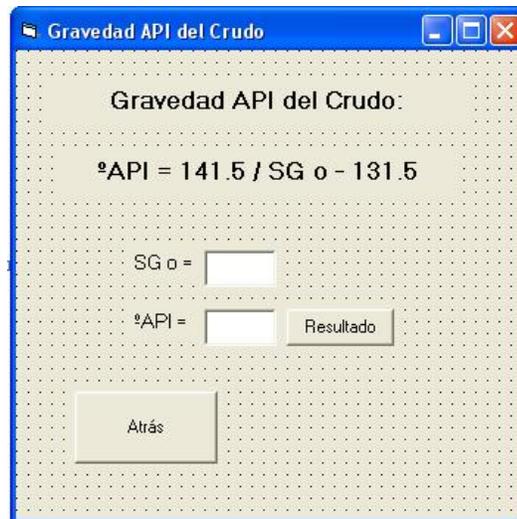
Las correlaciones para determinar el Factor Volumétrico del Petróleo a presiones por debajo y hasta la Pb:

- Standing [43] (FIG. 3.64)
- Vázquez-Beggs [45] (FIG. 3.68)
- Glaso O.[47] (FIG. 3.65)
- Mannucci-Rosales [48] (FIG. 3.69)
- Total [49] (FIG. 3.66)
- Muhammad Ali Al-Marhoun [50] (FIG.3.67)

Para determinar el Factor Volumétrico del Petróleo a presiones por encima de la Pb:

- Lineal [46] (FIG.3.71)
- Exponencial [46] (FIG.3.72)

Para la determinación de los grados API del crudo se utiliza la ecuación presentada en el formulario que se muestra en la FIG.3.130, en función de la gravedad específica del mismo.



Gravedad API del Crudo:

$$\%API = 141.5 / SG_o - 131.5$$

SG o =

%API = Resultado

Atrás

FIG.3.108 Gravedad API del crudo

Las correlaciones para determinar la densidad del petróleo son:

- Standing [43] (FIG.3.100).
- Gottfird [67] (FIG.3.101).

3.3.2.1.5. PRUEBA DE VISCOSIDAD⁽¹⁾

La Prueba de Viscosidad (FIG.3.109), que presenta el Módulo PVT, nos permite determinar las viscosidades de los tres fluidos en yacimiento (petróleo, gas y agua).



FIG.3.109 Prueba de Viscosidad

Las correlaciones para determinar la Viscosidad del Petróleo (μ_o):

- Beal [57] (FIG. 3.81)
- Beggs-Robinson [58] (FIG.3.82)
- Chew-Connally [59] (FIG.3.83)
- Vázquez-Beggs [45] (FIG. 3.84)
- Glaso O.[47] (FIG. 3.85)

Para determinar la Viscosidad del Gas (μ_g):

- Lee-González-Eakin [60] (FIG 3.87)

Las correlaciones para la determinación de la Viscosidad del Agua (μ_w):

- Van Winger [61] (FIG.3.89).
- Meehan [62] (FIG.3.90).
- McCain [52] (FIG.3.91).

(1) Se presentan referencias a figuras ya mostradas en el Contenido anterior a propósito y con su numeración original para ayudar en la comprensión y rápida referencia al usuario.

3.3.3. MÓDULO DE CONDICIONES CRÍTICAS

3.3.3.1. CONDICIONES CRÍTICAS DE CRUDO

	% molar	% molar	Tc [F]	Pc [psi]
CO2			87.73	1069.50
N2			-232.49	432.80
H2S			212.43	1300
C1			-116.66	667
C2			90.07	737.00
C3			205.92	615
i-C4			274.41	527.9
n-C4			305.51	548.8
i-C5			368.95	490.4
n-C5			385.7	488.1
C6			451.8	439.5
C7			510.9	397.4
C8			563.5	361.1
C9			610.8	330.7
C10			652.2	304.6
C11			690.53	282.67
C12			724.73	253.96
C13			755.33	243.66
C14			787.73	227.70
C15			814.73	214.65
C16			841.73	200.05
C17			865.13	184.35
C18			884.93	184.19
C19			904.73	175.49
C20			922.73	168.24

Total (% molar) =

TC crudo [F] =

PC crudo [psi] =

Fracción Plus

Densidad [lbs/pc] =

SG =

FIG.3.106 Condiciones Críticas de Crudo

Al oprimir en el menú principal del programa el botón “Condiciones Críticas de Crudo” se despliega el Formulario mostrado en la FIG. 3.106 que permite el cálculo de estas condiciones del crudo. Su funcionamiento ya fue descrito en la sección de la Prueba de Punto Crítico del Módulo PVT.

3.3.3.2. CONDICIONES CRÍTICAS DE GAS NATURAL DE INYECCIÓN

El programa presenta además, en el menú principal, la opción del cálculo de las condiciones de temperatura y presión críticas del gas natural de inyección. Se habla del cálculo de estas condiciones para el gas natural debido a la diversidad de composiciones que éste puede presentar, a diferencia de cuando se trata de CO₂ o N₂, que se consideran puros y cuyas condiciones críticas ya se encuentran en tablas.

3.3.3.2.1. FORMULARIO DE CONDICIONES CRÍTICAS DE GAS NATURAL DE INYECCIÓN

	% molar	% molar	Tc [F]	Pc [psi]
CO2	<input type="text"/>	<input type="text"/>	87.73	1069.50
N2	<input type="text"/>	<input type="text"/>	-232.49	492.80
H2S	<input type="text"/>	<input type="text"/>	212.40	1300
C1	<input type="text"/>	<input type="text"/>	-116.66	667
C2	<input type="text"/>	<input type="text"/>	90.07	707.80
C3	<input type="text"/>	<input type="text"/>	205.92	615
i-C4	<input type="text"/>	<input type="text"/>	274.41	527.9
n-C4	<input type="text"/>	<input type="text"/>	305.51	548.8
i-C5	<input type="text"/>	<input type="text"/>	368.96	490.4
n-C5	<input type="text"/>	<input type="text"/>	385.7	488.1
C6	<input type="text"/>	<input type="text"/>	451.8	439.5
C7	<input type="text"/>	<input type="text"/>	510.9	397.4
C8	<input type="text"/>	<input type="text"/>	563.5	361.1
C9	<input type="text"/>	<input type="text"/>	610.8	330.7
C10	<input type="text"/>	<input type="text"/>	652.2	304.6

Total (% molar) =

TC GN [F] =

PC GN [psi] =

Fracción Plus

Densidad [lbs/pc] =

SG =

FIG.3.110 Condiciones Críticas de Gas de Inyección (GN)

En la FIG. 3.110 se presenta el Formulario de Condiciones Críticas de Gas Natural de Inyección. Al igual que en el formulario utilizado para determinar las condiciones críticas del crudo, el usuario debe ingresar la composición del gas en

fracción molar, “Generar” la sumatoria de estas fracciones y si la misma no es del 100% debe oprimir entonces el botón “Normalizar” para obtener el valor de las fracciones molares si se hablase de un 100% de crudo. Una vez realizada esta operación, con oprimir los respectivos botones “Resultado” se estimarán la temperatura y presión crítica del gas. Como siempre, si en la composición del GN se encontrase una fracción plus, la fracción molar que la representa debe ser colocada en la casilla del componente correspondiente (C_7 , por ejemplo para una C_{7+}), y se deben colocar también los nuevos valores de T_C y P_C de dicha fracción plus en sus respectivas casillas, eliminando los valores allí encontrados por defecto, antes de realizar las operaciones de obtener la sumatoria y de normalización. Igualmente al oprimir el botón de la sección Fracción Plus, éste pasará de “No” a “Sí” y se habilitará la casilla para introducir la densidad de dicha fracción plus y mediante el botón “Resultado SG” obtener el valor de la gravedad específica del gas natural.

Con el botón “Reiniciar” se limpia el formulario y se recuperan los valores por defecto.

3.3.4. MÓDULO DE CÁLCULO DE PORCENTAJE DE RECUBRO

El programa presenta el módulo que permite la Predicción del Recobro a partir de Correlaciones.

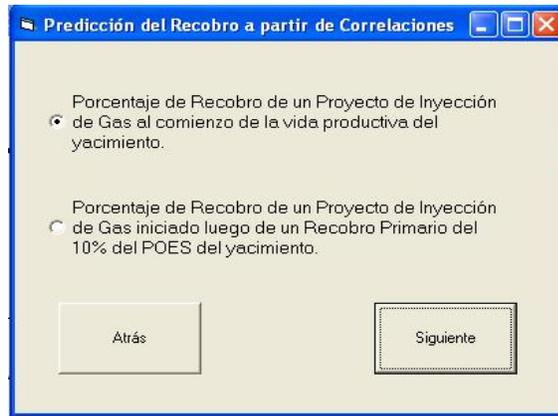


FIG.3.111 Predicción del Recobro a partir de Correlaciones

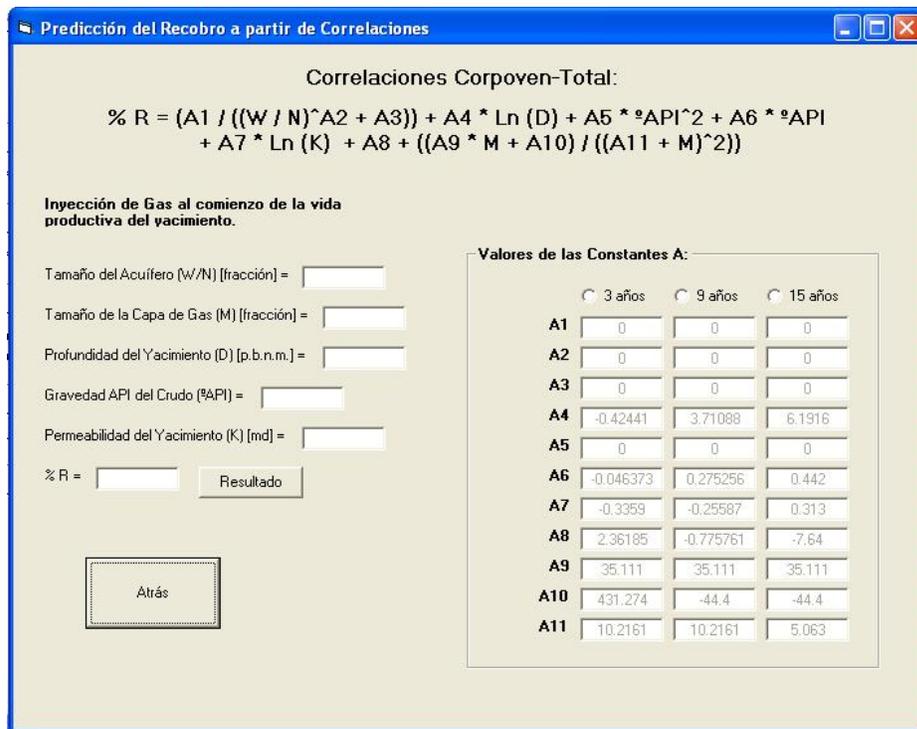


FIG.3.112 Correlaciones Corpoven-Total. Inyección de gas al comienzo de la vida productiva del yacimiento

Predicción del Recobro a partir de Correlaciones

Correlaciones Corpoven-Total:

$$\% R = (A1 / ((W / N)^{A2} + A3)) + A4 * \ln (D) + A5 * \text{°API}^2 + A6 * \text{°API} + A7 * \ln (K) + A8 + ((A9 * M + A10) / ((A11 + M)^2))$$

Inyección de Gas iniciado luego de un Recobro Primario del 10% del POES del yacimiento

Tamaño del Acuífero (W/N) [fracción] =

Tamaño de la Capa de Gas (M) [fracción] =

Profundidad del Yacimiento (D) [p.b.n.m.] =

Gravedad API del Crudo (°API) =

Permeabilidad del Yacimiento (K) [md] =

% R =

Valores de las Constantes A:

3 años 9 años 15 años

A1	-55.845	-128.939	-191.97
A2	0.865834	0.7605234	0.592176
A3	10.2319	10.4154	9.97232
A4	1.16217	4.108827	6.30918
A5	-1.3917E-5	-4.83024E-3	-6.244E-3
A6	6.7588E-2	0.378345	0.5692
A7	0.72419	1.443484	1.8649
A8	2.79716	-4.40346	-4.622
A9	36.8732	37.08488	25.00
A10	18.7971	15.0042	7.405
A11	1.73755	1.39794	1.017

FIG.3.113 Correlaciones Corpoven-Total. Inyección de gas iniciado luego de un Recobro Primario del 10% del POES del yacimiento

En la FIG. 3.111 se muestra el formulario con las Correlaciones de Corpoven-Total para la estimación del % Recobro [68]:

- Porcentaje de Recobro de un Proyecto de Inyección de Gas al comienzo de la vida productiva del yacimiento (FIG. 3.112).
- Porcentaje de Recobro de un Proyecto de Inyección de Gas iniciado luego de un Recobro Primario del 10% del POES del yacimiento (FIG. 3.113).

En los formularios que contienen estas correlaciones, la data que debe introducir el usuario es la siguiente: Tamaño del Acuífero (W/N) [fracción], Tamaño de la Capa de Gas (m) [fracción], Profundidad del Yacimiento (D) [p.b.n.m.], Gravedad API del Crudo (°API), Permeabilidad del Yacimiento (K) [md].

Debe además seleccionar, de entre las opciones del tiempo en que desea estimar el recobro (3, 9 y 15 años), los Valores de las Constantes A, antes de oprimir el botón “Resultado” para obtener la predicción del % de Recobro (% R).

3.4. EJECUTAR EL MANUAL DEL PROYECTO PMM

Para abrir el Manual del Proyecto PMM, en el Menú Archivo del Menú Principal (FIG. 3.114), seleccionar “Manual” (o simplemente estando en el Menú Principal oprimir la combinación “Ctrl+M”) y entonces se desplegará un formulario como el que se observa en la FIG. 3.115, en donde el usuario debe oprimir el botón “Ruta del Manual” para poder buscar el archivo que lo contiene en las diferentes carpetas de su disco duro o unidades de CD. (Originalmente el Manual del Proyecto PMM debe venir en Formato .pdf ⁽¹⁾ y debe estar contenido en el mismo CD que contiene al software).

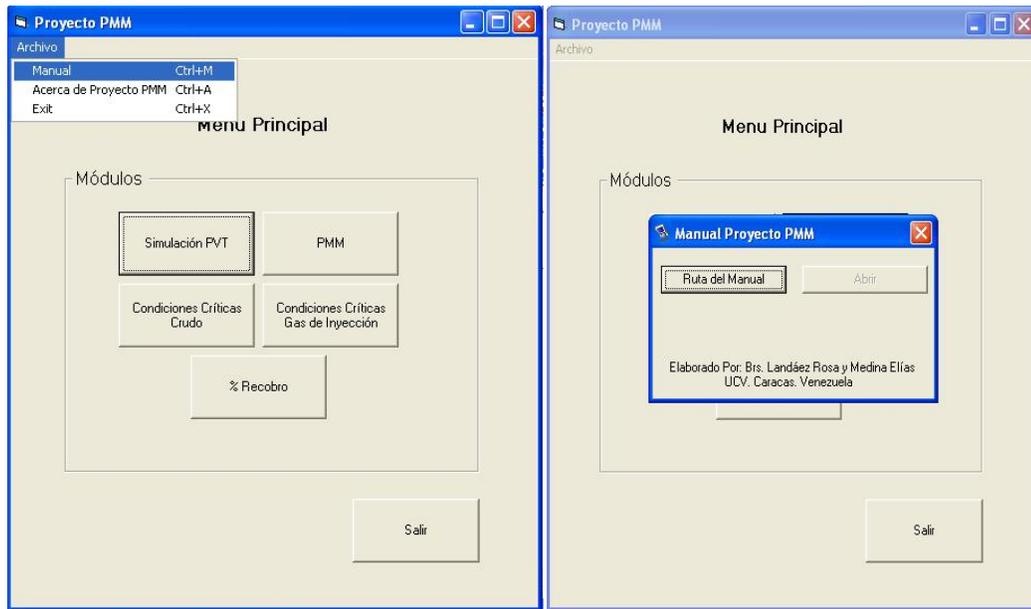


FIG.3.114 Opción “Manual” en el Menú “Archivo”

FIG.3.115 Ruta del Manual

⁽¹⁾ Si se dispone del archivo que contiene el Manual de Proyecto PMM en formato .pdf, el usuario debe disponer en su computador de la aplicación Adobe Acrobat Reader 5 o superior, o de cualquier otro programa que le permita abrir archivos de este tipo. En el CD que contiene al software, se ha agregado una versión del Acrobat Reader 7.

Obsérvese que en un principio el botón “Abrir” se encuentra desactivado; una vez conseguido el archivo que contiene el Manual (FIG. 3.116), este botón se activa automáticamente para permitir ejecutar el Manual. También, una vez elegido el archivo del Manual, se lee la Ruta (dirección dentro del disco duro o unidad de CD) del mismo en este formulario (FIG. 3.117).

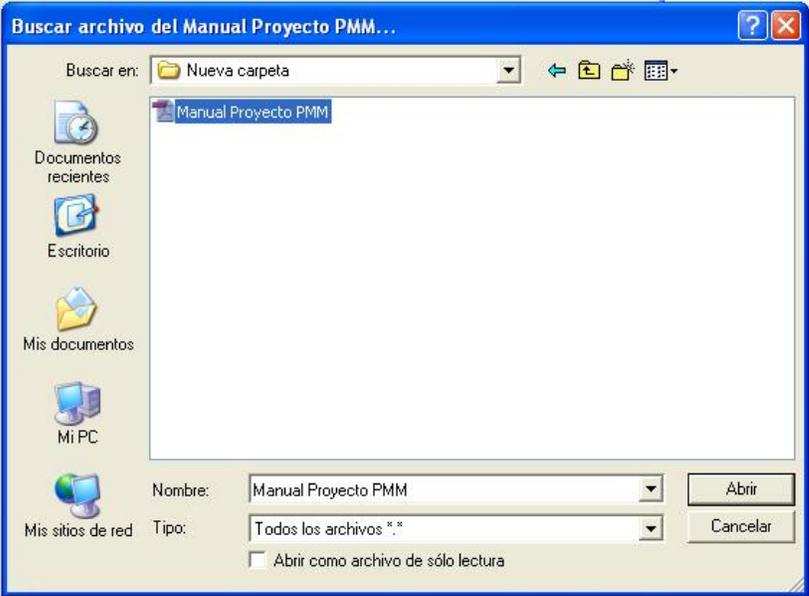


FIG.3.116 Seleccionando el archivo del Manual del Proyecto PMM



FIG.3.117 Se observa la Ruta del archivo del Manual y se activa el botón “Abrir”

3.5. EL "ACERCA DE PROYECTO PMM"

Todo software presenta un formulario "About" o "Acerca de" que contiene información en forma muy resumida referida al Nombre y Versión del programa, así como el nombre de sus creadores, la fecha y lugar de su creación y su propósito. También puede contener información acerca del lenguaje de programación con el cuál fue realizado y los tipos de Sistemas Operativos que lo soportan.

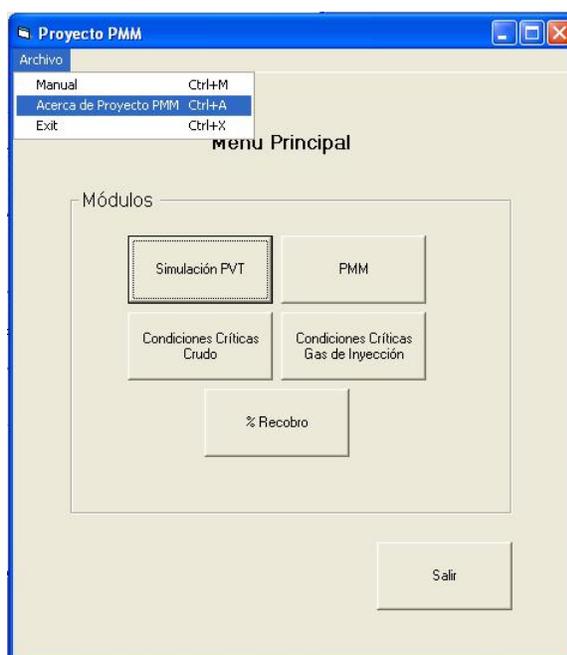


FIG.3.118 Opción "Acerca de Proyecto PMM" en el Menú "Archivo"

Para acceder al formulario del "Acerca de Proyecto PMM", el usuario sólo debe seleccionar la opción que le corresponde en el Menú "Archivo" del Menú Principal del programa (FIG. 3.118), o también sobre este último oprimir la combinación "Ctrl.+A", y entonces se desplegará el formulario que contiene el "Acerca de" del programa con toda la información antes comentada (FIG. 3.119).

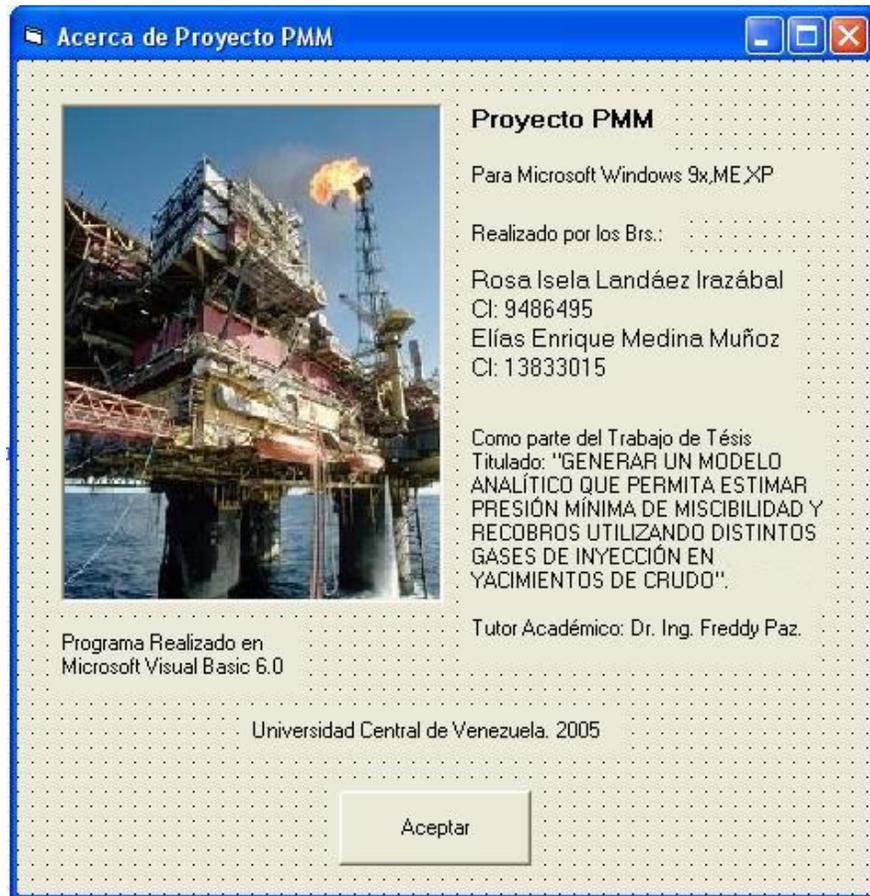


FIG.3.119 Acerca de Proyecto PMM (Fuente Fotografía: Pozo Ilustrado)

CAPÍTULO IV

PROBLEMAS TIPO Y CORRIDAS CON EL SOFTWARE

4.1. PROBLEMAS DE PRESIÓN MÍNIMA DE MISCIBILIDAD

1.- Estimar la Presión Mínima de Miscibilidad del siguiente crudo de yacimiento con la inyección del siguiente gas a T= 293 F:

TABLA 4.1.1
COMPOSICIÓN CRUDO Y GAS PARA EL PROBLEMA 1

Componentes (%)	N ₂	CO ₂	C ₁	C ₂	C ₃	I-C ₄	N-C ₄	I-C ₅	N-C ₅	C ₆	C ₇	C ₈
Crudo A	0.118	1.692	29.806	5.662	5.44	1.232	2.69	1.157	1.099	1.595	2.051	2.519
Gas Natural 1	0.27	5.42	80.73	11.9	1.1	0.17	0.25	0.06	0.05			
Componentes (%)	C ₉	C ₁₀	C ₁₁	C ₁₂	C ₁₃	C ₁₄	C ₁₅	C ₁₆	C ₁₇	C ₁₈	C ₁₉	C ₂₀₊
Crudo A	3.173	2.861	2.25	1.303	1.786	1.636	1.503	1.356	1.262	1.082	1.046	25.68
Gas Natural 1												

Introducción de los Datos al Programa:

	% molar	% molar	PM [lb/lbmol]	% peso
CO2	5.42		44.01	12.0236256
N2	0.27		28.0134	0.38125397
H2S	0		34.08	0
C1	80.73		16.043	65.2837854
C2	11.9		30.07	18.0370364
C3	1.1		44.097	2.44504311
i-C4	0.17		58.123	0.49806008
n-C4	0.25		58.123	0.73244129
i-C5	0.06		72.150	0.21820885
n-C5	0.05		72.150	0.18184071
C6	0.025		86.177	0.10859658
C7	0.011		100.204	5.55600382
C8	0.006		114.231	3.45477701
C9	0		128.258	0
C10	0		142.285	0
C11	0		156.312	0

Total (% molar) =

PM GN =

SG GN =

Fracción Plus

Densidad =

SG =

FIG. 4.1 Gas 1

	% molar	% molar	PM [lb/lbmol]	% peso
CO2	1.692		44.01	0.5919819
N2	0.118		28.0134	0.30477895
H2S	0		34.08	0
C1	29.806		16.043	3.33403941
C2	5.662		30.07	1.1809299
C3	3.44		44.097	1.67258963
i-C4	1.232		58.123	0.49927541
n-C4	2.69		58.123	1.09013863
i-C5	1.157		72.150	0.58203773
n-C5	1.099		72.150	0.55286039
C6	1.595		86.177	0.95837065
C7	2.051		100.204	1.43295373
C8	2.519		114.231	2.00628947
C9	3.173		128.253	2.83750074
C10	2.861		142.285	2.83830083
C11	2.25		156.312	2.45220225
C12	1.303		170.132	1.54565254
C13	1.796		184.143	2.29307425
C14	1.636		198.154	2.26030784
C15	1.503		212.165	2.22338244
C16	1.356		226.175	2.13839365
C17	1.262		240.187	2.1344184
C18	1.082		254.193	1.9770075
C19	1.046		268.203	1.95607943
C20	25.682		343.82	31.5660693

Total [% molar] =

PM Crudo =

Fracción Plus

Densidad =

SG =

FIG. 4.2 Crudo A

Por Firoozabadi A., Aziz K. [41]:

$$PMM = 9433 - 188 E^3 * \left[\frac{Z_{\text{int } C2-C5}}{M_{C7+} * T_o^{0.25}} \right] + 1430 E^3 * \left[\frac{Z_{\text{int } C2-C5}}{M_{C7+} * T_o^{0.25}} \right]^2$$

Ec.A.12.1

con:

$$Z_{\text{int } C2-C5, CO2} = 0.18972$$

$$M_{C7+} = 259.50 \text{ lb/lbmol.}$$

$$T_o = 293 \text{ }^\circ\text{F}$$

se estima el valor de la PMM = 6557.43 psi.

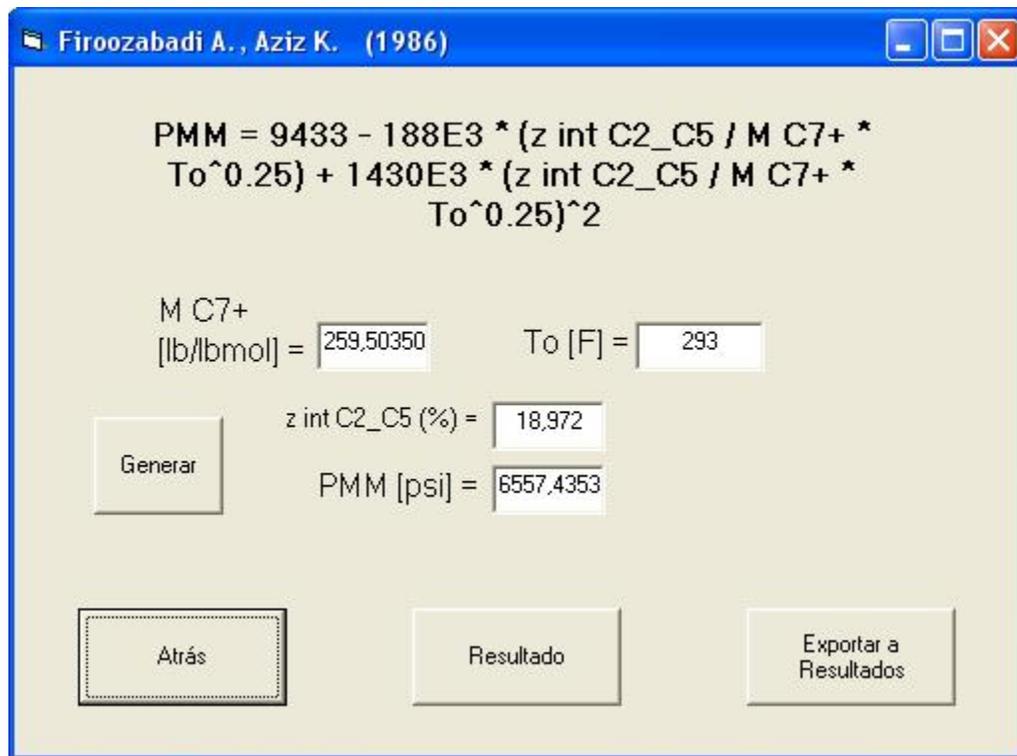


FIG. 4.3 Resultado que arroja el programa para el Problema 1 por Firoozabadi

Composición del Crudo		Composición del GN		Propiedades Fracción Plus (calculadas)	
Componentes	% molar	Componentes	% molar		
Dióxido de Carbono	1,002	Dióxido de Carbono	5,42	Densidad (lbs/pc) =	50,25
Nitrógeno	0,118	Nitrógeno	0,27	SG @ 60 °F =	0,951043338
H2S		H2S		Nombre del Crudo	A
Metano	29,806	Metano	80,73	Gas de Inyección	1
Etano	5,662	Etano	11,9	Yacimiento	
Propano	5,44	Propano	1,1	Ubicación	
i-Butano	1,232	i-Butano	0,17	Campo	
n-Butano	2,69	n-Butano	0,25		
i-Pentano	1,157	i-Pentano	0,06		
n-Pentano	1,099	n-Pentano	0,05		
Hexano	1,595	Hexano	0,025		
Heptano	2,057	Heptano	0,01		
Octano	2,519	Octano	0,006		
Nonano	3,173	Nonano			
Decano	2,867	Decano			
Undecano	2,25				
Dodecano	1,303				
Tridecano	1,786				
Tetradecano	1,636				
Pentadecano	1,503				
Hexadecano	1,356				
Heptano	1,262				
Octadecano	1,002				
Nonadecano	1,046				
C20	25,682				

Propiedades del Fluido	
Temperatura del Yacimiento, °F =	293
Presión Saturación (lps) =	
PM (lbs/lbmol) =	43,422916852
SG gas @ 60 °F =	0,63498200189
Presión Mínima de Miscibilidad (lps) =	6557,43530725

Importar
Borrar
Imprimir
Atrás
Salir

FIG. 4.4 Hoja de Resultado que arroja el programa para el Problema 1 por Firoozabadi

Por **Pedrood** [42]:

$$PMM = 49.15 - 0.6863 * A + 2.482 \times 10^{-4} * A^2 - 0.2054 * B^2$$

Ec.A.14.1

donde:

$$A = 100 * (Y_{C_4} + 0.8 * Y_{C_3} + 0.5 * Y_{(C_2+CO_2)})$$

Ec.A.14.2

$$B = \frac{(10^6 * Z_{C_2-C_5})}{(M_{C_5+} * (1.8 * T_o - 460))}$$

Ec.A.14.3

con:

$$Y_{C_4} = 0.0042$$

$$Y_{C_3} = 0.011$$

$$Y_{C_2+CO_2} = 0.1732$$

$$Z_{C_2-C_5} = 0.1728$$

$$M_{C_5+} = 246 \text{ lb/lbmol}$$

$$T_o = 293 \text{ }^\circ\text{F}$$

luego:

$$A = 9.96$$

$$B = 2.398$$

se estima el valor de la $PMM = 41.16 \text{ MPa}$.

entonces: $PMM = 5969.71 \text{ psi}$.

Pedrood

$$PMM = 49.15 - 0.6863 * A + 2.482 * 10^{(-4)} * A^2 - 0.2054 * B^2$$

$$A = 100 * (\gamma C4 + 0.8 * \gamma C3 + 0.5 * \gamma(C2+CO2))$$

$$B = (10^6 * z C2-C5) / (M C5 + (1.8 * T - 460))$$

To [F] = To [F] -> To [K] To [K] =

$\gamma(C2+CO2)$ (%) = z C2-C5 (%) =

$\gamma C3$ (%) = $\gamma C4$ (%) =

M C5+ (crudo) =

Generar

A = Resultado

B = Resultado

PMM [MPa] = Resultado

PMM [psi] = Resultado

Atrás Exportar a Resultados

FIG. 4.5 Resultado que arroja el programa para el Problema 1 por Pedrood

Por Glaso O. (1985) [35]:

$$\text{Si } M_{\text{intC2-C6}} = 34$$

$$PMM = 43.74 - 0.1752 * b - (32.23 - 0.127 * b) * Y_{c1} + \left(0.777 E^{-14} * b^{5.258} * e^{31980 * Y_{c1} * b^{-1.703}} \right) * (1.8 * T_o - 460)$$

Ec.A.13.1

$$\text{Si } M_{\text{intC2-C6}} = 44$$

$$PMM = 38.04 - 0.1326 * b - (55.79 - 0.188 * b) * Y_{c1} + \left(1.172 E^{-11} * b^{3.730} * e^{1356.7 * Y_{c1} * b^{-1.058}} \right) * (1.8 * T_o - 460)$$

Ec.A.13.2

$$\text{Si } M_{\text{intC2-C6}} = 54$$

$$PMM = 51.38 - 0.1772 * b - (50.69 - 0.147 * b) * Y_{c1} + \left(3.392 E^{-16} * b^{5.520} * e^{2170.6 * Y_{c1} * b^{-1.109}} \right) * (1.8 * T_o - 460)$$

Ec.A.13.3

donde:

$$b = \left[\frac{572.7}{SG_{c7+}^{-5.573}} \right]$$

Ec.A.13.4

del gas de inyección:

$M_{\text{int C2-C6}} = 35.8037$hay que interpolar entre los resultados de las opciones dadas para $M_{\text{int C2-C6}} = 34$ y $M_{\text{int C2-C6}} = 44$.

	% molar	SG @ T=288 K	PM [lb/lbmol]
C6	1,595	0,690	84
C7	2,051	0,727	96
C8	2,519	0,749	107
C9	3,173	0,768	121
C10	2,861	0,782	134
C11	2,25	0,793	147
C12	1,303	0,804	161
C13	1,786	0,815	175
C14	1,636	0,826	190
C15	1,503	0,836	206
C16	1,356	0,843	222
C17	1,262	0,851	237
C18	1,082	0,856	251
C19	1,046	0,861	263
C20	25,682	0,866	275

Generar

z C7+ (%) = 49,51 Resultado

M C7+
[lb/lbmol] = 220,4934962633 Resultado

SG C7+ = 0,844304030303 Resultado

Atrás Siguiete

FIG. 4.6. Cálculo de la Gravedad Específica de la Fracción C7+ del Crudo A para el Problema 1

del crudo del yacimiento:

$$\gamma_{C7+} = 0.8443$$

con::

$$Y_{C1} = 0.8073$$

$$T_o = 293 \text{ }^\circ\text{F}$$

entonces:

$$b = 223.00024$$

luego:

$$\text{PMM} (M_{\text{int C2-C6}} = 34) = 16.99 \text{ MPa.} = 2465.3699 \text{ psi}$$

$$\text{PMM} (M_{\text{int C2-C6}} = 44) = 13.70 \text{ MPa.} = 1987.6345 \text{ psi}$$

así:

$$\text{PMM} (M_{\text{int C2-C6}} = 35.8037) = 16.40 \text{ MPa.} = 2379.19 \text{ psi.}$$

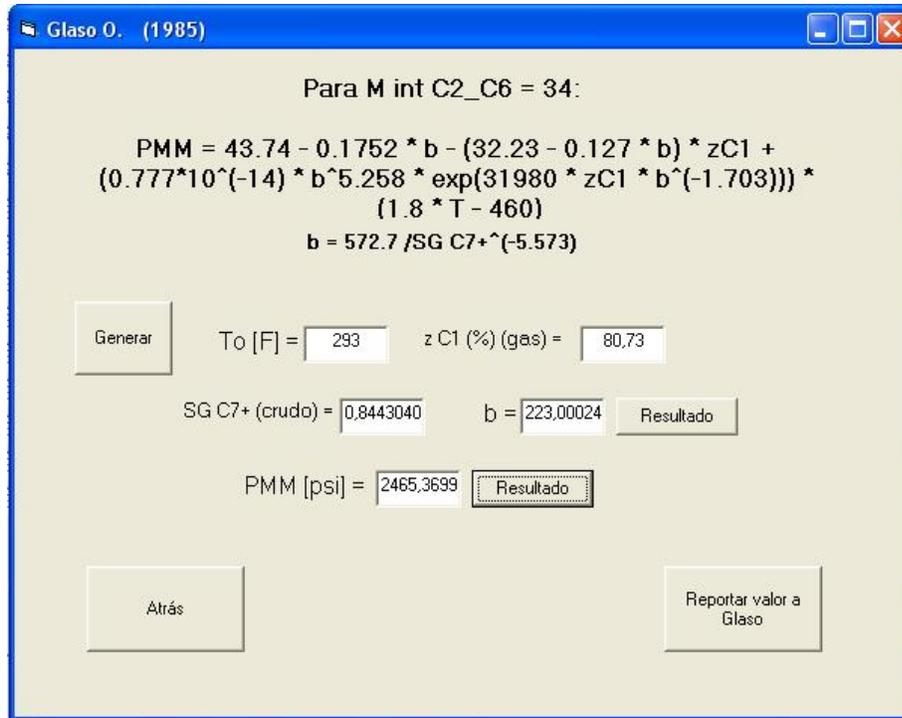


FIG. 4.7 Resultado que arroja el programa para el Problema 1 por Glaser O. 1era opción

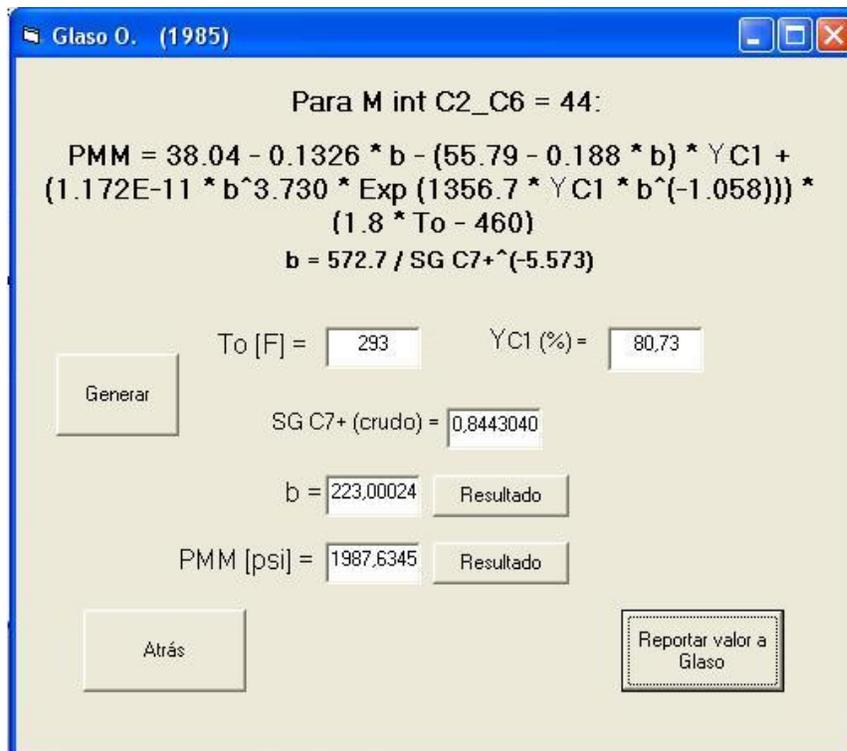


FIG. 4.8 Resultado que arroja el programa para el Problema 1 por Glaser O. 2da opción

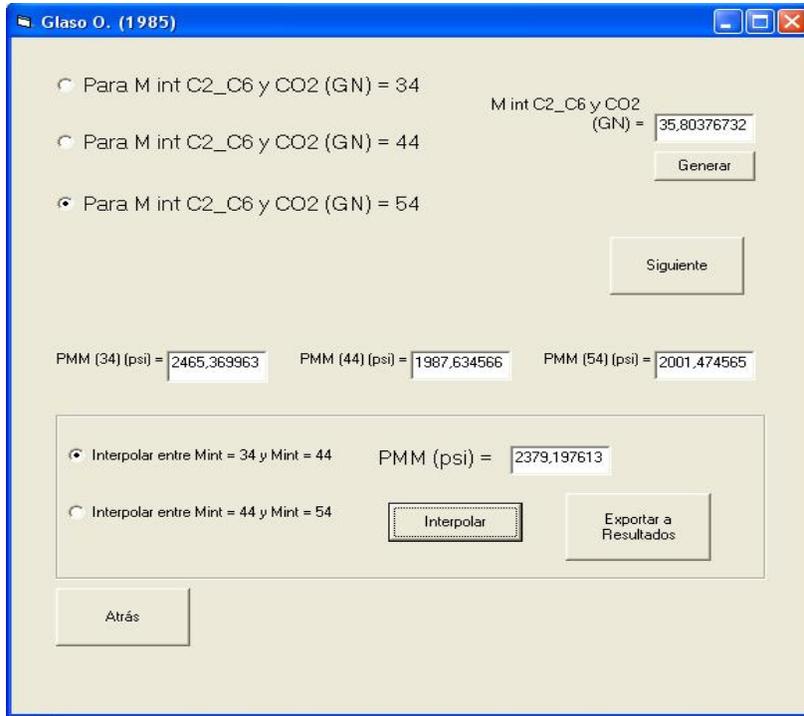


FIG. 4.9 Resultado que arroja el programa para el Problema 1 por Glaso O. realizando interpolación entre la 1era y 2da opción

Composición del Crudo		Composición del GN		Propiedades Fracción Plus (calculadas)	
Componentes	% molar	Componentes	% molar		
Dióxido de Carbono	1,692	Dióxido de Carbono	5,42	Densidad (lbz/ft ³) =	53,25
Nitrógeno	0,118	Nitrógeno	0,27	SG @ 50 °F =	0,951043338
H2S		H2S		Nombre del Crudo	
Metano	29,806	Metano	80,73	Gas de Inyección	
Etano	5,662	Etano	11,9	Yacimiento	
Propano	5,44	Propano	1,1	Ubicación	
i-Butano	1,232	i-Butano	0,7	Campo	
n-Butano	2,69	n-Butano	0,25		
i-Pentano	1,157	i-Pentano	0,06		
n-Pentano	1,099	n-Pentano	0,05		
Hexano	1,535	Hexano	0,025		
Heptano	2,051	Heptano	0,011		
Octano	2,519	Octano	0,006		
Nonano	3,173	Nonano			
Decano	2,861	Decano			
Undecano	2,25				
Dodecano	1,303				
Tridecano	1,786				
Tetradecano	1,636				
Pentadecano	1,503				
Hexadecano	1,306				
Heptano	1,262				
Octadecano	1,082				
Nonadecano	1,040				
C20	25,682				

Propiedades del Fluido	
Temperatura de Yacimiento (°F) =	233
Presión Saturación (lpsa) =	
PM (lbz/ltsmol) =	143,422916852
SG gas @ 60 °F =	0,68498200139
Presión Mínima de Miscibilidad (lpcm) =	23/9,19/1130

FIG. 4.10 Hoja de Resultado que arroja el programa para el Problema 1 por Glaso O

2.- Con la inyección de CO2 puro a T = 294°F, calcule la Presión Mínima de Miscibilidad del siguiente crudo:

TABLA 4.1.2
COMPOSICIÓN CRUDO Y GAS PARA EL PROBLEMA 2

Componentes (%)	N ₂	CO ₂	C ₁	C ₂	C ₃	I-C ₄	N-C ₄	I-C ₅	N-C ₅	C ₆	C ₇₊
Crudo I [69]	0.03	3.20	27.81	8.21	5.99	0.31	4.10	1.30	2.30	4.62	42.13
Gas		100									

Por **Petroleum Recovery Institute (P.R.I)** [31]:

$$PMM = 1071 \cdot 0.82893 * 10^{(2.772 - \frac{1519}{T_o + 460})} \quad \text{Ec. A.1}$$

con:

$$T_o = 103 \text{ } ^\circ\text{F}$$

entonces: $PMM = 1270.80 \text{ psi.}$

Por **Yelling W.F, Metcalfe R.S** [32]:

$$PMM = 1833 \cdot 0.7217 + 2.2518055 * T_o + 0.1800674 * T_o^2 - \frac{103949 \cdot 0.93}{T_o} \quad \text{Ec. A.2}$$

con:

$$T_o = 103 \text{ } ^\circ\text{F}$$

entonces: $PMM = 2966.77 \text{ psi}$

Por **Johnson J.P, Pollin J.S** [33]:

$$PMM = a_{inj} * (T_o - T_{cginj}) + I * (b * M_o - M_{ginj})^2 + P_{cginj}$$

Ec. A.3.1

donde:

$$I = -11.73 + 6.313E^{-2} * M_o - 1.94E^{-4} * M_o^2 + 2.502E^{-7} * M_o^3 + (0.1362 + 1.138E^{-5} * M_o) * \text{°API} - 7.222E^{-5} * \text{°API}^2$$

Ec. A.3.2

con:

$$M_o = 114.08 \text{ Lb/Lbmol}$$

$$\text{°API} = 25.3$$

$$\text{entonces: } I = -3.3073$$

también:

$$a_{inj} = 18.9 \text{ psia / K}$$

$$b = 0.285$$

$$M_{ginj} = 44.01 \text{ Lb/Lbmol}$$

$$T_{cginj} = 87.73^\circ\text{F} = 304.11^\circ\text{K}$$

$$P_{cginj} = 1069.50 \text{ psi}$$

$$T_o = 103^\circ\text{F} = 312.77^\circ\text{K}$$

Se estima el valor de $PMM = 796.57 \text{ psi}$

Por Alston, R.B, Kokolis G.P., James C.F. [34]:

- Con gas en solución:

$$PMM_{CO_2-LO} = 8.7 E^{-4} * T_o * MC_{5+}^{1.78} * \left[\frac{Z_{vol}}{Z_{int}} \right]^{0.136} \quad \text{Ec. A.4.1}$$

con:

$$T_o = 103 \text{ } ^\circ\text{F}$$

$$M_{C_{5+}} = 199.65 \text{ lb/lbmol}$$

$$Z_{vol} = 0.2784$$

$$Z_{int} = 0.2181$$

$$\text{entonces: } PMM = 1162.16 \text{ psi}$$

- Crudo muerto:

$$PMM_{CO-STO} = 8.78 E^{-4} * T_o^{1.06} * (MC_{5+})^{1.78}$$

Ec.A.4.2

$$\text{entonces: } PMM = 1484.63 \text{ psi}$$

Por **Glaser O. (1985)** [35]:

del crudo del yacimiento:

$$Z_{C2-C6,CO2} = 0.3003$$

Glaser presenta para $Z_{intC2-C6} > 0.18$:

$$PMM = 810.0 - 3.404 * M_{c7+} + (1.700 E^{-9} * M_{c7+}^{3,730} * e^{786,8 * M_{c7+}^{-1,058}}) * T_o$$

Ec.A.5.2

con:

$$M_{C7+} = 223 \text{ lb/lbmol}$$

$$T_o = 103 \text{ }^\circ\text{F}$$

luego: $PMM = 1376.06 \text{ psi}$

3.- Calcule la Presión Mínima de Miscibilidad del siguiente crudo con la inyección de N2 puro a T = 293°F.

TABLA 4.1.3
COMPOSICIÓN CRUDO Y GAS PARA EL PROBLEMA 3

Componentes (%)	N ₂	CO ₂	C ₁	C ₂	C ₃	I-C ₄	N-C ₄	I- C5	N-C5	C ₆	C ₇
Crudo H [70]	0.118	0.44	43.9	10.71	8.81	0	5.29	0	3.19	2.5	24.91
Gas	100										

Por **Glaso O. (1985)** [35]:

del crudo del yacimiento:

$$M_{C7+} = 231 \text{ lb/lbmol}$$

$$Z_{\text{int } C2-C6, CO2} = 0.3094$$

Glaso presenta para $M_{C7+} > 160$:

$$PMM = 6364.0 - 12.090 * M_{c7+} + (1.127E^{-12} * M_{c7+}^{5.258} * e^{23025 * M_{c7+}^{-1.703}} - 20.80) * T_o$$

Ec.A.6.1

con:

$$T_o = 210 \text{ °F}$$

$$\text{entonces: } PMM = 4769.15 \text{ psi}$$

también para $Z_{\text{int } C2-C6, CO2} > 0.28$:

$$PMM = 9364.0 - 12.090 * M_{c7+} + (1.127 E^{-12} * M_{c7+}^{5.258} * e^{23025 * M_{c7+}^{-1.703}} - 20.80) * T_o - 99.3 * Z_{\text{int } c2-c6}$$

Ec.A.6.3

luego, se estima la PMM en 6571.21 psi.

Por **Hanssen** [36]:

$$PMM = 0.5216 \left[\frac{Z_{c2-c6}}{M_{c7+} * (To + 460)} \right]^{-0.5236} + 14.5 \quad \text{Ec.A.7.1}$$

con:

$$To = 210 \text{ } ^\circ\text{F}$$

$$Z_{int \text{ } c2-c6, CO2} = 0.3094$$

$$M_{C7+} = 231 \text{ lb/lbmol}$$

luego, se estima el valor de $PMM = 384.12 \text{ psi}$

Por **Hudgins D.A, Llave F.M, Chung F.T.** [37]:

$$PMM = 5568 * e^{-R_1} + 3641 * e^{-R_2} \quad \text{Ec.A.8.1}$$

donde:

$$R_1 = 792 .06 * \left[\frac{Z_{c2-c6}}{M_{c7+} * To^{0.25}} \right] \quad \text{Ec.A.8.2}$$

y

$$R_2 = 2.158 E^6 * \left[\frac{Z_{c1}^{5.632}}{M_{c7+} * To^{0.25}} \right] \quad \text{Ec.A.8.3}$$

con:

$$Z_{int \text{ C2-C6, CO2}} = 0.3094$$

$$T_o = 210 \text{ }^\circ\text{F}$$

$$M_{C7+} = 231 \text{ lb/lbmol}$$

$$Z_{c1} = 0.439$$

$$\text{luego: } R_1 = 0.2786 \text{ y } R_2 = 23.7818$$

$$\text{entonces: } PMM = 4213.74 \text{ psi}$$

Por **Glase O (1990)** [38]:

del crudo del yacimiento:

$$^\circ\text{API} = 30.2$$

Glase presenta para $^\circ\text{API} < 40$:

$$PMM = 14.5 * (80.14 + 35.25 * A + 0.76 * A^2) + 14.5$$

Ec.A.9.1

donde:

$$A = \frac{M_{c7+}^{0.88} * \left[\frac{T - 32}{1.8} \right]^{0.11}}{Z_{int}^{0.64} * Z_{c1}^{0.33}}$$

Ec.A.9.2

con:

$$M_{C7+} = 231 \text{ lb/lbmol}$$

$$T_o = 210 \text{ }^\circ\text{F}$$

$$Z_{\text{int } C2-C6, CO2} = 0.3094$$

$$Z_{c1} = 0.439$$

$$\text{luego } A = 6.3606$$

$$\text{entonces : } PMM = 4873.43 \text{ psi}$$

Por **Glaso – Pereira** [39]:

con:

$$^\circ\text{API} = 30.2$$

$$T_o = 210 \text{ }^\circ\text{F}$$

$$Z_{c1} = 0.439$$

$$Z_{\text{int } C2-C6,} = 0.3094$$

La correlación de Glaso Pereira presenta para $^\circ\text{API} < 45$ es:

$$PMM = 14.7 * \left[735 - 3.85 * Z_{c1} - 9.22 * Z_{\text{int}} + 0.63 * \left[\frac{T - 32}{1.8} \right] \right] + 14.5$$

Ec.A.10.2

$$\text{entonces: } PMM = 5056.86 \text{ psi}$$

Por Sebastian H.M, Lawrence D.D. [40]:

$$PMM = 4603 - 3283 * \left[\frac{Z_{c1} * T_o}{M_{c7+}} \right] + 4.776 * \left[\frac{Z_{c1}^2 * T_o^2}{M_{c7+}} \right] - 4.008 * \left[\frac{Z_{\text{int}c2-c6} * T_o^2}{M_{c7+}} \right] + 2.05 * M_{c7+} + 7.541 * T_o$$

Ec.A.11.1

con:

$$M_{C7+} = 231 \text{ lb/lbmol}$$

$$T_o = 210 \text{ }^\circ\text{F}$$

$$Z_{\text{int}c2-c6, CO2} = 0.3094$$

$$Z_{c1} = 0.439$$

$$\text{entonces: } PMM = 5288.92 \text{ psi}$$

TABLA 4.1.4
RESULTADOS PROBLEMAS TIPO DE PMM

Presión Mínima de Miscibilidad (psi)		Opciones	Problema 1 (Crudo A con Gas 1)	Problema 2 (Crudo I con CO2)	Problema 3 (Crudo H con N2)	PMM Experimental (psi)	Error (%)
CO2	Petroleum Recovery Institute (P.R.I)	Única		1270.8		2000	36.460
	Yelling W.F., Metcalfe R.S.	Única		2966.77			48.339
	Johnson J.P., Pollin J.S.	Única		796.57*			60.172
	Alston, R.B, Kokolis GP, James CF	1era		1162.16			41.892
		2da		1484.63			25.769
	Glaso O. (1985)	1era		1376.06			31.197
		2da		No Aplica			
N2	Glaso O. (1985)	1era			4769.15	5100	6.487
		2da			No Aplica		
		3era			6571.21		28.847
	Hanssen	Única			381.12*		92.468
	Hudgins D.A, Llave F.M, Chung F.T.	Única			4213.74		17.378
	Glaso O. (1990)	1era			4873.43		4.443
		2da			No Aplica		
	Glaso O. & Pereira	1era			No Aplica		
		2da			5056.86		0.846
	Sebastian H.M, Lawrence D.D.	Única			5288.92		3.704
Gas Natural	Firoozabadi A., Aziz K.	Única	6557.43			6222	5.391
	Glaso O. (1985)	1era	2464.19	2379.19*			61.762
		2da	1987.01				
		3era	No Aplica				
Pedrood P.	Única	5969.71			4.055		

(*) Los valores obtenidos por estas correlaciones en sus respectivos casos no son aceptados como válidos debido a distintas razones que son explicadas posteriormente

Como es de suponer, no todas las correlaciones son aplicables en todos los casos y mucho menos para todos los gases y crudos. Siempre hay factores importantes como la Temperatura del Yacimiento, los porcentajes de presencia de los diferentes componentes dentro de la composición del crudo (o del gas natural, si en ese caso nos encontramos), la presencia de fracciones plus y de sus pesos moleculares, la gravedad API del crudo, así como las presiones de saturación y de trabajo, que son tomados en cuenta a la hora de la aplicación de una correlación u otra para determinar la Presión Mínima de Miscibilidad en un caso en específico. También hay que tener en cuenta que muchas de estas correlaciones fueron diseñadas para crudos específicos y por consecuencia los resultados estimados son sólo aproximados para crudos con composiciones semejantes y obviamente discrepan de lo que se espera para crudos con composiciones muy distintas.

Se ha tratado de hacer una recopilación bastante amplia de las diferentes correlaciones que se han encontrado en las distintas fuentes bibliográficas consultadas, para abarcar un amplio espectro de opciones o condiciones de trabajo, para así permitirle al usuario encontrar siempre una correlación que le facilite la estimación de la Presión Mínima de Miscibilidad con el grupo de condiciones que tenga.

En este Capítulo se han presentado tres problemas para esta sección de estimaciones de PMM, uno para cada gas de inyección trabajado en el desarrollo del programa (Dióxido de Carbono, Nitrógeno y Gas Natural). Se han desplegado cálculos tipo de cada una de las correlaciones utilizadas e inclusive se han capturado diferentes formularios que ofrecen la información de la composición del crudo y el gas natural del Problema Uno, así como los que dan los valores de los resultados obtenidos al realizar los cálculos con cada una de las correlaciones disponibles (todo esto también sólo para el Problema Uno por cuestión de espacio). Luego se agrupan todos los resultados obtenidos en los tres problemas en una tabla final que ofrece además el valor experimental de la PMM, que fue calculada anteriormente y que se

encuentra en las fuentes bibliográficas consultadas para estos tres casos representados en los problemas, y que fueron tomadas para hacer los posteriores cálculos de errores con respecto a los valores obtenidos con el programa para cada correlación. Se hace necesario mencionar que en el país la gran mayoría de los casos de desplazamiento de crudo por gas se realizan con gas natural. Luego, la fuente bibliográfica de la composición del crudo nacional presentado en el Problema 1 es un informe técnico de Intevep-PDVSA y por lo tanto no nos es permitido ofrecer una referencia por cuestiones de política de la empresa. Por otro lado, por la poca existencia de casos nacionales de inyección de CO₂ y N₂, no se cuenta con data de PMM experimental para estos casos con crudos nacionales, debido a esto se consultaron diferentes “papers” de la SPE para hallar composiciones de crudos internacionales que sí fueron desplazados por CO₂ y N₂ y éstos, al ser del dominio público, sí se les pudo presentar una referencia en este trabajo.

En los casos en que debido a las condiciones del problema no se pueda utilizar alguna correlación se presenta la coetilla de “No Aplica” correspondientemente.

De manera general, al presentar estos tres problemas y al haber hecho corridas con el programa generados para estimar la PMM en cada uno de ellos nos encontramos con las siguientes situaciones: Por ejemplo, en el problema referido a la inyección de Dióxido de Carbono tenemos la correlación del Petroleum Recovery Institute (PRI), que presenta la mejor estimación de PMM en el caso de que la temperatura del yacimiento sea mayor que la crítica del gas de inyección (CO₂). Esto ocurre debido a que la primera es de 103 °F y la segunda es de 87.73 °F, luego el resultado estimado de PMM puede ser aceptado. Para la correlación de Alston R.B, Kokolis G.P. todas las condiciones del problema están dentro de las limitaciones de la correlación, como son que la temperatura del yacimiento de 103 °F está en el rango de 90 a 243 °F, la relación volátil/intermedio es de 0.2784 entre 0.2181 y da 1.2764, lo que también está dentro de su respectivo rango de 0.14 a 13.61, el peso molecular de la fracción C₅₊ del crudo tiene un valor de 199.65 y está dentro del intervalo de la

limitación de 169.2 a 302.5 y por último que la temperatura crítica del gas de inyección, en este caso el CO₂, es de 87.73 °F y también está entre el rango aceptado de 70.7 y 115 °F; por todo esto se puede considerar que el resultado arrojado por la correlación se corresponde con el experimental de PMM para este caso, la correlación de Yelling W.F., Metcalfe R.S. también presenta un resultado aceptable al tener la limitación de temperatura de 95 a 192 °F. En esta misma tendencia de resultados estimados aceptables debido al cumplimiento de las limitaciones de las correlaciones tenemos que al presentar el crudo de trabajo una gravedad API de 25.3°, podemos considerarlo un crudo mediano y la correlación de Glaso O. (1985) funciona para este tipo de crudos. En definitiva la única correlación que a pesar de cumplir su limitación de temperatura de yacimiento (80 a 280 °F), no da un resultado comparable con el estimado es la de Johnson J.P., Pollin J.S.. Podemos pensar que entonces existen otros parámetros que influyen dentro del resultado de la correlación que sus creadores tomaron en cuenta y que no se cumplen, como pueden ser el peso molecular promedio del crudo, o las condiciones críticas del gas de inyección.

Ahora en el Problema en el que se trata la inyección de Nitrógeno puro, para la correlación de Glaso O.(1985) no aplica la segunda opción debido a que el peso molecular de la fracción C₇₊ del crudo en el problema es de 231 lb/lbmol y la limitante de esta opción es para menores de 160 lb/lbmol. Ahora, sí aplica la tercera opción debido a que limita valores de $Z_{C_2-C_6, CO_2}$ del crudo mayores de 0.28 y para el caso este valor es de 0.3094. Sin embargo el valor de PMM estimada no es el que se aconseja tomar debido a que la primera opción de la correlación ($MC_{7+} > 160$ lb/lbmol) ofrece un valor mucho más ajustado al experimental. Para la correlación de Hanssen se observa inmediatamente que los resultados experimentales y estimados no se corresponden, a pesar de que el valor experimental del problema está dentro del rango que limita a la correlación (de 4600 a 8000 psi). Se puede pensar que esto es debido entonces a otros parámetros propios de la correlación que no se cumplen. Estos pueden ser el efecto de los componentes intermedios en la composición del crudo o el peso molecular de las fracciones pesadas del mismo. Para el caso de la

correlación de Hudgins D.A., Llave F.M., Cheng F.T. hay que decir que el valor obtenido de PMM se ajusta al experimental debido a que se cumple con la limitación de la correlación donde la misma trabaja con crudos de gravedades específicas de entre 0.79 y 0.9 y el crudo en cuestión presenta una SG de 0.8750.

Glaso O. (1990) presenta dos opciones y sólo aplica la primera debido a que es para $^{\circ}\text{API} < 40$ y el crudo tiene 30.2°API . Éste es el mismo caso de la correlación de Glaso-Pereira, que también presenta dos opciones y que en este caso sólo aplica la segunda opción que es para $^{\circ}\text{API} < 45$. Ambas correlaciones estiman un valor para la PMM que se ajusta al valor experimental.

Para la última correlación disponible, la de Sebastian H.M. Lawrence D.D, se tiene que las condiciones de trabajo del problema cumplen con las diferentes limitantes de la correlación, como lo son: la Temperatura del Yacimiento de 100 a 300 $^{\circ}\text{F}$ ($T=210^{\circ}$), porcentaje de metano en el crudo de 0 a 60% (en el crudo es de 43.9%), el porcentaje de componentes intermedios en el crudo de 0 a 30% (30.94% en este caso) y el peso molecular de la fracción C7+ que es de entre 100 y 260 lb/lbmol (231 lb/lbmol). Debido a todo esto es que el valor reportado por el programa para este caso y para esta correlación se corresponde con el experimental.

Finalmente se tiene el problema que corresponde a la inyección de Gas Natural. Luego, como dicho gas tiene su composición se presenta la opción en el programa de ingresarla antes de realizar las corridas para las tres opciones. Se tiene que para Firoozabadi A., Aziz K. la única limitante es que el crudo en cuestión sea de liviano a mediano y al igual que en la correlación de Pedrood P., trabaja para inyecciones de gases secos (con un porcentaje mayor del 65% de metano). Como es así (80.73%), entonces los valores de PMM reportados por el programa para ambas correlaciones se corresponden con el experimental. Ahora, al hablar de la correlación de Glaso O. (1985) para gases naturales, hay que decir que ésta trabaja para composiciones ricas de gases (con un porcentaje menor del 65% de metano), luego,

debido a esto, el valor reportado no se ajusta al experimental. En definitiva, en este caso, siempre se habla de que para gases secos de inyección se debe utilizar la correlación de Firoozabadi A., Aziz K. y para gases ricos la correlación de Glaso O. (1985).

4.2. CORRIDAS DEL MÓDULO DE PVT

DATOS GENERALES:

$R_s = 675$ PCN/BN $M_o = 390$ lbs/lbmol
 $\gamma_g = 0.95$ $SG_{gsp} = 0.95$
 $T = 200$ °F = 659.67 °R
 $^{\circ}API = 24.5$
 $P = 2000$ psi
 $\gamma_o = 0.9070$

TABLA 4.2.1
PRESIÓN DE BURBUJEO

CORRELACIÓN	Pb (psi)
STANDING [43]	3156.02
LASATER [44]	2878.82
VAZQUEZ Y BEGGS [45]	3516.63
GLASO [47]	3718.68
MANNUCCI Y ROSALES [48]	2806.35
TOTAL [49]	2918.06
MUHAMMAD ALI-MARHOUN [50]	2529.99
GETTO-PAONE-VILLA [46]	3194.19

TABLA 4.2.2
PRESIÓN DE ROCÍO

CORRELACIÓN	Pr (psi)
NEMETH Y KENNEDY [51]	1025.57

Comp. Crudo: $CO_2 = 0.0488$, $C_1 = 0.6205$, $C_2 = 0.1292$, $C_3 = 0.0880$, $C_4 = 0.0441$, $C_5 = 0.0179$, $C_6 = 0.0515$. $MC_{7+} = 163$ lbs/lbmol, $SGC_{7+} = 0.8184$.

TABLA 4.2.3
RELACIÓN GAS EN SOLUCIÓN-PETRÓLEO

CORRELACIÓN	R_s (PCN/BN)
STANDING [43]	674.92
VAZQUEZ Y BEGGS [45]	674.99
GLASO [47]	658.49
MANNUCCI Y ROSALES [48]	675.01
TOTAL [49]	621.09
MUHAMMAD ALI-MARHOUN [50]	675.13

El cálculo de R_s se realizó con la P_b , estimada en la Tabla 4.2.1, manteniendo la relación entre los autores de cada correlación.

TABLA 4.2.4
RELACIÓN GAS EN SOLUCIÓN-AGUA

CORRELACIÓN	R_{sw} (PCN/BN)
MC.CAIN [52]	9.0018
NUMBERE-BRIGHAM-STANDING [53]	9.2091

% NaCl = 5 % = 50000 ppm

TABLA 4.2.5
FACTOR DE COMPRESIBILIDAD DEL GAS

CORRELACIÓN	Z
AJUSTE BRILL Y BEGGS [54]	0.7246

TABLA 4.2.6
FACTOR VOLUMÉTRICO DEL GAS

	β_g (BY/PCN)
LEY DE LOS GASES REALES [56]	0.000365

Z = 0.7246

TABLA 4.2.7
FACTOR VOLUMÉTRICO DEL PETRÓLEO (P < P_b)

CORRELACIÓN	β_o (BY/BN)
STANDING [43]	1.4199
VAZQUEZ Y BEGGS [45]	1.3347
GLASO [47]	1.3946
MANNUCCI Y ROSALES [48]	1.3032
TOTAL [49]	1.3854
MUHAMMAD ALI-MARHOUN [50]	1.3828

El cálculo de β_o se realizó con la P_b , estimada en la Tabla 4.2.1, manteniendo la relación entre los autores de cada correlación.

TABLA 4.2.8
FACTOR VOLUMÉTRICO DEL PETRÓLEO (P > Pb)

CORRELACIÓN	Bo (BY/BN)
LINEAL [46]	1.406208
EXPONENCIAL [46]	1.406274

P = 4000 psi, Pb = 3156.02 psi (Standing), Bob = 1.4199 (BY/BN) (Standing)

TABLA 4.2.9
FACTOR VOLUMÉTRICO TOTAL O BIFÁSICO

CORRELACIÓN	Bt (BY/BN)
GLASO [47]	1.6085
MUHAMMAD ALI-MARHOUN [50]	1.4359

TABLA 4.2.10
FACTOR VOLUMÉTRICO DEL AGUA

CORRELACIÓN	Bw (BY/BN)
NUMBERE, BRIGHAM Y STANDING [53]	1.0313
MCCAIN [52]	1.0360
CRAFT H. [46]	1.0390

% NaCl = 5% = 50000ppm

TABLA 4.2.11
VISCOSIDAD DEL PETRÓLEO

CORRELACIÓN	μ_o (cp)	μ_{od} (cp)
BEAL [57]	1.4890	5.1
BEGGS Y ROBINSON [58]		4.3155
CHEW Y CONNALLY [59]		6.89
VAZQUEZ Y BEGGS [45]	1.5449	
GLASO [47]		5.71

Mob = 1.4041 cp, P = 4000 psi, Pb = 3026 psi.

TABLA 4.2.12
VISCOSIDAD DEL GAS

CORRELACIÓN	μ_g (cp)
LEE, GONZALEZ Y EAKIN [60]	1.2117

TABLA 4.2.13
VISCOSIDAD DEL AGUA

CORRELACIÓN	μ_w (BY/BN)
VAN WINGER [61]	0.3127
MEEHAN [62]	3.47E-2
McCAIN [52]	0.4315

% NaCl = 10 = 100000 ppm

TABLA 4.2.14
COMPRESIBILIDAD DEL PETRÓLEO

CORRELACIÓN	C_o (1/psi)
VAZQUEZ Y BEGGS [45]	2.28E-5
McCAIN, ROLLINS Y VILLENA [63]	3.60E-5

Pb = 3026 psi

TABLA 4.2.15
COMPRESIBILIDAD DEL GAS

CORRELACIÓN	C_g (1/psi)
MATTAR, BRAR Y AZIZ [64]	5.12E-4

Z = 0.7246, T = 150 °F; Psc = 655.45 psi; P_{sr} = 3.07; T_{sr} = 1.53

TABLA 4.2.16
COMPRESIBILIDAD DEL AGUA

CORRELACIÓN	Cw (1/psi)
MEEHAN [65]	2.92E-6
OSIF [66]	3.08E-6

Rsw = 9.2091 PCN/BN, P = 4000 psi, %NaCl = 5 = 50000 ppm

TABLA 4.2.17
DENSIDAD DEL PETRÓLEO

CORRELACIÓN	ρ_o (Lbs/PC)
STANDING [43]	46.003
GOTTFRIED [67]	52.89

$\beta_o = 1.4199$ BY/BN (Standing)

TABLA 4.2.18
DENSIDAD DEL GAS

	ρ_g (Lbs/PC)
LEY GENERAL DE LOS GASES REALES [56]	25.72
LEY GENERAL DE MASA [56]	35.36

Z = 0.7246, Mg = 20 lbs/lbmol, $\beta_g = 0.000365$

TABLA 4.2.19
DENSIDAD DEL AGUA

	ρ_w (Lbs/PCY)
MC. CAIN [52]	64.6010

%NaCl = 5 = 50000 ppm

4.3. PROBLEMA DE PORCENTAJE DE RECOBRO DE CRUDO

Determinar el porcentaje de recobro a los 15 años por inyección de gas en la Arena A utilizando las correlaciones de la Total. Se tienen los siguientes datos:

Tabla 4.3.1
DATOS DEL PROBLEMA

Propiedades Petrofísicas		Propiedades del Crudo		Otros Datos	
Porosidad promedia , %	13	Gravedad del Petróleo, °API	30.6	POES, MMBN	230.125
Permeabilidad Promedio (K), md	420	Relación Gas-Petróleo en solución, PCN/BN	1178	Recobro Primario, %	10
Saturación Inicial de agua, %	5	Factor Volumétrico del Crudo, BY/BN	1.706	Recobro Secundario por inyección del gas, %	30
Espesor Promedio, pies	20	Viscosidad del Petróleo, cps	2.0		
Profundidad Promedio (D), Mpies	11600 (b.n.m.)	Presión de Saturación, psi	5100		
Tamaño Relativo de la Capa de Gas (m), frac	0.15	Viscosidad del Agua, cps	0.3		
Tamaño Relativo del Acuífero (W/N), frac	0.0				

Por la Forma General de la correlación de Total para el cálculo de Recobro de Crudo [68]:

$$\%R = \frac{A1}{\left[\left(\frac{W}{N} \right)^{A2} + A3 \right]} + A4 * \ln(D) + A5 * API^2 + A6 * API + A7 * \ln(K) +$$

Ec. C.1

$$+ A8 + \frac{(A9 * m + A10)}{(A11 + m)^2}$$

Para 15 años de inyección de gas luego de un recobro primario del 10% POES, los valores de las constantes de la correlación son:

Tabla 4.3.2
VALORES DE LAS CONSTANTES DE LA CORRELACIÓN CORPOVEN-
TOTAL PARA INYECCIÓN DE GAS PARA EL PROBLEMA 4.3

A1	A2	A3	A4	A5	A6	A7	A8	A9	A10	A11
-191.7	0.592176	9.97232	6.30918	-6.2441x10 ⁻³	0.5692	1.8649	-4.622	25	7.405	1.017

$$\%R = \frac{191.97}{[9.97232]} + 6.30918 * \ln(11.6) + -6.2441 \times 10^{-3} * 30.6^2 + 0.5692 * 30.6 + 1.8649 * \ln(420) - 4.622 + \frac{(25 * 0.15 + 7.405)}{(1.017 + 0.15)^2}$$

$\%R = 22.61 \%$ (Adicional al 10% inicial del problema).

CONCLUSIONES

- Es posible estimar la Presión Mínima de Miscibilidad, mediante diferentes correlaciones existentes en la literatura para el N₂, CO₂ y Gas Natural, a través del modelo desarrollado en el de programa Visual Basic
- Se pueden estimar propiedades y parámetros P.V.T. del crudo con los módulos creados.
- Es posible la estimación del recobro de crudo, mediante la utilización del módulo de recobro.
- El usuario puede consultar el manual explicativo de la instalación, puesta en marcha y procedimientos de trabajo del programa diseñado, en caso de que así lo requiera.
- Se podrán realizar análisis en problemas establecidos utilizando el programa, debido a las diversas opciones que éste presenta para la estimación de parámetros como la Presión Mínima de Miscibilidad, Recobro y P.V.T.
- El usuario podrá disfrutar de un sencillo y fácil manejo del programa debido a todas las conexiones establecidas entre los módulos que lo componen.
- El uso de las correlaciones para la estimación de la Presión Mínima de Miscibilidad ha disminuido en la actualidad debido a que ahora se trabaja con la composición de los fluidos involucrados, lo cual permite obtener mejores resultados.

- La Presión Mínima de Miscibilidad y la Presión de Fractura son dos de los parámetros a tener más en cuenta a la hora de evaluar proyectos de desplazamiento de crudo mediante la inyección de gas.

- Existen pocos datos experimentales de PMM para crudos venezolanos, por lo que no se puede desarrollar una correlación propia para los yacimientos del país.

RECOMENDACIONES

- El usuario podrá utilizar los resultados de PMM estimados a través de este programa para tener noción de qué valor va a esperar en forma experimental, a través del equipo Slim Tube; así como datos P.V.T. que pueda obtener en laboratorio
- Para optimizar el uso de este modelo se recomienda trabajar primero con el llenado de los datos en los formularios de composición de crudo y de gas; debido a que, una vez llenos éstos, se pueden realizar todas las iteraciones que se deseen con la composición introducida.
- El usuario, antes de realizar cualquier cálculo con una nueva composición de crudo o gas, deberá borrar los datos de la composición anterior en los formularios composicionales y los resultados obtenidos, a través de los botones “Reiniciar”.
- En la introducción de los datos para la realización de los diferentes cálculos, hay que estar atento de manera que no falte ninguno, ya que el programa arrojará errores en caso de omisiones de datos que requiera.
- En los formularios de composición de crudo o gas natural, al introducir los diferentes valores de las fracciones molares de los componentes, las casillas que correspondan a los componentes faltantes deben ser rellenas con ceros (0).
- Para mayor información, antes de realizar estimaciones de PMM, se cuenta con las limitaciones de las distintas correlaciones en los formularios de ingreso para cada gas de inyección

GLOSARIO

Compresibilidad de un fluido

Es el cambio fraccional en volumen cuando la presión es cambiada a temperatura constante

Crudos livianos

Crudos con alta gravedad °API (30 y más).

Crudos medianos

Crudos con gravedad °API intermedia (22-29,9).

Crudos pesados

Crudos con gravedad °API baja (21.9 y menos).

Factor de Compresibilidad del Gas, Z

Es un factor de corrección introducido en la ecuación general de los gases ideales.

Factor Volumétrico del agua, β_w

En forma similar al petróleo, se define como el volumen que ocupa en el yacimiento la unidad volumétrica de agua a CN más su gas en solución, R_{sw} . Se expresa generalmente en BY/BN. El valor de β_w depende lógicamente de la temperatura y presión y también de la salinidad del agua que afecta la solubilidad.

Factor Volumétrico del Gas, β_g

Es el volumen en barriles (ó pies cúbicos) que un pies cúbico normal de gas ocupará como gas libre en el yacimiento a las condiciones de presión y temperatura prevalecientes-(BYgas libre/PCN_{gas}).

Factor Volumétrico del petróleo, β_o

Es el volumen que ocupa a condiciones de yacimiento un barril normal de petróleo más u gas en solución – (BYpetróleo + gas disuelto/BN petróleo).

Factor volumétrico Total o Bifásico, β_t

El Factor Volumétrico Total o bifásico, se define como el volumen en barriles que ocupa a condiciones de yacimiento un barril normal de petróleo más su gas originalmente (inicialmente) en solución, - (BYpetróleo + gas Inicial disuelto)/BNpetróleo).

Gas Húmedo

Gas natural con elevado contenido de hidrocarburos no saturado en forma de vapor desde pentano y mas altos; estos productos se extraen en la planta de tratamiento como gasolina natural.

Gas Seco

El gas natural del cual se han separado el gas licuado y la gasolina natural, compuesto básicamente de metano y etano. Por lo general se inyecta a los yacimientos, o se usa en la generación de hidrocarburos.

Geometría del yacimiento

Conocer la estructura y estratigrafía de un yacimiento que estará sujeto a un proyecto de inyección de gas es primordial, ya que esto determinará los métodos por los cuales dicho yacimiento será producido.

Se requiere de una estructura apropiada, ya que los altos relieves en las zonas en donde se encuentra el crudo será un factor importante a considerar para un programa de inyección de gas, esto junto con la forma del campo y la presencia o no de una capa de gas .

Gravedad API

Escala muy sensible de gravedades de petróleo relacionada por una ecuación al concepto de la gravedad específica tradicional de los líquidos.

Litología

La litología tiene influencia en la eficiencia de la inyección de agua o de gas en un yacimiento en particular. La porosidad, la permeabilidad y el contenido de arcilla son factores litológicos que afectan la invasión. En algunos sistemas complejos, una pequeña porción de la porosidad total, como por ejemplo las porosidades creadas por fracturas, tendrán suficiente permeabilidad para hacer efectivas las operaciones de inyección. La evaluación de estos efectos requiere de estudios de laboratorio y de un estudio detallado del yacimiento y también pueden hacerse mediante pruebas piloto experimentales.

Movilidad, λ .

Es la facilidad con la cual un fluido se mueve en el yacimiento. Se calcula como, la relación entre la permeabilidad efectiva de la roca a un fluido y la viscosidad de este.

Permeabilidad

La magnitud de la permeabilidad de un yacimiento controla, en un alto grado, la tasa de inyección que se puede mantener en un pozo de inyección para una determinada presión en la cara de la arena.

Porosidad

La recuperación total de petróleo de un yacimiento es una función directa de la porosidad, ya que ella determina la cantidad de petróleo presente para cualquier porcentaje de saturación de petróleo dado.

Presión de burbujeo, P_b

La presión de burbujeo ó presión en el punto de burbujeo, como también se le llama, se designa por el símbolo P_b , y se define como la presión a la cual se forma la primera burbuja de gas al pasar un sistema del estado líquido al estado de dos fases, donde la fase líquida está en equilibrio con una cantidad infinitesimal de gas libre.

A presiones por debajo de la presión de burbujeo se forman dos fases en equilibrio: líquida (crudo con gas en solución) y gaseosa (gas natural). La fase líquida está constituida por crudo saturado con gas natural, por esto, a estas presiones se le llama de saturación, p_s . Comúnmente la presión de saturación se utiliza como sinónimo de presión de burbujeo.

Presión de Rocío, P_d

Es la presión a la cual se forma la primera gota de líquido al pasar el sistema del estado gaseoso al estado de dos fases, donde la fase gaseosa está en equilibrio con una cantidad infinitesimal de líquido.

Razón de movilidad, M

Se define como la relación entre la movilidad de la fase desplazante (λ_D): agua o gas y la movilidad del fluido desplazado (λ_d): petróleo.

Las propiedades físicas de los fluidos del yacimiento tienen efectos pronunciados sobre la conveniencia de un proceso de inyección en un yacimiento. Dentro de éstos, la viscosidad del petróleo y las permeabilidades relativas de la roca yacimiento a los fluidos desplazante y desplazado son los de mayor importancia, ya que ambos factores afectan la razón de movilidad (M) mientras mayor sea M, menor será el recobro en el momento de alcanzarse la ruptura.

En un proceso de desplazamiento la razón de movilidad (M) relaciona la movilidad del fluido desplazante, en la porción del yacimiento que ha contactado, con la movilidad del petróleo en la zona de petróleo. En el caso de un desplazamiento con gas, la razón de movilidad puede variar desde cero, en períodos donde la saturación de gas es muy baja, hasta valores aproximados a infinito durante períodos de altas saturaciones; en todo caso, valores mayores de uno indican que el gas será el fluido más móvil.

Podemos decir que:

Cuando $M < 1$ la razón de movilidad es favorable. Si $M > 1$ la razón de movilidad es desfavorable, lo que trae como consecuencia:

Inestabilidad viscosa del frente de invasión.

Pronta irrupción de fluido desplazante en los pozos de producción.

Para evitar la inestabilidad viscosa, se recomienda tener en cuenta los siguientes límites de viscosidad en proyectos de inyección:

Para agua: $\mu_o < 50$ a 60 cp.

Para gas: $\mu_o < 20$ a 30 cp.

Relación gas en solución-Petróleo, R_s

La relación gas en solución-Petróleo o solubilidad del gas en el petróleo, se designa por el símbolo R_s y se define como el número de pies cúbicos normales (PCN) de gas que pueden disolverse en un barril normal (BN) de petróleo cuando ambos son llevados a las condiciones de presión y temperatura prevalecientes en el yacimiento-($PCN_{gas}/BN_{petroleo}$).

Saturación crítica de gas

Es la saturación máxima alcanzada en el yacimiento, al disminuir la presión por debajo del punto de burbujeo, antes de que la permeabilidad relativa del gas tenga un valor definido (mayor que cero); es decir, antes de que el gas libre del yacimiento comience a fluir a través de los canales de la roca.

Viscosidad de un fluido

En general, la viscosidad de un fluido es una medida de la fricción interna o resistencia que ofrecen sus moléculas a fluir (moverse).

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- 1.- Marín, Jesús “Metodología para estimar Presión Mínima de Miscibilidad mediante una ecuación de estado”. Trabajo Especial de Grado. UNIMET. (Abril, 2002).
- 2.- Zick, A.A. “A Combined Condensing/Vaporising Mechanism in the Displacement of Oil by Enriched Gases”, SPE 15493, Proc. Of 61st Ann. Conf. (Oct. 1986).
- 3.- Stalkup, F.I. “Displacement Behaviour of the Condensing/Vaporising Gas Drive Process”, SPE 16715, Proc. Of 62nd Ann. Conf. (Sept. 1987).
- 4.- Monroe, W.W., Silva, M.K., Larse, L.L. and Orr Jr, F.M. “Composition Paths in Four-Component Systems, Effect Of Dissolved Methane on ID CO₂ Flood Performance”, SPE Res.Eng., 423-432 (Aug. 1990).
- 5.- Orr Jr, F.M., Johns, R.T. and Dindoruk, B. “Development of Miscibility in Four-Component Gas Drives”, SPE 22637, Proc. Of 66th Ann. Conf. (Oct. 1991).
- 6.- Johns, R.T., Dindoruk, B. and Orr Jr, F.M. “An Analytical Theory of Combined Condensing/Vaporising Gas Drives”, SPE Advanced Technology Series, 1(2), 7-16 (1993).
- 7.- John, R.T. and Orr Jr, F.M. “Miscible Gas Displacement of Multicomponent Oils”, SPE 30798, Proc. Of 70th Ann. Conf., 985-998, (Oct. 1995).

- 8.- Dindoruk, B., Orr Jr, F.M. and Johns, R.T. "Theory Of Multicomponent Miscible Displacement with Nitrogen", SPE 30771, Proc. Of 70th Ann. Conf., Res. Eng., 725-738, (Oct. 1995).
- 9.- Pande, K.K. and Orr Jr, F.M. "Interaction of Phase Behaviour, Reservoir Heterogeneity and Cross Flow in CO₂ Floods", SPE 19668, Proc. Of 64th Ann. Conf. (Oct 1989).
- 10.- Johns, R.T., Fayers, F.J. and Orr Jr, F.M. "Effect of Gas Enrichment and Dispersion on Nearly Miscible Displacements in Condensing Vaporising Drives", SPE Advanced Technology Series, 2(2), 26-34 (1993).
- 11.- Flock, D.L. and Nouar, A "Parametric Analysis of the Determination of the Minimum Miscibility Pressure in Slim Tube Displacements", JCPT, 80-88 (Sept.- Oct., 1984).
- 12.- Dumore, J.M., Hagoort, J. and Risseuw, A.S. "An Analytical Model for One-Dimensional, Three Component Condensing and Vaporising Gas Drives", SPE J. 24, 169-179, (April 1984).
- 13.- Glaso, O. "Miscible Displacement, Recovery Test with Nitrogen", SPE Res. Eng., 61-68 (Feb 1990).
- 14.- Hudgins, F.M., Llave, F.M. and Chung, F.T. "Nitrogen Miscible Displacement of Light Crude Oil, A Laboratory Study", SPE Res. Eng., 100- 106, (Feb. 1990).
- 15.- Dullien, F.A.L. "Porous Media Fluid Transport and Pore Structure", Academic Press, London (1979).

- 16.- Holm, L.W. and Josendal, V.A. "Effect of Oil Composition on Miscible-Type Displacement by Carbon Dioxide", SPE J. 87-98 (Feb.1992).
- 17.- Jacobson, H.A. "Acid Gases and Their Contribution to Miscibility", JCPT, 57-59, (April-May 1972).
- 18.- Graue, D.J. and Zana, E.T. "Study of a Possible CO₂ Flood in Rangely Field", JPT, 1312-1318 (July 1981).
- 19.- Tajdar, R.N., Danesh, A. and Gozalpour, F "An Investigation of Oil Displacement by Enriched Gases Using a Compositional Model and Its Application to Karanj Reservoir" Proc. Of 2nd International Conference on Chemistry in Industry, ACS, Bahrain (Oct. 1994).
- 20.- Sibbald, L.R., Novosand, Z. and Costain, T.G. "Methodology for the Specification of Solvent Blends for Miscible Enriched Gas Drives", SPE Res. Eng., 373-378, (Aug. 1991).
- 21.- Walsh, B.W. and Orr Jr, F.M. "Prediction of Miscible Flood Performance, The Effect of Dispersion on Composition Paths in Ternary Systems", In Situ, 14(1), 19-47 (1990).
- 22.- Christiansen, R.L. and Haines, H.K. "Rapid Measurement of Minimum Miscibility Pressure with the Rising-Bubble Apparatus", SPE Res. Eng., 523-527, (Nov. 1987).
- 23.- Thakur, G.C. "Waterflood Surveillance Techniques – A Reservoir Management Approach". JPT (Oct. 1991).

- 24.- Essenfeld, M. "Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos". Ediciones Foninves (1979).
- 25.- Beliveau, D. y Cols. "Análisis of the waterflood response of a naturally fractured reservoir". Trabajo SPE. 22946, 66th Ann. Tech. Conf. & Exm. Dallas, Tx. (Oct. 6-9 de 1991).
- 26.- Araujo, J. B. "Criterios de selección para Proyectos de Inyección Convencional de Agua y/o gas". PDVSA, Memorando. PV-PROD-80E-56. (Abril 10 de 1980).
- 27.- Ponte, W. "Estado del Arte en Recuperación Adicional por Inyección de Agua". Corcoven, S.A. (Feb. De 1983).
- 28.- _____ "Inyección de Fluidos en el Oriente de Venezuela". Informe interno de Mene Grande Oil CO. San Tomé (Abril de 1967).
- 29.- _____ "Predicción del Recobro por Inyección de Agua o Gas para los Yacimientos de Oriente de Venezuela". Trabajo realizado por la TOTAL para Corcoven, S.A. (Agosto de 1984).
- 30.- Craig, F.F. Jr. "The Reservoir Engineering Aspects of Waterflooding". Monograph Vol. 3., SPE. (1971).
- 31.- Lee, J.I, "Effectiveness of Carbon Dioxide Displacement Under Miscible and Immiscible Conditions", Research Report RR-40, Petroleum Recovery Inst. Calgary, (March 1970).
- 32.- Yelling, W.F. and Metcalfe, S., "Determination and Prediction of CO₂ Minimum Miscibility Pressure", JPT, (Jan 1980), 160-168.

33.- Johnson, J.P and Polling, J. S. “Measurement and Correlation of CO₂ Miscibility Pressures”, Paper SPE 9790 presented at the 1981 SPE / DOE Enhanced Oil Recovery Sym Tulsa, Oklahoma, (April 5-8-1981).

34.- Alston, R.B, Kokolis, J.P and James, C.F., “CO₂ Minimum Miscibility Pressure: A Correlation for Impure CO₂ Streams and Live Oil Systems”, SPE. (April 1985). 268-74.

35.- Glaso, O., “Generalized Minimum Miscibility Pressure Correlation”; Society of Petroleum Engineer Journal (Dec 1985)

36.- Hanssen, J. E,” Nitrogen as a Low Cost Replacement for Natural Gas Reinjection Offshore”, This paper was prepared for presentation at the SPE Gas Technology Symposium held in Dallas, Texas, (June 13-15, 1988).

37.- Hudgins D.A., Llave F.F., Chung F.T., “Nitrogen Miscible Displacement of Light Crude Oil: A Laboratory Study”; SPE Reservoir Engineering, SPE 17372, (Feb 1990).

38.- Glaso, O., “Miscible Displacement: Recovery with Nitrogen”, SPE 17378, (Feb, 1990).

39.- Pereira, C., “Ajuste de la Correlación de Glaso para estimar PMM con inyección de N₂”, PDVSA — INTEVEP.

40.- Sebastian H.M., Lauren D.D., “Nitrogen Minimum Miscibility Pressure”, SPE 24134, This paper was prepared for presentation at the SPE/DOE Eight Symposium on Enhanced Oil Recovery held in Tulsa, Oklahoma, (April 1992).

- 41.- Firoozabadi, A., Khalid A., "Analysis and Correlation of Nitrogen and Lean-Gas Miscibility Pressure", SPE Reservoir Engineering, SPE 13669, (Nov 1986).
- 42.- Pedrood. P. "Prediction of Minimum Miscibility Pressure in Rich Gas Injection". M.Sc. Thesis, Tehran University, Tehran (1995).
- 43.- Standing, M.B."Volumetric and Phase Behavior of Oil Field Hydrocarbon Systems", SPE reprint, 8th edition. (1977).
- 44.- Lasater, J.A. "Bubble Point Pressure Correlation". Trans. AIME (1958). 213, 314-81.
- 45.- Vásquez, M.E. and Beggs, H.D. "Correlations for fluid Physical Property Prediction ". JPT (June 1980), 968-70.
- 46.- Pérez, J.J. y Vega, F.E. "Diseño de una Base de Datos y Software como insumo para el Manual de Ingeniería de Producción de la Escuela de Petróleo de la Universidad Central de Venezuela: Fase II". Trabajo Especial de Grado. UCV. (Nov. 2002), pp.125.
- 47.- Glaso, O "Generalized Pressure Volume Temperature Correlations". JPT (May 1980). 785-95.
- 48.- Mannucci, J.E. y Rosales E.E. "Correlaciones de Presión de Burbujeo y Factor Volumétrico del Petróleo para Crudos del Oriente de Venezuela". Corporación Venezolana del Petróleo. Maracaibo, (Sept.1968).
- 49.- TOTAL Compagnie Française Des Petroles "Proyectos de Inyección de Fluidos – Correlaciones P.V.T. para crudos del Oriente de Venezuela", S.A. MENEVEN, (Sept de 1983).

- 50.- Al-Marhoun, M.A. "PVT Correlations for Middle East Crude Oils" JPT (May 1988), 650-66.
- 51.- Nemeth, L.K. and Kennedy, H.T. "A Correlation of Dew –Point Pressure with Fluid Composition and Temperature". JPT (June 1967).
- 52.- McCain, W.D. Jr. "The Properties of Petroleum Fluids". Second Edition, Pennwell Books, Tulsa (1990).
- 53.- Numbere, D. Brigham, W.E. and Standing, M.B. "Correlations for Physical Properties of Petroleum Reservoir Brines", Stanford University Petroleum Research Institute, (Nov 1977), 8-16.
- 54.- Brill, J.P. and Beggs, H.D. "Two-phase Flow in Pipes" INTERCOMP Course, The Hague, (1974).
- 55.- Standing, M.B. and Katz, D.L. "Density of Natural Gases" Trans. AIME (1942) 146, 140-49.
- 56.- Banzer, C. "Propiedades Físicas de Fluídos de Yacimientos Petrolíferos". Universidad del Zulia. (Ene. 1992), pp.167.
- 57.- Beal, C. "The Viscosity of Air, Water, Natural Gas, Crude Oil and its Associated Gases at Oil-Field Temperatures and Pressures ". Trans. AIME (1946) 165, 94-115.
- 58.- Beggs, H.D. and Robinson, J.R. "Estimating the Viscosity of Crude Oil Systems" JPT Forum (Sept. 1975). 1140-41.

- 59.- Chew, J.N. and Connally, C.A. Jr. "A Viscosity Correlation for Gas-Saturated Crude Oils", Trans. AIME (1959) 216, 23-25.
- 60.- Lee, A.L., González, M.H. and Eakin, B.E. "The Viscosity Of Natural Gases", JPT (August 1966). 997-1000.
- 61.- Van Wingen, N. "Viscosity of Air, Water, Natural Gas and Crude Oil at Varying Pressure and Temperatures", Secondary Recovery of Oil in the United States. API (1950), 125.
- 62.- Meehan, D.N. "Estimating Water Viscosity at Reservoir Conditions". Petroleum Engineer (july 1980). pp. 117-118.
- 63.- McCain, W.J. Jr. , Rollins, J.B. and Villena Lanzi, A.J. "The Coefficient of Isothermal Compressibility of Black Oils at Pressure Below the Bubblepoint". Trans. AIME (1988). 285. 659-62.
- 64.- Mattar, L., Brar, G.G. and Aziz, K. "Compressibility of Natural Gases" Jour. Cdn. Pet. Tech., Oct.-Dec 1975.
- 65.- Meehan, D.N. "A Correlation for Water Compressibility". Petroleum Engineer. (Nov 1980), pp. 125-126.
- 66.- Osif, T.L. "The Effects of Salt, Gas, Temperature and Pressure on the Compressibility of Water". SPE Res. Eng. (Feb 1988). 3, No. 1, 175-181.
- 67.- Gottfried, B.S. "A Mathematical Model of Thermal Oil Recovery in Linear Systems". Soc. Pet. Eng. Jour. (Sept. 1965), 196.

68.- TOTAL – C.F.P. “Predicción del Recobro por Inyección de Gas o Agua para los Yacimientos del Oriente de Venezuela. Correlaciones”, (Ago. 1984).

69.- Rathmell, J., Stalkup., F and Hassinger, R. “A Laboratory Investigation Of Miscible Displacement by CO₂”. SPE 3483, The 46th Annual Fall Meeting Of The SPE, New Orleans, L.A. (Oct. 3-6, 1971).

70.- Firoozabadi, A. and Aziz, K. “Analysis And Correlation Of Nitrogen And Lean Gas Miscibility Pressure”. SPERE (Aug. 1986).

NOMENCLATURA

Compresibilidad del Agua	Cw
Compresibilidad del Gas	Cg
Compresibilidad del Petróleo	Co
Constante de los Gases Reales	R
Corrección por Salinidad	Csal
Densidad del Agua	ρ_w
Densidad del Gas	ρ_g
Densidad del Petróleo	ρ_o
Enriquecimiento Mínimo de Miscibilidad	EMM
Factor de compresibilidad del gas a P y T	Z
Factor de corrección por Presión	f
Factor volumétrico de agua salada en contacto con gas	β_{wp}
Factor volumétrico de formación del petróleo © Pb	β_{ob}
Factor Volumétrico del Agua	β_w
Factor Volumétrico del Gas	β_g
Factor Volumétrico del Petróleo	β_o
Factor Volumétrico Total	β_t
Fracción Molar de Componentes Intermedios del Crudo	$Z_{C_n - C_m}$
Fracción Molar del Componente del Crudo	Z_{C_n}
Fracción Molar de Componentes Intermedios del Gas	$Y_{C_n - C_m}$
Fracción Molar del Componente del Gas	Y_{C_n}
Gravedad API del Petróleo	°API
Gravedad Específica de la Fracción Plus	$SG_{C_{n+}}, \gamma_{C_{n+}}$
Gravedad Específica del Gas	SG_g, γ_g
Gravedad Especifica del gas del separador	γ_{gsp}
Permeabilidad	K
Peso Molecular de la Fracción Plus	$M_{C_{n+}}$
Peso Molecular de los componentes intermedios	$M_{C_n - C_m}$
Peso Molecular del gas	Mg
Peso Molecular del Petróleo	Mo
Porcentaje de Recobro	%R
Presión Crítica	Pc
Presión de Burbujeo	Pb
Presión de Interés	P
Presión de Rocío	Pd
Presión en el separador	Psp

Presión Mínima de Miscibilidad	PMM
Presión Pseudo Reducida	Psr
Profundidad del Yacimiento	D
Relación Gas-Agua en solución	Rsw , RAP
Relación Gas-Petróleo en solución	Rs , RGP
Salinidad del Agua	NaCl
Saturación del Agua	Sw
Saturación del Gas	Sg
Saturación del Petróleo	So
Tamaño de la Capa de Gas	m
Tamaño Relativo del Acuífero	W/N
Tasa de Crudo	qo
Temperatura Crítica	Tc
Temperatura de Interés	T
Temperatura del separador	Tsp
Temperatura en el yacimiento	Ty , To
Temperatura Pseudo Reducida	Tsr
Viscosidad del Agua	μ_w
Viscosidad del Gas	μ_g
Viscosidad del Petróleo	μ_o

Nota: Es necesario mencionar que en el proceso de realización del programa en Visual Basic 6.0, no se logró contar con la simbología para Factores Volumétricos (β), densidades (ρ) y viscosidades (μ); que sin embargo si están presentes tanto en el Trabajo Especial de Grado como en el Manual del Proyecto PMM.

APÉNDICE A

A.1. CORRELACIONES NUMÉRICAS PARA ESTIMAR PMM

Se presentan las correlaciones publicadas por la Sociedad de Ingenieros de Petróleo (SPE), para los distintos tipos de gases de inyección como son CO₂, N₂ y Gas Natural. Posteriormente dichas correlaciones serán aplicadas a los diferentes crudos.

A.1.1. CORRELACIONES INYECCIÓN DE CO₂ PURO

A.1.1.1. *Petroleum Recovery Institute (P.R.I)*

El P.R.I. (1979) [22] propone una correlación sencilla para el cálculo de la PMM con inyección de CO₂. Sólo toma en cuenta la temperatura del yacimiento. Es ideal para temperatura mayor que la temperatura crítica del gas de inyección.

$$PMM = 1071 \cdot 0.82893 * 10^{\left(2.772 - \frac{1519}{T_o + 460}\right)} \quad \text{Ec. A.1}$$

A.1.1.2. *Yelling W.F, Metcalfe R.S*

Yelling y Metcalfe (1980) [23] proponen una correlación utilizando gas CO₂ puro, como método de recuperación secundaria. Para esta correlación se toma en cuenta la temperatura del reservorio. Con respecto a la composición del crudo se dice que tiene poco efecto sobre la PMM, ya que a mayor temperatura aumenta significativamente la PMM.

$$PMM = 1833.7217 + 2.2518055 * T_o + 0.1800674 * T_o^2 - \frac{103949.93}{T_o} \quad \text{Ec. A.2}$$

Limitación de la correlación:

Temperatura de yacimiento, 95 a 192 °F.

A.1.1.3. Johnson J.P, Pollin J.S

Johnson y Pollin (1981) [24] desarrollaron varias correlaciones con distintos tipos de gases de inyección. Una de estas correlaciones es la inyección de CO2 como alternativa para recuperación de crudos utilizando gases miscibles. Los autores de esta correlación toman en cuenta algunos parámetros del crudo que tienen mayor efecto sobre la PMM. Entre estos se encuentran el peso molecular promedio del crudo, temperatura del yacimiento y por parte del gas de inyección toman en cuenta la temperatura crítica, presión crítica del gas, así como el peso molecular del gas.

$$PMM = a_{inj} * (T_o - T_{cginj}) + I * (b * Mo - M_{ginj})^2 + P_{cginj} \quad \text{Ec. A.3.1}$$

en donde:

$$a_{inj} = 18.9 \text{ psia} / k$$

$$b = 0.285$$

$$I = -11.73 + 6.313E^{-2} * Mo - 1.94E^{-4} * Mo^2 + 2.502E^{-7} * Mo^3 + (0.1362 + 1.138E^{-5} * Mo) * \text{°API} - 7.222E^{-5} * \text{°API}^2 \quad \text{Ec. A.3.2}$$

Limitación de la correlación:

Temperatura del yacimiento, 80 a 280 °F.

A.1.1.4. Alston, R.B, Kokolis GP, James CF.

Alston, Kokolis y James (1985) [25] proponen una correlación que toma en cuenta el tipo de crudo a estudiar, es decir, crudo con gas en solución y crudo muerto. Los autores calculan la PMM tomando en cuenta que los parámetros que mayor afectan a la PMM son: la temperatura del yacimiento, el peso molecular C5+, la fracción molar de los componentes volátiles en el crudo (nitrógeno y metano), fracción molar de los componentes intermedios (etano, propano, butano, CO2 y H2S).

Para inyección de CO2 puro con gas en solución en el crudo, se propone la siguiente ecuación:

$$PMM_{CO2-LO} = 8.7E^{-4} * T_o * MC_{5+}^{1.78} * \left[\frac{Z_{vol}}{Z_{int}} \right]^{0.136} \quad \text{Ec. A.4.1}$$

Inyección de CO2 puro en un crudo muerto, se propone la siguiente ecuación:

$$PMM_{CO-STO} = 8.78E^{-4} * T_o^{1.06} * (MC_{5+})^{1.78} \quad \text{Ec.A.4.2}$$

Se recomienda para obtener mejores resultados, utilizar la correlación para crudos con presión de punto de burbuja menores de 50 MPa.

Limitaciones de las correlaciones:

Presión de saturación, <7250 psia

Temperatura, 90 a 243 [305-390] °F [K]

Relación (Volátil / Intermedio), 0.14 a 13.61

Peso molecular, MC5+, 169.2 a 302.5 lb/lbmol

Temperatura crítica promedia, 70.7 a 115.7°F

A.1.1.5. Glaso O.

Glaso (1985) [26], propone varias correlaciones para distintos tipos de gases de inyección, entre las que se encuentra la inyección de dióxido de carbono. Glaso propone que la PMM depende fundamentalmente del peso molecular de la fracción pesada C7+, temperatura del yacimiento y la fracción de los componentes intermedios (C2-C6 incluyendo el CO2).

Sí $Z_{intC2-C6} < 0.18$ entonces:

$$PMM = 810.0 - 3.404 * M_{c7+} + (1.700E^{-9} * M_{c7+}^{3.730} * e^{786.8 * M_{c7+}^{-1.058}}) * T_o$$

Ec.A.5.1

Sí $Z_{intC2-C6} > 0.18$ entonces:

$$PMM = 2947.9 - 3.404M_{c7+} + (1.70E^{-9} M_{c7+}^{3.730} e^{786.8 * M_{c7+}^{-1.058}}) * T_o - 121.2 * Z_{intc2-c6}$$

Ec.A.5.2

Limitación de la correlación:

Aplica a crudos livianos y medianos

A.2. CORRELACIONES INYECCIÓN DE NITRÓGENO PURO

A.2.1. Glaso O.

En 1985 Glaso [26] publica varias correlaciones. Entre ellas se encuentran unas correlaciones que estiman la PMM con inyección de nitrógeno puro. En estas correlaciones se toman en cuenta el peso molecular de la fracción pesada C7+, la fracción de los componentes intermedios en el crudo y la temperatura del yacimiento.

Para $MC_{7+} > 160$

$$PMM = 6364.0 - 12.090 * M_{c7+} + (1.127E^{-12} * M_{c7+}^{5.258} * e^{23025 * M_{c7+}^{-1.703}} - 20.80) * To$$

Ec.A.6.1

Para $MC_{7+} < 160$

$$PMM = 7695.0 - 12.090 * M_{c7+} + (1.127E^{-12} * M_{c7+}^{5.258} * e^{23025 * M_{c7+}^{-1.703}} - 39.77) * To$$

Ec.A.6.2

Para $Z_{int\ C2-C6} > 0.28$

$$PMM = 9364.0 - 12.090 * M_{c7+} + (1.127E^{-12} * M_{c7+}^{5.258} * e^{23025 * M_{c7+}^{-1.703}} - 20.80) * To - 99.3 * Z_{int\ c2-c6}$$

Ec.A.6.3

Limitación de la correlación:

Aplica a crudos livianos y medianos.

A.2.2. Hanssen.

Hanssen [27] propone una correlación en 1988, en donde toma en cuenta el efecto de los componentes intermedios en el crudo (etano, propano, butano, pentano, hexano y CO₂), el peso molecular de los componentes pesados C₇₊ y la temperatura del yacimiento.

$$PMM = 0.5216 \left[\frac{Z_{c2-c6}}{M_{c7+} * \left(\frac{To + 460}{1.8} \right)} \right]^{-0.5236} + 14.5 \quad \text{Ec.A.7.1}$$

Limitación de la correlación:

PMM, 4600 a 8000 psi

A.2.3. Hudgins D.A, Llave F.M, Chung F.T.

Debido que el estudio de la presión de miscibilidad del nitrógeno ha sido escasa, se decide a desarrollar a principio de 1990 una correlación que estime la PMM [28] con inyección de nitrógeno. En este trabajo se toma en cuenta la concentración del metano, el aporte de la fracción intermedia en el crudo (C₂-C₅ incluyendo el CO₂) y la temperatura del yacimiento.

$$PMM = 5568 * e^{-R_1} + 3641 * e^{-R_2} \quad \text{Ec.A.8.1}$$

Donde:

$$R_1 = 792 \cdot 06 * \left[\frac{Z_{c2-c6}}{M_{c7+} * T_o^{0.25}} \right] \quad \text{Ec.A.8.2}$$

$$R_2 = 2.158 E^6 * \left[\frac{Z_{c1}^{5.632}}{M_{c7+} * T_o^{0.25}} \right] \quad \text{Ec.A.8.3}$$

Limitaciones de la correlación:

Gravedad específica del crudo, 0.9 a 0.79.

A.2.4. Glaso O.

En 1990, Glaso [29] publica una correlación en el SPE ideal para la inyección de gas seco como lo es N2 puro, torna en cuenta la °API del crudo, desarrollando una correlación para crudos con °API > 40 y otra para crudos con °API <40. Considera que los parámetros que depende la PMM son la composición del crudo y la temperatura.

°API <40

$$PMM = 14.5 * (80.14 + 35.25 * A + 0.76 * A^2) + 14.5 \quad \text{Ec.A.9.1}$$

°API > 40

$$PMM = 14.5 * (-648.5 + 2619.5 * B + 1347.6 * B^2) + 14.5 \quad \text{Ec.A.9.2}$$

$$A = \frac{M_{c7+}^{0.88} * \left[\frac{T - 32}{1.8} \right]^{0.11}}{Z_{int}^{0.64} * Z_{c1}^{0.33}}$$

Ec.A.9.3

$$B = \frac{M_{c7+}^{0.48}}{\left[\frac{T - 32}{1.8} \right]^{0.25} * Z_{int}^{0.12} * Z_{c1}^{0.42}}$$

Ec.A.9.4

A.2.5. Glaso - Pereira.

En PDVSA -INTEVEP, Carlos Pereira [30] realiza un ajuste a Glaso con el fin de adaptar esta ecuación a las propiedades de los crudos venezolanos, con el fin de calcular PMM con mayor precisión. Igual que Glaso, elaboró un ajuste para crudos con °API > 45 y otra para crudos con °API <45.

°API > 45

$$PMM = 14.7 * \left[450 - 9.17 * Z_{c1} - 1.71 * Z_{c2-c6} - 1.25 * \left[\frac{T-32}{1.8} \right] \right] + 14.5$$

Ec.A.10.1

°API <45

$$PMM = 14.7 * \left[735 - 3.85 * Z_{c1} - 9.22 * Z_{int} + 0.63 * \left[\frac{T-32}{1.8} \right] \right] + 14.5$$

Ec.A.10.2

A.2.6. *Sebastian H.M, Lawrence D.D.*

En 1992, Sebastián y Lawrence [31] proponen una correlación de PMM con N₂. En esta correlación se toma en cuenta el aporte de los componentes intermedios del crudo (C2-C6 incluyendo el CO₂ y el H₂S). Ambos autores proponen que la PMM decrece con la concentración de metano y aumenta con la concentración de los componentes intermedios.

Otra hipótesis de esta correlación es el aumento de la PMM con el incremento del peso molecular de la fracción pesada C₇₊. Por lo tanto, se toma en cuenta en esta correlación el peso molecular de la fracción pesada C₇₊, temperatura del yacimiento y la fracción intermedia del crudo (C2-C6 incluyendo el CO₂ y el H₂S).

$$PMM = 4603 - 3283 * \left[\frac{Z_{c1} * T_o}{M_{c7+}} \right] + 4.776 * \left[\frac{Z_{c1}^2 * T_o^2}{M_{c7+}} \right] - 4.008 * \left[\frac{Z_{int\ c2-c6} * T_o^2}{M_{c7+}} \right] + 2.05 * M_{c7+} + 7.541 * T_o$$

Ec.A.11.1

Limitaciones de la correlación:

Temperatura, 100 a 300 °F

Porcentaje de metano en el crudo, 0 a 60 %

Porcentaje de intermedios en el crudo, 0 a 30%

Peso molecular C₇₊, 100 a 260.

A.3. CORRELACIONES INYECCIÓN DE GAS NATURAL

A.3.1. Firoozabadi A., Aziz K.

En Noviembre de 1986 se publica en el SPE [32] (Society Petroleum Engeneer) un análisis de una correlación en donde se utiliza la inyección gas seco para estimar la presión de miscibilidad. En este reporte se formula una correlación utilizando el proceso de vaporización de gas de inyección con la finalidad de estimar con precisión la PMM.

Para esta correlación se toma en cuenta la fracción intermedia del crudo (C2-C5 incluyendo el CO₂ y el H₂S), excluyendo el aporte del C₆, el peso molecular de la fracción pesada C₇₊ y por supuesto el efecto de la temperatura del yacimiento.

$$PMM = 9433 - 188 E^3 * \left[\frac{Z_{\text{int } c2-c5}}{M_{c7+} * T_o^{0.25}} \right] + 1430 E^3 * \left[\frac{Z_{\text{int } c2-c5}}{M_{c7+} * T_o^{0.25}} \right]^2$$

Ec.A.12.1

Limitación de la correlación:

Válida para crudos livianos y mediano.

A.3.2. Glaso O.

Glaso [26] en 1985, publica en el SPE una serie de correlaciones de PMM. Entre éstas, se encuentra una correlación en donde utiliza la inyección de gas rico en componentes intermedios, toma en cuenta la temperatura del yacimiento, peso molecular de la fracción pesada C7+, por parte del gas. Separa las correlaciones de acuerdo al peso molecular de inyección de la fracción intermedia del gas (C2 al C6 incluyendo el CO2) y toma en cuenta la fracción de metano inyectada.

Si Mint C2-C6 =34

$$PMM = 43.74 - 0.1752 * b - (32.23 - 0.127 * b) * Y_{c1} + \left(0.777 E^{-14} * b^{5.258} * e^{31980 * Y_{c1} * b^{-1.703}} \right) * (1.8 * T_o - 460)$$

Ec.A.13.1

Si Mint C2-C6 =44

$$PMM = 38.04 - 0.1326 * b - (55.79 - 0.188 * b) * Y_{c1} + \left(1.172 E^{-11} * b^{3.730} * e^{1356.7 * Y_{c1} * b^{-1.058}} \right) * (1.8 * T_o - 460)$$

Ec.A.13.2

Si Mint C2-C6 =54

$$PMM = 51.38 - 0.1772 * b - (50.69 - 0.147 * b) * Y_{c1} + \left(3.392 E^{-16} * b^{5.520} * e^{2170.6 * Y_{c1} * b^{-1.109}} \right) * (1.8 * T_o - 460)$$

Ec.A.13.3

Donde:

$$b = \left[\frac{572.7}{SG_{c7+}^{-5.573}} \right]$$

Ec.A.13.4

Limitación de la correlación:

PMM, 1100 a 7000 psia.

A.3.3. Pedrood P.

Pedrood P. [33] en 1995 simuló el desplazamiento de crudo mediante gas rico usando un modelo composicional en una dirección. Un análisis extensivo de sensibilidad de los parámetros que afectan la miscibilidad resultó en la siguiente correlación:

$$PMM = 49.15 - 0.6863 * A + 2.482 \times 10^{-4} * A^2 - 0.2054 * B^2$$

Ec.A.14.1

donde A y B representan las propiedades del gas de inyección y del crudo del yacimiento respectivamente, como sigue:

$$A = 100 * (Z_{C_4} + 0.8 * Z_{C_3} + 0.5 * Z_{(C_2+CO_2)}) \quad \text{Ec.A.14.2}$$

$$B = \frac{(10^6 * Z_{C_2-C_5})}{(M_{C_5+} * (1.8 * T_o - 460))} \quad \text{Ec.A.14.3}$$

APÉNDICE B

B.1. CORRELACIONES NUMÉRICAS PARA LA ESTIMACIÓN DE LAS PROPIEDADES PVT

Las propiedades físicas de los fluidos de yacimientos, normalmente se determinan en el laboratorio mediante análisis de muestras de fluidos tomadas en el fondo de los pozos mediante una apropiada recombinación de muestras tomadas en la superficie.

El conjunto de pruebas necesarias para determinar estas propiedades se denominan análisis de Presión-Volumen-Temperatura, P.V.T., como comúnmente se le llama, y consiste en determinar las relaciones entre presión, volumen y temperatura para una mezcla de hidrocarburos (líquido y gas) en particular.

Muchas veces sin embargo, no se dispone de información experimental, debido a que no se pueden obtener muestras representativas de fluidos o por si el horizonte productor no garantiza el gasto en realizar un análisis P.V.T de los fluidos del yacimiento. En estos casos, las propiedades físicas de los fluidos deben ser determinadas por analogía o mediante el uso de correlaciones empíricas.

Por años, los ingenieros de campo han utilizado correlaciones empíricas en vez de datos experimentales para determinar las propiedades físicas de los fluidos, necesarias para el análisis del comportamiento de yacimientos, cálculos de reservas y diseño de equipos.

Dado que las correlaciones desarrolladas han utilizado sistemas de crudo de varias regiones productoras, estos crudos exhiben tendencias regionales en su composición química que los categoriza como parafínicos, nafténicos y aromáticos. Debido a estas diferencias en composición, las correlaciones desarrolladas a partir de muestras regionales de una base química predominante pueden generar resultados erróneos cuando se aplican a crudo de otras regiones.

Por lo tanto el uso efectivo de las correlaciones depende del entendimiento de su desarrollo y en el conocimiento de sus limitaciones.

B.1.1. CORRELACIONES PARA DETERMINAR PRESIÓN DE BURBUJEO, P_b

B.1.1.1. Correlación de Standing

Fue obtenida en base a 22 análisis P.V.T. de crudos de California empleando datos de liberación instantánea a condiciones de superficie [34].

$$p_b = 18.2 * \left[\left(\frac{R_s}{\gamma_g} \right)^{0.83} * 10^{(0.00091 * T_y - 0.0125 * \text{°API}) - 1.4} \right] \quad \text{Ec.B.1}$$

Limitaciones de la correlación:

Presión, p_b :	130-7000 lpca.
Temperatura, T_y :	100-258 °F
RGP en solución, R_s :	20-1425 PCN/BN.
Gravedad del petróleo, °API:	16.5-63.8 °API.
Gravedad del gas, γ_g :	0.59-0.95 (aire=1)
Presión del separador, p_{sp}	
Primera etapa	265-465 lpca.
Segunda etapa	14.7 lpca.
Temperatura del separador, T_{sp}	100 °F.

B.1.1.2. Correlación de Lasater

Las suposiciones básicas de esta correlación son las mismas de Standing; sin embargo, la forma de manipular las variables es diferente. Lasater [35] encontró una correlación entre el denominado “factor de la presión de burbujeo”, $P_b \gamma_g / T_y$, y la fracción molar del gas en solución en el sistema, γ_g .

$$pb = \frac{pf * (Ty + 460)}{\gamma_g} \quad \text{Ec.B.2.1}$$

El valor de pf puede ser obtenido de acuerdo al valor de γ_g , a través de la siguiente ecuación.

Para: $0.05 < \gamma_g < 0.6$

$$pf = 0.679 * 10^{1.21 * \gamma_g} - 0.605 \quad \text{Ec.B.2.2}$$

Para: $\gamma_g > 0.6$

$$pf = 8.26 * \gamma_g^{3.52} + 1.95 \quad \text{Ec.B.2.3}$$

Para el cálculo de γ_g , se requiere conocer la RGP en solución, Rs, la gravedad específica del petróleo, γ_o , y el peso molecular efectivo del petróleo, Mo, a CN.

$$\gamma_g = \frac{\frac{Rs}{379.3}}{\frac{Rs}{379.3} + \frac{350 * \gamma_o}{Mo}} \quad \text{Ec.B.2.4}$$

Limitaciones de la correlación:

Presión, pb	48 - 5780 lpca.
Temperatura, Ty	82 - 272 °F
RGP en solución, Rs	3 - 2906 PCN/BN
Gravedad del petróleo, °API	17.9 - 51.1 °API
Gravedad del gas, γ_g	0.274 - 1.223 (aire=1)
Presión del separador. Psp	15 - 605 lpca.
Temperatura del separador, Tsp	34 - 106 °F

B.1.1.3. Correlación de Vázquez y Beggs

Dado que la gravedad del gas depende de las condiciones bajo las cuales el gas es separado del petróleo, Vázquez y Beggs [36] desarrollaron una correlación especial para normalizar la gravedad del gas a una presión de separación de 100 lpcm. Esta presión fue tomada como representativa de las condiciones promedias de separación en el campo.

$$pb = \left[A * \left(\frac{Rs}{\gamma_{gsp}} \right) * 10^{\left(\frac{-B * \text{API}}{Ty+460} \right)} \right]^{\frac{1}{C}} \quad \text{Ec.B.3.1}$$

Los valores de las constantes, A, B y C se presentan en la Tabla B.1 de acuerdo a la gravedad API del crudo.

TABLA B.1

VALORES DE LAS CONSTANTES A, B Y C PARA LA CORRELACIÓN DE VÁZQUEZ Y BEGGS

	A	B	C
$\text{°API} \leq 30$	27.64	11.172	1.0937
$\text{°API} > 30$	56.06	10.393	1.1870

Para buscar el valor de la gravedad específica del gas en el separador se utilizó la siguiente correlación, la cual fue obtenida de 27 análisis P.V.T. de diferentes crudos y es utilizada en todas las correlaciones desarrolladas por Vázquez y Beggs

$$\gamma_{gsp} = \gamma_g(P) * \left[1 + 5.912 * 10^{-5} * \text{°API} * T_{sp} * \log \left[\frac{P_{sp}}{114.7} \right] \right] \quad \text{Ec.B.3.2}$$

Donde:

γ_{gsp} : Gravedad específica del gas del separador (aire=1)

$\gamma_g(P)$: Gravedad específica del gas a la presión P (aire=1)

P_{sp} : Presión en el separador, lpca.

T_{sp} : Temperatura del separador, °F.

Limitaciones de la correlación:

Presión del separador, P_{sp} 60-565 lpca.

Temperatura del separador, T_{sp} 76-150 °F

Gravedad del petróleo, °API 17-150 °API

Gravedad del gas, γ_g 0.58-1.20 (aire=1)

B.1.1.4. Correlación de Glaso

Fue obtenida [38] a partir de 45 análisis de P.V.T. de crudos de la región del Mar del Norte.

$$pb = 10 \left(1.7669 + 1.7447 \cdot \log A - 0.30218 \cdot (\log A)^2 \right)$$

Ec.B.4.1

Donde:

$$A = \left(\frac{R_s}{\gamma_g} \right)^{0.816} * \left[\frac{T_y^{0.172}}{API^{0.989}} \right]$$

Ec.B.4.2

Limitaciones de la correlación:

Presión, pb:	165 – 7142 lpca.
Temperatura, Ty:	80 - 280 °F
RGP en solución, Rs:	90 - 2037 PCN/BN.
Gravedad del petróleo, °API:	22.3 - 48.1 °API.
Gravedad del gas, γg:	0.65 – 1.276 (aire=1)
Presión del separador, psp	
Primera etapa	415 lpca.
Segunda etapa	15 lpca.
Temperatura del separador, Tsp	125 °F.

B.1.1.5. Correlación de Mannucci y Rosales

Fue obtenida [39] a partir de 100 datos experimentales de crudo del Oriente de Venezuela. Siguiendo la forma general de la ecuación de Standing, Mannucci y Rosales desarrollaron la siguiente correlación para estimar pb.

$$pb = 84.88 * \left(\frac{R_s}{\gamma_g} \right)^{0.53} * 10^{(0.000922 * Ty - 0.0072 * \text{°API})}$$

Ec.B.5

Limitaciones de la correlación:

Presión, pb	48 - 5780 lpca.
Temperatura, Ty	82 - 272 °F
RGP en solución, Rs	3 - 2906 PCN/BN
Gravedad del petróleo, °API	17.9 - 51.1 °API
Gravedad del gas, γg	0.274 - 1.223 (aire=1).

B.1.1.6. Correlación de Total

Fue obtenida [40] a partir de 336 análisis P.V.T. de crudos del Oriente de Venezuela. Total, Compañía Francesa del Petróleo, obtuvo la siguiente correlación para estimar el pb.

$$pb = A * \left[\frac{R_s}{\gamma_g} \right]^B * 10^{(C * T_y - D * \text{° API})} \quad \text{Ec.B.6}$$

Los valores de las constantes A, B, C y D se presentan en la tabla B.2 de acuerdo a la gravedad API del crudo.

TABLA B.2
VALORES DE LAS CONSTANTES A, B, C Y D PARA LA CORRELACIÓN
TOTAL

	A	B	C	D
°API≤10	12.8470	0.9636	0.000993	0.034170
10<°API≤35	25.2755	0.7617	0.000835	0.011292
35<°API≤45	216.4711	0.6922	-0.000427	0.023140

B.1.1.7. Correlación de Muhammad Ali Al-Marhoun

Fue obtenida [41] a partir de 69 análisis P.V.T. de crudos del Medio Oriente.

$$pb = 5.38088 * 10^{-3} * Rs^{0.715082} * \gamma_o^{3.1437} * (Ty + 460)^{1.32657} \quad \text{Ec. B.7}$$

Limitaciones de la correlación:

Presión, pb	130 - 3573 lpca.
Temperatura, Ty	74- 240 °F
RGP en solución, Rs	26 - 1602 PCN/BN
Gravedad del petróleo, °API	19.4 – 44.6 °API
Gravedad del gas, γ_g	0.752 - 1.367 (aire=1).

B.1.1.8. Correlación de Ghetto, Paone y Villa

La correlación que obtuvieron [37] es:

$$pb = 15.7286 * \left[\left[\frac{Rsb}{\gamma_g} \right]^{0.7885} * 10^{(0.0020 * Ty - 0.0142 * \text{°API})} \right] \quad \text{Ec. B.8}$$

Limitaciones de la correlación:

Presión, pb:	1038.49 – 7411.54 lpca.
Temperatura, Ty:	131.4 – 250.7 °F
RGP en solución, Rs:	17.21 – 640.25 PCN/BN.
Gravedad del petróleo, °API:	6 – 22.3 °API.
Gravedad del gas, γ_g :	0.623 – 1.517 (aire=1)
Presión del separador, psp	14.5 – 752.2 lppca
Temperatura del separador, Tsp	59 – 177.8 °F.
Viscosidad del crudo	2.1 – 1386.9 cp.

B.1.2. CORRELACIÓN PARA DETERMINAR PRESIÓN DE ROCÍO, Pd

B.1.2.1. Correlación de Nemeth y Kennedy

Fue obtenida [42] a partir de 579 datos experimentales de 480 sistemas de gas condensado. La composición es expresada en fracciones molares desde el C1 hasta el C7+ incluyendo componentes no hidrocarburos como CO₂, H₂S y N₂. La correlación también requiere de las características del C7+, peso molecular (M_{C7+}) y gravedad específica (γ_{C7+}).

$$\begin{aligned} \ln(Pd) = & A1 * [Y_{C2} + Y_{CO2} + Y_{H2S} + Y_{C6} + 2 * (Y_{C3} + Y_{C4}) + Y_{C5} + 0.4 * Y_{C1} + 0.2 * Y_{N2}] + \\ & A2 * \gamma_{C7+} + A3 * \left[\frac{Y_{C1}}{Y_{C7+} + 0.002} \right] + A4 * T + A5 * [Y_{C7+} * M_{C7+}] + A6 * (Y_{C7+} * M_{C7+})^2 + \\ & A7 * (Y_{C7+} * M_{C7+})^3 + A8 * \left[\frac{M_{C7+}}{\gamma_{C7+} + 0.0001} \right] + A9 * \left[\frac{M_{C7+}}{\gamma_{C7+} + 0.0001} \right]^2 + \\ & A10 * \left[\frac{M_{C7+}}{\gamma_{C7+} + 0.0001} \right]^3 + A11 \end{aligned}$$

Ec. B.9

Donde:

Pd: Presión de rocío (retrógrada), Lpca.

T: Temperatura absoluta, °R

M C7+: Peso Molecular del C7+, lb/lbs-mol

γC7+: Gravedad específica del C7+ (agua =1.0)

Siendo:

$$A1=2.0623054 \text{ E}+00$$

$$A2=6.6259728 \text{ E}+00$$

$$A3=-4.4670559 \text{ E}-03$$

$$A4=1.0448346 \text{ E}-04$$

$$A5=3.2673714 \text{ E}-02$$

$$A6= -3.6453277 \text{ E}-03$$

$$A7=7.4299951 \text{ E}-05$$

$$A8=-1.1381195 \text{ E}-01$$

$$A9=6.2476497 \text{ E}-04$$

$$A10= -1.0716866 \text{ E}-06$$

$$A11= 1.0746622 \text{ E}+01$$

B.1.3. CORRELACIONES PARA DETERMINAR LA RELACIÓN GAS EN SOLUCIÓN-PETRÓLEO, R_s

B.1.3.1. Correlación de Standing

También se conoce como correlación del punto de burbujeo [34]. La exactitud de los resultados obtenidos con esta correlación está dentro de un 10% con respecto a los valores determinados experimentalmente.

$$R_s = \gamma_g * \left[\left(\frac{p_b}{18.2} + 1.4 \right) * 10^{(0.0125 * \text{°API} - 0.00091 * T_y)} \right]^{1.2048} \quad \text{Ec.B.10}$$

B.1.3.2. Correlación de Vázquez y Beggs

Obtuvieron [36] la siguiente correlación:

$$R_s = \frac{\gamma_{gsp} * p_b^c}{A} * 10^{\left(\frac{B * \text{°API}}{T_y + 460} \right)} \quad \text{Ec.B.11}$$

Los valores de las constantes A, B y C se presentan en la tabla 2 de acuerdo a la gravedad API del crudo.

El número de puntos y el rango de los datos utilizados en el desarrollo de esta correlación presentan las siguientes características.

	<u>°API<30</u>	<u>°API>30</u>
No. de puntos	1141	4863
Presión, pb	15- 4572	15-6055 lpca.
Temperatura, Ty	162	180
RGP en solución, Rs	0- 831	0-2199 PCN/BN
Gravedad del petróleo, °API	15.3 - 30	30.6 - 59.5 °API
Gravedad del gas, γ_g	0.511- 1.351	0.53- 1.259 (aire= 1)

B.1.3.3. Correlación de Glaso

La correlación [38] es la siguiente:

$$R_s = \gamma_g * \left[A * \left[\frac{\circ API^{0.989}}{T_y^{0.172}} \right] \right]^{1.2255} \quad \text{Ec.B.12.1}$$

Donde:

$$A = 10 \left(2.8869 - (14.1811 - 3.3093 * \log pb)^{0.5} \right) \quad \text{Ec.B.12.2}$$

B.1.3.4. Correlación de Mannucci y Rosales

Esta relación [39] viene dada por:

$$R_s = \gamma_g * \left[\frac{pb}{84.88} * 10^{(0.0072 * \circ API - 0.000922 * T_y)} \right]^{1.8868} \quad \text{Ec.B.13}$$

B.1.3.5. Correlación de Total

Esta correlación [40] tiene la siguiente forma general:

$$R_s = \gamma_g * \left[pb * \left[\frac{10^{(B * \circ API - C * T_y)}}{A} \right] \right]^D \quad \text{Ec.B.14}$$

Donde los valores de las constantes A, B, C y D se presentan en la tabla B.3 de acuerdo con la gravedad API del crudo.

TABLA B.3

VALORES DE LAS CONSTANTES A, B, C Y D PARA LA CORRELACIÓN DE LA TOTAL

	A	B	C	D
°API≤10	12.2651	0.03045	0.00000	0.96690
10<°API≤35	15.0057	0.01520	4.484*10 ⁻⁴	1.09500
35<°API≤45	112.9251	0.02480	-1.469*10 ⁻³	1.12900

B.1.3.6. Correlación de Muhammad Ali Al-Marhoun

Esta correlación [41] tiene la siguiente forma general:

$$R_s = \left[\frac{185.84321 * p_b * \gamma_g^{1.87784} * \gamma_o^{-3.1437}}{(T_y + 460)^{1.32657}} \right]^{1.3984} \quad \text{Ec.B.15}$$

Las correlaciones anteriormente presentadas pueden ser utilizadas para estimar valores de R_s a presiones por debajo de la presión de burbujeo, siempre y cuando se conozca la variación de la gravedad del petróleo de tanque (°API) y del gas en solución (γ_g) con presión. Standing supone que la gravedad del crudo se puede considerar constante con presión, lo cual implica que no ocurre variación de la gravedad API del crudo durante la vida productiva del yacimiento.

B.1.4. CORRELACIONES PARA DETERMINAR EL FACTOR DE COMPRESIBILIDAD DEL GAS, β_g

B.1.4.1. Por la Ley de los Gases Reales

Para un gas real, esta ecuación [37] viene dada por:

$$\beta_g = \frac{\text{Volumen de } n \text{ moles de gas a } P \text{ y } T_y}{\text{Volumen de } n \text{ moles de gas a CN}} \quad \text{Ec. B.16.1}$$

Aplicando la ley de los gases reales (i.e., $pV = nZRT$) a la Ec. B.16.1, a condiciones normales y a condiciones de yacimiento, se tiene;

$$\beta_g = \frac{P_i * Z * T}{P * Z_i * T_i} \quad \text{Ec. B.16.2}$$

donde P_i y T_i son condiciones normales (i.e., 14.7 lpca y 60 °F), luego $Z_i = 1$ y la Ec. 59 se reduce a:

$$\beta_g = \frac{14.7 * Z * T}{P * 520} = 0.02829 * \frac{Z * T}{P} \quad \text{Ec. B.16.3}$$

Si se desea expresar β_g en BY/PCN, se divide por 5.615,

$$\beta_g = 0.00504 * \frac{Z * T}{P} \quad \text{Ec. B.16.4}$$

donde :

β_g : Factor volumétrico del gas, PCY/PCN ó BY/PCN

p Presión, lpca.

T Temperatura, °R (=460 + °F)

Z : Factor de compresibilidad del gas a p y T , adim.

B.1.5. CORRELACIONES PARA DETERMINAR EL FACTOR VOLUMÉTRICO DEL PETRÓLEO, β_o

B.1.5.1. Para $P = P_b$

B.1.5.1.1. Correlación de Standing

Fue obtenida [34] en base a crudos de California.

$$\beta_{ob} = 0.9759 + 1.2 * 10^{-4} * \left[R_s * \left[\frac{\gamma_g}{\gamma_o} \right]^{0.5} + 1.25 * T_y \right]^{1.2} \quad \text{Ec. B.17}$$

B.1.5.1.2. Correlación de Vázquez y Beggs

Esta correlación [36] viene dada por:

$$\beta_{ob} = 1.0 + A * R_s + B * (T_y - 60) * \left[\frac{^\circ\text{API}}{\gamma_{gsp}} \right] + C * R_s * (T_y - 60) * \left[\frac{^\circ\text{API}}{\gamma_{gsp}} \right] \quad \text{Ec. B.18}$$

Donde los valores de las constantes A, B y C están dadas en la tabla B.4 de acuerdo a la gravedad API del crudo.

TABLA B.4
VALORES DE LAS CONSTANTES A, B Y C PARA LA CORRELACIÓN DE VÁZQUEZ Y BEGGS

	A	B	C
$^\circ\text{API} \leq 30$	$4.677 * 10^{-4}$	$1.751 * 10^{-5}$	$-1.8106 * 10^{-8}$
$^\circ\text{API} > 30$	$4.670 * 10^{-4}$	$1.100 * 10^{-5}$	$1.3370 * 10^{-9}$

B.1.5.1.3. Correlación de Glaso

Presenta la siguiente correlación [38]:

$$\beta_{ob} = 1.0 + 10 \left(-6.58511 + 2.91329 * \log A - 0.27683 * (\log A)^2 \right) \quad \text{Ec. B.19.1}$$

donde:

$$A = R_s * \left[\frac{\gamma_g}{\gamma_o} \right]^{0.526} + 0.968 * T_y \quad \text{Ec. B.19.2}$$

B.1.5.1.4. Correlación de Mannucci y Rosales

La correlación [39] es la siguiente:

$$\beta_{ob} = 0.751 * p_b^{-0.274} * R_s^{0.4624} * 10^{-0.0021 * \text{°API}} \quad \text{Ec. B.20.1}$$

Limitaciones:

Presión, p_b	1300 – 4800 lpcá.
RGP en solución, R_s	180 – 2500 PCN/BN.
Factor Vol. del petróleo, β_{ob}	1.05 – 2.4 BY/BN
Gravedad del petróleo, °API	15 – 39 °API.

Adicionalmente, Mannucci y Rosales derivaron una correlación especial para estimar β_o a presiones por debajo de la presión de burbujeo. Esta correlación está dada por:

$$\beta_o = 2.49 * \left[\frac{R_s}{\gamma_g} \right]^{0.1046} * P^{-0.0526} * 10^{-0.48 * \rho_o} \quad \text{Ec. B.20.2}$$

donde, ρ_o es la densidad del petróleo en grs/cc dada por:

$$\rho_o = 1.69 * P^{-0.0429} * 10^{-0.000796 * T_y} \quad \text{Ec. B.20.3}$$

Limitaciones:

Presión, pb	115– 4650 lpc.a.
RGP en solución, Rs	50 – 1300 PCN/BN.
Factor Vol. del petróleo, β_o	1.12 – 1.9 BY/BN
Gravedad del petróleo, °API	15 – 36 °API.
Densidad del petróleo, ρ_o	0.61 – 0.87 grs/cc @ p y Ty

B.1.5.1.5. Correlación de Total

Siguiendo la forma general de la correlación de Vázquez y Beggs, Total [40] desarrolló la siguiente correlación para estimar el factor volumétrico del petróleo en el punto de burbujeo:

$$\beta_{ob} = 1.022 + 4.857 * 10^{-4} * R_s - 2.009 * 10^{-6} * (T_y - 60) * \left[\frac{^\circ API}{\gamma_g} \right] + 17.569 * 10^{-9} * R_s * (T_y - 60) * \left[\frac{^\circ API}{\gamma_g} \right]$$

Ec. B.21

B.1.5.1.6. Correlación de Muhammad Ali Al-Marhoun

La correlación [41] para estimar β_{ob} es la siguiente:

$$\beta_{ob} = 0.497069 + 0.862963 * 10^{-3} * (T_y + 460) + 0.182594 * 10^{-2} * A + 0.318099 * 10^{-5} * A^2$$

Ec. B.22.1

donde:

$$A = R_s^{0.74239} * \gamma_g^{0.323294} * \gamma_o^{-1.20204}$$

Ec.B.22.2

Las correlaciones anteriormente presentadas pueden ser utilizadas para estimar valores de β_o a presiones por debajo de la presión de burbujeo.

B.1.5.2. β_o a presiones por encima del punto de burbujeo

B.1.5.2.1. Correlación Lineal

Es parte de la definición general de compresibilidad [37], ya que, por encima de la presión de burbujeo, la solubilidad del gas en el petróleo es constante y sólo influye la compresibilidad del petróleo.

$$\beta_o = \beta_{ob} * (1 - C_o * (P - P_b))$$

Ec.B.23

donde:

β_o : Factor volumétrico de formación del petróleo (By/BN)

β_{ob} : Factor volumétrico de formación del petróleo © Pb (By/BN)

C_o : Compresibilidad isotérmica del petróleo ($lppc^{-1}$)

P: presión de interés ($lppca$) ($P > P_b$)

P_b : Presión de burbujeo ($lppca$).

B.1.5.2.2. Correlación Exponencial

Se presenta la siguiente ecuación [37]:

$$\beta_o = \beta_{ob} * e^{(C_o * (P_b - P))} \quad \text{Ec. B.24}$$

donde:

β_o : Factor volumétrico de formación del petróleo (By/BN)

β_{ob} : Factor volumétrico de formación del petróleo © Pb (By/BN)

C_o : Compresibilidad isotérmica del petróleo ($lppc^{-1}$)

P: presión de interés ($lppca$) ($P > P_b$)

P_b : Presión de burbujeo ($lppca$)

La compresibilidad del petróleo puede obtenerse de la siguiente correlación diseñada por Vásquez y Beggs:

$$C_o = \frac{5 * R_{sb} + 17.2 * t - 1180 * \gamma_g + 12.61 * ^\circ API - 1433}{P * 10^5} \quad \text{Ec.B.25}$$

donde:

Co : Compresibilidad isotérmica del petróleo (lppc^{-1})

Rs: relación gas petróleo de solución @ P> Pb (PC/BN)

T : Temp. de interés ($^{\circ}\text{F}$)

γ_g : gravedad específica del gas

P: Presión de interés (lppca).

**CORRELACIONES PARA DETERMINAR EL FACTOR VOLUMÉTRICO TOTAL
O BIFÁSICO, βt**

B.27.-Correlación de Glaso

Esta correlación [38] es similar a la de Standing y fue desarrollada a partir de muestras de crudos del Mar del Norte. La correlación es la siguiente:

$$\beta t = 10 \left(8.0135 * 10^{-2} + 4.7257 * 10^{-1} * \log A + 1.7351 * 10^{-1} * (\log A)^2 \right) \quad \text{Ec.B.26.1}$$

donde:

$$A = R_s * \left[\frac{T_y^{0.5}}{\gamma_g^{0.3}} \right] * P^{-1.1089} * \gamma_o^{2.9 * 10^{-0.00027} * R_s} \quad \text{Ec. B.26.2}$$

B.28.-Correlación de Muhammad Ali Al-Marhoun

Esta correlación [41] fue desarrollada utilizando muestras de crudos del Medio Oriente y viene dada por:

$$\beta t = 0.314693 + 0.106253 * 10^{-4} * A + 0.18883 * 10^{-10} * A^2 \quad \text{Ec. B.27.1}$$

donde:

$$A = R_s^{0.644516} * \gamma_g^{-1.07934} * \gamma_o^{0.724874} * (T_y + 460)^{2.00621} * P^{-0.76191} \quad \text{Ec. B.27.2}$$

Limitaciones.

Presión, p	20 – 3573 lpca.
RGP total, Rs	26 – 1602 PCN/BN.
Temperatura, Ty	74 – 240 °F
Gravedad del petróleo, °API	19.4 – 44.6 °API
Gravedad del gas, γ_g	0.752 – 1.367 (aire = 1).

**CORRELACIONES PARA DETERMINAR EL FACTOR VOLUMÉTRICO DEL
AGUA, β_w**

B.29.-Correlación de Numero, Brigham y Standing

Numero y Cols [44] presentan la siguiente correlación para estimar el factor volumétrico del agua:

$$\beta_w = (A + B * P + C * P^2) * C_{sal} \quad \text{Ec. B.28.1}$$

donde, para el agua libre de gas

$$\begin{aligned} A &= 0.9947 + 5.8 * 10^{-6} * T_y + 1.02 * 10^{-6} * T_y^2 \\ B &= -4.228 * 10^{-6} + 1.8376 * 10^{-8} * T_y - 6.77 * 10^{-11} * T_y^2 \\ C &= 1.3 * 10^{-10} - 1.3855 * 10^{-12} * T_y + 4.285 * 10^{-15} * T_y^2 \end{aligned} \quad \text{Ec. B.28.2}$$

Y para agua saturada de gas:

$$\begin{aligned} A &= 0.9911 + 6.35 * 10^{-5} * T_y + 8.5 * 10^{-7} * T_y^2 \\ B &= -1.093 * 10^{-6} - 3.497 * 10^{-9} * T_y + 4.57 * 10^{-12} * T_y^2 \\ C &= -5 * 10^{-11} + 6.429 * 10^{-13} * T_y - 1.43 * 10^{-15} * T_y^2 \end{aligned} \quad \text{Ec. B.28.3}$$

Y donde el factor de corrección por salinidad C_{sal} (NaCl en porcentaje, 1%=10000 ppm) está dado por:

$$C_{sal} = 1 + NaCl * \left[\frac{5.1 * 10^{-8} * P + (5.47 * 10^{-6} - 1.95 * 10^{-10} * P) * (T_y - 60) + (-3.23 * 10^{-8} + 8.5 * 10^{-13} * P) * (T_y - 60)^2}{1} \right] \quad \text{Ec. B.28.4}$$

B.30.-Método de McCain

Este método [43] es válido para aguas de yacimientos con concentraciones de sales ampliamente variables. Así un aumento en la concentración de sal causa un ligero aumento en el coeficiente de expansión térmica del agua, lo cual causa un ligero aumento en ΔV_{wt} . Un aumento en la concentración de sal causa una disminución en la solubilidad del gas en el agua y esto causa una ligera disminución en ΔV_{wp} . Estos cambios en ΔV_{wt} y ΔV_{wp} están dentro de un 1% para concentraciones de sales en el rango de 0 a 30 %.

$$\beta_w = (1 + \Delta V_{wp}) * (1 + \Delta V_{wt}) \quad \text{Ec. B.29.1}$$

$$\Delta V_{wt} = -1.0001 * 10^{-2} + 1.33391 * 10^{-4} * T_y + 5.50654 * 10^{-7} * T_y^2$$

Ec. B.29.2

$$\Delta V_{wp} = -1.9530 * 10^{-9} * p * T_y - 1.7283 * 10^{-13} * p^2 * T_y - 3.5892 * 10^{-7} * p - 2.2534 * 10^{-10} * p^2$$

Ec. B.29.3

B.31.-Correlación de Craft y Hawkins

Se presenta la siguiente correlación [37]:

$$\beta_w = \beta_{wp} * (1 + A * NaCl * 10^{-4}) \quad \text{Ec. B.30.1}$$

donde:

β_w : Factor volumétrico de agua salada en contacto con gas (By/BN).

β_{wp} : Factor volumétrico de agua salada en contacto con gas (By/BN).

NaCl: salinidad del agua (ppm).

$$A = 5.1 * 10^{-8} * p + (T - 60) * (5.47 * 10^{-6} - 1.95 * 10^{10} * p) + (T - 60)^2 (-3.23 * 10^{-8} + 8.5 * 10^{-13} * p)$$

Ec. B.30.2

$$\beta_{wp} = (C_1 + C_2 * P + C_3 * P^2)$$

Ec. B.30.3

$$C_1 = 0.9911 + 6.35 * 10^{-5} * T + 8.5 * 10^{-7} * T^2$$

$$C_2 = 1.093 * 10^{-6} - 3.497 * 10^{-9} * T + 4.57 * 10^{-12} * T^2$$

Ec. B.30.4

$$C_3 = -5 * 10^{-11} + 6.429 * 10^{-13} * T - 1.43 * 10^{-15} * T^2$$

T: Temperatura de interés (°F).

P: Presión de interés (lppca).

**CORRELACIONES PARA DETERMINAR LA RELACIÓN GAS EN
SOLUCIÓN-AGUA, R_{sw}**

B.32.-Correlación de McCain

Se recomienda no utilizar esta correlación [43] para presiones menores de 1.000 lpca.

$$R_{sw} = [A + B * p + C * p^2] * C_{sal} \quad \text{Ec. B.31.1}$$

donde:

$$A = 8.15839 - 6.12265 * 10^{-2} * T_y + 1.91663 * 10^{-4} * T_y^2 - 2.1654 * 10^{-7} * T_y^3$$

$$B = 1.01021 * 10^{-2} - 7.44241 * 10^{-5} * T_y + 3.05553 * 10^{-7} * T_y^2 - 2.94883 * 10^{-10} * T_y^3$$

$$C = \left(\begin{array}{l} -9.02505 + 0.130237 * T_y - 8.53425 * 10^{-4} * T_y^2 + 2.34122 * 10^{-6} * T_y^3 - \\ 2.37049 * 10^{-9} * T_y^4 \end{array} \right) * 10^{-7}$$

Ec. B.31.2

y el factor de corrección por salinidad C_{sal} (NaCl en porcentaje, 1%=10.000 ppm) está dado por:

$$C_{sal} = 10^{(-0.0840655 * T_y^{-0.285854} * NaCl)} \quad \text{Ec. B.31.3}$$

Con p en lpca y T en °F.

B.33.-Correlación de Numbere, Brigham y Standing

Presentaron la siguiente correlación [44]:

$$R_{sw} = [A + B * p + C * p^2] * C_{sal} \quad \text{Ec. B.32.1}$$

donde:

$$\begin{aligned}
 A &= 2.12 + 0.00345 * Ty - 0.0000359 * Ty^2 \\
 B &= 0.0107 - .0000526 * Ty + 1.48 * 10^{-7} * Ty^2 \\
 C &= -8.75 * 10^{-7} + 3.9 * 10^{-9} * Ty - 1.02 * 10^{-11} * Ty^2
 \end{aligned}
 \tag{Ec. B.32.2}$$

Y el factor de corrección por salinidad sal (NaCl en porcentaje, 1%=10.000 ppm) esta dado por:

$$C_{sal} = 1 - (0.0753 - 0.000173 * Ty) * NaCl \tag{Ec. B.32.3}$$

donde, p en lpca y Ty en °F.

***CORRELACIONES PARA DETERMINAR LA VISCOSIDAD DEL PETRÓLEO,
μo***

B.34.-Correlación de Beal

Esta correlación [48] determina la viscosidad del petróleo muerto (sin gas), a temperatura del yacimiento y presión atmosférica como función de la gravedad API.

$$\mu_{od} = \left[0.32 + \frac{1.8 * 10^7}{\text{°API}^{4.53}} \right] * \left[\frac{360}{Ty + 200} \right]^a \tag{Ec. B.33.1}$$

donde:

$$a = 10^{\left[\frac{0.43 + 8.33}{\text{°API}} \right]} \tag{Ec. B.33.2}$$

Limitaciones:

Viscosidad, μo 0.865 – 1.55 cp.

Temperatura, Ty 98 – 250 °F

Gravedad del petróleo, °API 10 – 52.5 °API

B.35.-Correlación de Beggs y Robinson

Obtuvieron correlaciones empíricas [49] para calcular la viscosidad de crudos muertos (sin gas en solución).

$$\mu_{od} = 10^X - 1 \quad \text{Ec. B.34.1}$$

donde:

$$X = Y * T_y^{-1.163}$$
$$Y = 10^Z \quad \text{Ec. B.34.2}$$
$$Z = 3.0324 - 0.02023 * \text{°API}$$

Para crudos con gas en solución la correlación es:

$$\mu_{ob} = a * (\mu_{od})^b \quad \text{Ec. B.34.3}$$

donde:

$$a = 10.715 * (R_s + 100)^{-0.515}$$
$$b = 5.44 * (R_s + 150)^{-0.338} \quad \text{Ec. B.34.4}$$

Limitaciones:

Presión, p	15 – 5265 lpca.
RGP en solución, R _s	20 – 2070 PCN/BN
Temperatura, T _y	70 – 295 °F
Gravedad del petróleo, °API	16 – 58 °API

B.36.-Correlación de Chew y Connally

Desarrollaron una correlación [50] para calcular la viscosidad de crudos con gas en solución:

$$\mu_{ob} = a * (\mu_{od})^b \quad \text{Ec. B.35.1}$$

donde:

$$a = 0.20 + 0.80 * 10^{-0.00081} * R_s \quad \text{Ec. B.35.2}$$

$$b = 0.43 + 0.57 * 10^{-0.00072} * R_s$$

Limitaciones:

Presión, pb	132 – 5645 lpca.
RGP en solución, Rs	51 – 3544 PCN/BN
Temperatura, Ty	72 – 292 °F
Viscosidad, μ_{od}	0.377 – 50 cp

B.37.-Correlación de Vázquez y Beggs

Desarrollaron una correlación [36] que estima la viscosidad de crudos a presiones por encima de la presión de burbujeo:

$$\mu_o = \mu_{ob} * \left(\frac{P}{P_b} \right)^m \quad \text{Ec. B.36.1}$$

donde:

$$m = 2.6 * p^{1.187} * 10^{(-3.9 * 10^{-5} * p - 5)} \quad \text{Ec. B.36.2}$$

Limitaciones:

Presión, pb	141 – 9515 lpca.
RGP en solución, Rs	9.3 – 2199 PCN/BN
Gravedad del petróleo, °API	15.3 – 59.5 °API
Gravedad del gas, γ_g	0.511 – 1.351 (aire=1)
Viscosidad, μ_{od}	0.117 – 148 cp

B.38.-Correlación de Glaso

Presenta la siguiente correlación [38] para calcular la viscosidad de crudos muertos (sin gas en solución):

$$\mu_{od} = (3.141 * 10^{10}) * T_y^{-3.444} * \log^{\circ} API^{(10.313 * \log T_y - 36.447)} \quad \text{Ec. B.37}$$

Limitaciones:

Temperatura, T_y	50 – 300 °F
Gravedad del petróleo, °API	20.1 – 48.1 °API
Viscosidad, μ_{od}	0.616 – 39.1 cp

CORRELACIÓN PARA DETERMINAR LA VISCOSIDAD DEL GAS, •g

B.39.-Correlación de Lee, González y Eakin

Midieron la viscosidad de 4 gases naturales con impurezas (CO₂, N₂) a temperaturas desde 100 hasta 340 °F y presiones desde 100 hasta 8.000 lpca. A partir de estos datos experimentales obtuvieron la siguiente correlación [51]:

$$\mu_g = K * \frac{\exp(x * \rho_g^y)}{10^4} \quad \text{Ec. B.38.1}$$

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

$$x = 3.5 + \frac{986}{T} + 0.01 * Mg \quad \text{Ec. B.38.2}$$

$$Y = 2.4 - 0.2 * x$$

donde:

μ_g : Viscosidad del gas a p y T, cp.

ρ_g : Densidad del gas a p y T, grs/cc.

Mg: Peso molecular del gas, lbs/lbs-mol.

T: Temperatura absoluta, °R

CORRELACIÓN PARA DETERMINAR LA VISCOSIDAD DEL AGUA, μ_w

B.40.-Correlación Van Wingen

Presenta una correlación [52] para estimar la viscosidad del agua a condiciones de yacimiento:

$$\mu_w = e^{(1.003 - 1.479 * 10^{-2} * T_y + 1.982 * 10^{-5} * T_y^2)} \quad \text{Ec. B.39}$$

donde:

μ_w : Viscosidad del agua cp

T_y : Temperatura del yacimiento en °F.

B.41.-Correlación de Meehan

Mediante la expresión [53]:

$$\mu_w = \left[A + \frac{B}{T_y} \right] * f \quad \text{Ec. B.40.1}$$

donde:

$$A = -0.04518 + 0.009313 * (\%NaCl) - 0.000393 * (\%NaCl)^2 \quad \text{Ec. B.40.2}$$

$$B = 70.634 + 0.09576 * (\%NaCl)^2$$

y el factor de corrección por presión, f , dado por:

$$f = 1 + 3.5 * 10^{-12} * p^2 * (Ty - 40). \quad \text{Ec. B.40.3}$$

donde:

μ_w : Viscosidad del agua, cp

P: Presión en lpc.

Ty: Temperatura del yacimiento, °F

B.42.-Correlación de McCain

Desarrolló la siguiente correlación [43].

$$\mu_w = [A * Ty^B] * f \quad \text{Ec. B.41.1}$$

donde:

$$A = 109.574 - 8.40564 * (\%NaCl) + 0.313314 * (\%NaCl)^2 + 8.72213 * 10^{-3} * (\%NaCl)^3$$
$$B = -1.12166 + 2.63951 * 10^{-2} * (\%NaCl) - 6.79451 * 10^{-4} * (\%NaCl)^2 - 5.47119 * 10^{-5} * (\%NaCl)^3 + 1.55586 * 10^{-6} * (\%NaCl)^4$$

Ec. B.41.2

Y el factor de corrección por presión, f , dado por:

$$f = 0.9994 + 4.0295 * 10^{-5} * p + 3.1062 * 10^{-9} * p^2 \quad \text{Ec. B.41.3}$$

Donde:

μ_w : Viscosidad del agua, cp

P: Presión en lpc.

Ty: Temperatura del yacimiento, °F

**CORRELACIÓN PARA DETERMINAR LA COMPRESIBILIDAD DEL
PETRÓLEO, CO**

B.43.-Correlación de Vázquez y Beggs

Desarrollaron una correlación [36] para calcular la compresibilidad del petróleo a presiones por encima de la presión de burbujeo. La correlación es:

$$C_o = \frac{-1433 + 5 * R_s + 17.2 * T_y - 1180 * \gamma_{gsp} + 12.61 * ^\circ API}{p * 10^5} \quad \text{Ec. B.42}$$

B.44.-Correlación de McCain, Rollins y Villena

Desarrollaron correlaciones [54] para determinar el coeficiente isotérmico de compresibilidad del petróleo a presiones por debajo de la presión de burbujeo. Las correlaciones son las siguientes:

$$\ln C_o = -7.573 - 1.45 * \ln p - 0.383 * \ln T_y + 0.256 * \ln ^\circ API + 0.449 * \ln R_s \quad \text{Ec. B.43.1}$$

Si no se dispone de la presión de burbujeo, p_b , la siguiente correlación puede ser utilizada

$$\ln C_o = -7.663 - 1.497 * \ln p - 1.115 * \ln T_y + 0.533 * \ln ^\circ API + 0.184 * \ln R_s \quad \text{Ec. B.43.2}$$

Si no se dispone de la presión de burbujeo, p_b y R_s , la siguiente correlación puede ser utilizada:

$$\ln Co = -7.114 - 1.394 * \ln p - 0.981 * \ln Ty + 0.770 * \ln \text{°API} + 0.446 * \ln \gamma_g$$

Ec. B.43.3

donde: Co en lpc^{-1} , p en lpca y Ty en $^{\circ}\text{R}$.

Limitaciones:

Presión, p_b	763 – 5300 lpca .
Presión, p	500 – 5300 lpca .
RGP total, R_s	15 – 1947 PCN/BN
Temperatura, Ty	78 – 330 $^{\circ}\text{F}$
Gravedad del petróleo, $^{\circ}\text{API}$	18 – 52 $^{\circ}\text{API}$
Gravedad del gas, γ_g	0.58 – 1.2 (aire=1)
Compresibilidad del petróleo, Co	31 – 6600 $\text{lpc}^{-1} * 10^{-6}$

CORRELACIÓN PARA DETERMINAR LA COMPRESIBILIDAD DEL GAS,

Cg

B.45.-Método de Mattar, Brar y Aziz

Propusieron el siguiente método analítico [55] para calcular Csr. Las ecuaciones del método son:

$$C_{sr} = \frac{1}{P_{sr}} + \frac{0.27}{Z^2 * T_{sr}} * \left(\frac{\left(\frac{\partial Z}{\partial \rho r} \right)_{T_{sr}}}{1 + \left(\frac{\rho r}{Z} \right) * \left(\frac{\partial Z}{\partial \rho r} \right)_{T_{sr}}} \right) \quad \text{Ec. B.44.1}$$

donde:

$$\left[\frac{\partial Z}{\partial \rho r} \right]_{T_{sr}} = A_1 + \frac{A_2}{T_{sr}} + \frac{A_3}{T_{sr}^3} + \frac{A_4}{T_{sr}^4} + \frac{A_5}{T_{sr}^5} + 2 * \rho r * \left[A_6 + \frac{A_7}{T_{sr}} + \frac{A_8}{T_{sr}^2} \right] - \frac{5 * \rho r^4 * A_9}{T_{sr}} * \left[A_7 + \frac{A_8}{T_{sr}} \right] + \frac{2 * \rho r * A_{10}}{T_{sr}^3} * \left[1 + A_{11} * \rho r^2 - [A_{11} * \rho r^2]^2 \right] * e^{-A_{11} * \rho r^2}$$

Ec. B.44.2

y las constantes, A1 – A11, son:

- | | |
|---------------|-------------|
| A1= 0.3265 | A2= -1.0700 |
| A3= -0.5339 | A4= 0.01569 |
| A5 = -0.05165 | A6= 0.5475 |
| A7= - 0.7361 | A8= 0.1844 |
| A9= 0.1056 | A10= 0.6134 |
| A11= 0.7210 | |

Con la densidad reducida, ρ_r , dada por:

$$\rho_r = \frac{\rho_g}{\rho_{gc}} = \frac{Z_c * p_{sr}}{Z * T_{sr}} = 0.27 * \frac{P_{sr}}{Z * T_{sr}} \quad \text{Ec. B.44.3}$$

Donde ρ_{gc} es la densidad del gas en su punto crítico, y el factor Z del gas en su punto crítico Z_c , se ha tomado como 0.27.

Luego:

$$C_g = \frac{C_{sr}}{P_{sc}} \quad \text{Ec. B.44.4}$$

**CORRELACIÓN PARA DETERMINAR LA COMPRESIBILIDAD DEL AGUA,
 C_w**

B.46. -Correlación de Meehan

Meehan presenta la siguiente correlación [56]:

$$C_{wp} = \frac{A + B * T_y + C * T_y^2}{10^6} \quad \text{Ec. B.45.1}$$

donde:

$$A = 3,856 - 0,000134 * P$$

$$B = -0,01052 + 4,77 \times 10^{-7} * P \quad \text{Ec. B.45.2}$$

$$C = 3,9267 \times 10^{-5} - 8,8 \times 10^{-10} * P$$

con P en lpsca y T_y en °F

La siguiente ecuación permite corregir C_{wp} por solubilidad:

$$C_{w1} = C_{wp} * (1 + 0,0088 * R_{sw}) \quad \text{Ec. B.45.3}$$

Para corregir por salinidad:

$$C_w = C_{w1} * \left[1 + NaCl^{0,7} * \left(-0,052 + 0,00027 * T_y - 1,14 \times 10^{-6} * T_y^2 + 1,21 \times 10^{-9} * T_y^3 \right) \right]$$

Ec. B.45.4

con T_y en °F y NaCl en porcentaje (1% = 10000 ppm)

B.47.- Correlación de Osif

Osif desarrollo una correlación [57] para estimar la compresibilidad isotérmica del agua, para presiones mayores que la presión del punto de burbujeo. La correlación es la siguiente:

$$C_w = -\frac{1}{\beta\omega} * \left[\frac{\partial\beta\omega}{\partial P} \right]_T = \frac{1}{(7.033 * P + 541.5 * NaCl - 0.537 * T_y + 403300)} \quad \text{Ec. B.46}$$

donde, P en lpca., T_y en °F y NaCl en grs/litros (ppm/5843)

CORRELACIONES PARA DETERMINAR LA DENSIDAD DEL PETRÓLEO,

•O

B.48.-Correlación de Standing

Presenta la siguiente correlación [34]:

$$\rho_o = \frac{350 * \gamma_o + 29 * \gamma_g * \frac{R_s}{379}}{5.615 * \beta_o} \quad \text{Ec. B.47.1}$$

o también:

$$\rho_o = \frac{\rho_{ost} + 0.0136 * \gamma_g * R_s}{\beta_o} \quad \text{Ec. B.47.2}$$

donde ρ_{ost} es la densidad del petróleo de tanque ($\rho_{ost}=62.4*\gamma_o$) a condiciones normales en lbs/PC.

B49.-Correlación de Gottfried

Presenta la siguiente correlación [58] para determinar ρ_o en función de temperatura:

$$\rho_o = \frac{\rho_{ost}}{\left[1 + \frac{T - 68}{1885} \right]} \quad \text{Ec. B.48.1}$$

donde, T es la temperatura en °F y ρ_{ost} la densidad del petróleo a condiciones normales (60°F, 15 °c ó 288 °K):

$$\begin{aligned} \rho_{ost} &= \gamma_o * 62.4 && (\text{lbs/pie}^3) \\ \rho_{ost} &= \gamma_o * 1000 && (\text{Kg} / \text{m}^3) \end{aligned} \quad \text{Ec. B.48.2}$$

La gravedad específica del petróleo a 60°F, γ_o viene dada:

$$\gamma_o = \frac{141.5}{131.5 + ^\circ API} \quad \text{Ec. B.48.3}$$

En esta ecuación, la °API es la gravedad API del petróleo medida a 60°F.

DETERMINACIÓN DE LA DENSIDAD DEL GAS, •g

B.50.-Por la Ley General de los Gases Reales

La densidad del gas, ρ_g , puede determinarse por la ley general de los gases [47] reales, i.e.:

$$V = \frac{n * Z * R * T}{P} \quad \text{Ec. B.49.1}$$

El volumen puede ser calculado como:

$$V = \frac{mg}{\rho_g} \quad \text{Ec. B.49.2}$$

Sustituyendo la Ec. B.50.2 en la Ec. B.50.1, se obtiene:

$$\rho_g = \frac{P * mg}{n * Z * R * T} \quad \text{Ec. B.49.3}$$

o también:

$$\rho_g = \frac{P * M}{Z * R * T} \quad \text{Ec. B.49.4}$$

donde:

ρ_g : Densidad del gas, lbs/PC

P: Presión absoluta, lpca.

T: Temperatura absoluta, °R

M: Peso molecular del gas, lbs/lbmol

Z Factor de compresibilidad, adim.

R: 10.73 lpca-pie³/lbmol-°R

B.51.-Por la Ley de la Conservación de la Masa

Otra forma de expresar ρ_g , es considerando la ley de la conservación de la masa [47] para una cantidad dada de gas. Esto es;

$$(\rho * V)_{CY} = (\rho * V)_{CN} \quad \text{Ec. B.50.1}$$

Lo cual indica que el cambio en densidad de condiciones de yacimiento (CY) a condiciones normales (CN), esta dado por el cambio en volumen, puesto que la masa permanece constante. De la Ec. B.51.1, se obtiene;

$$\rho_{gcy} = \frac{\rho_{gcn}}{50615 * \beta_g} \quad \text{Ec. B.50.2}$$

donde β_g es el factor volumétrico del gas BY/BN a la presión y temperatura a la cual ρ_g (lbs/PC) es deseada.

La densidad del gas a condiciones normales, ρ_{gcn} , está dada por:

$$\rho_{g_{CN}} = 0.0763 * \gamma_g, \quad (\text{lbs/PC}) \quad \text{Ec. B.50.3}$$

donde la ρ_g es la gravedad específica del gas (aire=1).

Debe recordarse, que si el gas es una mezcla y contiene componentes no-hidrocarburos (CO₂, N₂, etc.), estos deben tenerse en cuenta en el cálculo de Z.

CORRELACIÓN PARA DETERMINAR LA DENSIDAD DEL AGUA, •w

B.52.- Correlación de McCain

Desarrolló la siguiente ecuación [43]:

$$\rho_w = 62.368 + 0.438603 * NaCl + 1.60074 * 10^{-3} * NaCl^2 \quad \text{Ec. B.51}$$

donde NaCl es la salinidad en porcentaje (1%=10.000 ppm).

APÉNDICE C

C.1. PREDICCIÓN DEL RECOBRO DE CRUDO A PARTIR DE CORRELACIONES

Un estimado rápido de recobro final de proyectos de inyección de gas puede ser obtenido a partir de correlaciones y de extrapolación de datos de producción. Estos métodos empíricos son fáciles de aplicar y requieren poca información del yacimiento. Pueden ser utilizados en estudios conceptuales con el fin de seleccionar posibilidades de gases de inyección.

C.1.1. CORRELACIÓN DE CORPOVEN-TOTAL

C.1.1.1 CARÁCTERÍSTICAS

Total Compañía Francesa del Petróleo, desarrolló correlaciones empíricas para Corpoven S.A. [59] que permiten predecir el recobro en función del tiempo para yacimientos de petróleo negro ubicados en la cuenca Oriental de Venezuela, bajo los esquemas de agotamiento natural e inyección de agua o gas. Estas correlaciones pueden ser usadas con un alto grado de confiabilidad pero lógicamente no reemplazan los estudios convencionales de Ingeniería de Yacimiento.

Las correlaciones fueron obtenidas en base a un estudio paramétrico en vez de uno estadístico. Con este fin se creó un yacimiento modelo o típico que tenía como característica los valores promedios (Tabla C.1) de propiedades obtenidas a partir de la información disponible de 74 proyectos de inyección de agua y/o gas activos. Luego, usando un simulador numérico implícito, de petróleo negro, tridimensional y trifásicos, el yacimiento modelo fue sometido a estudio bajo diferentes esquemas de inyección de agua y de gas. Se hicieron estudios de

simulación de un corte vertical para tener en cuenta el efecto de la variación de permeabilidad con profundidad sobre la eficiencia vertical de barrido y de un modelo areal para tener en cuenta las heterogeneidades areales y la geometría de los pozos sobre la eficiencia areal de barrido.

TABLA C.1
CARACTERÍSTICAS DEL YACIMIENTO MODELO

Profundidad de Referencia	7150 p.b.n.m.
Espesor Promedio	21 pies
Porosidad	21 %
Permeabilidad	400 md
Saturación de Agua	15 %
Presión Inicial	3130 psi a 6868 p.b.n.m.
Presión de Saturación	3130 psi a 6868 p.b.n.m.
Gravedad API del Petróleo	29°
Temperatura	219 °F
Tamaño Relativo del Acuífero (W/N)	20
Tamaño de la Capa de Gas (m)	0
Buzamiento	3°

El estudio paramétrico o fenomenológico realizado consistió en hacer un análisis separado del comportamiento de cada uno de los parámetros y su influencia sobre el recobro final. Para el abandono se consideran los siguientes límites: RAP = 10 BN/BN, RGP = 20.000 PCN/BN y qo = 10 BN/D/pozos. Los parámetros estudiados fueron:

Tamaño del Acuífero, W/N

Tamaño de la Capa de Gas, m

Profundidad del Yacimiento, D

Gravedad API del Crudo, °API

Permeabilidad del Yacimiento, K

Porcentaje de Recobro al Comienzo de la inyección, %R

C.1.1.1 ECUACIONES

Forma general de la correlación:

$$\%R = \frac{A1}{\left[\left(\frac{W}{N} \right)^{A2} + A3 \right]} + A4 * \ln(D) + A5 * API^2 + A6 * API + A7 * \ln(K) +$$

$$+ A8 + \frac{(A9 * m + A10)}{(A11 + m)^2} \quad \text{Ec. C.1}$$

Unidades:

W/N → frac., D → M pies b.n.m., API → °API, K → md, m → frac.

Los valores de las constantes A1, A2,...,A11 aparecen en la Tabla C.2. De esta Tabla se pueden leer constantes para generar 6 correlaciones predictivas para los siguientes casos:

Inyección de Gas G0 3, 9 y 15 años: porcentaje de recobro a los 3, 9 y 15 años de vida de un proyecto de inyección de gas al comienzo de la vida productiva del yacimiento.

Inyección de Gas G10 3, 9 y 15 años: porcentaje de recobro a los 3, 9 y 15 años de vida de un proyecto de inyección de gas iniciado luego de un recobro primario de 10 % POES del yacimiento.

TABLA C. 2
VALORES DE LAS CONSTANTES DE LA CORRELACIÓN DE CORPOVEN-
TOTAL PARA INYECCIÓN DE GAS

	Inyección de Gas G0			Inyección de Gas G10		
	3	9	15	3	9	15
A1	0	0	0	-55.845	-128.939	-191.97
A2	0	0	0	0.865834	0.7605234	0.592176
A3	0	0	0	10.2319	10.4154	9.97232
A4	-0.42441	3.71088	6.1916	1.16217	4.108827	6.30918
A5	0	0	0	-1.3917x10 ⁻³	-4.83024x10 ⁻³	-6.244x10 ⁻³
A6	-0.046373	0.255256	0.442	6.7588x10 ⁻²	0.378345	0.5692
A7	-0.33596	-0.25587	0.313	0.72419	1.443484	1.8649
A8	2.36185	-0.775761	-7.64	2.79716	-4.40346	-4.622
A9	35.111	35.111	35.111	36.8732	37.08488	25.00
A10	431.274	-44.4	-44.4	18.7971	15.0042	7.405
A11	10.2161	10.2161	5.063	1.73755	1.39794	1.017