

# **MANUAL PROYECTO PMM**

## **CONTENIDO**

	Pág
EL SOFTWARE	
1. Instalación	4
2. Inicialización	6
3. Descripción y funcionamiento	7
3.1. Módulo de presión mínima de miscibilidad	8
3.1.1. Correlaciones para la estimación de PMM con CO2 como gas de inyección	9
3.1.1.1. Formulario de composición del crudo	11
3.1.1.2. Limitaciones de las correlaciones para el cálculo de PMM, para los diferentes gases de inyección	14
3.1.1.3. Opciones de correlación de CO2 para el cálculo de PMM	15
3.1.2. Correlaciones para la estimación de PMM con N2 como gas de inyección	20
3.1.2.1. Opciones de correlación de N2 para el cálculo de PMM	21
3.1.3. Hoja de resultados para la inyección de CO2 Y N2	27
3.1.4. Correlaciones para la estimación de PMM con GN como gas de inyección	29
3.1.4.1. Formulario de composición del gas natural	30
3.1.4.2. Opciones de correlación de gas natural para el cálculo de PMM	33

3.1.5. Hoja de resultados para la inyección de gas natural	38
3.2. Modulo de simulación PVT	40
3.2.1. Pruebas de simulación PVT	40
3.2.1.1. Parámetros PVT	43
3.2.1.1.1. Determinación de la presión de burbujeo	44
3.2.1.1.2. Determinación de la presión de rocío	49
3.2.1.1.3. Determinación de la relación petróleo-gas en solución	50
3.2.1.1.4. Determinación de la relación agua- gas en solución	52
3.2.1.1.5. Determinación del factor de compresibilidad de los gases	53
3.2.1.1.6. Determinación del factor volumétrico del gas	54
3.2.1.1.7. Determinación del factor volumétrico del petróleo	55
3.2.1.1.8. Determinación del factor volumétrico total	58
3.2.1.1.9. Determinación del factor volumétrico del agua	59

.3.2.1.1.10. Determinación de la viscosidad del petróleo	62
.3.2.1.1.11. Determinación de la viscosidad del gas	66
3.2.1.1.12. Determinación de la viscosidad del agua	67
.3.2.1.1.13. Determinación de la compresibilidad del petróleo	69
.3.2.1.1.14. Determinación de la compresibilidad del gas	71
.3.2.1.1.15. Determinación de la compresibilidad del agua	72
.3.2.1.1.16. Determinación de la densidad del petróleo	74
3.2.1.1.17. Determinación de la densidad del gas	76
3.2.1.1.18. Determinación de la densidad del agua	78
3.2.1.2. Prueba de punto crítico	79
3.2.1.2.1. Formulario de condiciones críticas de crudo	79
3.2.1.3. Prueba de saturación	82
3.2.1.4. Prueba del separador	83
3.2.1.5. Prueba de viscosidad	86
3.3. Módulo de condiciones críticas	87
3.3.1. Condiciones críticas de crudo	87



.3.3.2. Condiciones críticas de gas natural de inyección	88
3.3.2.1. Formulario de condiciones críticas de gas natural de inyección	88
3.4. Módulo de cálculo de porcentaje de recobro	90
4. Ejecutar el Manual del Proyecto PMM	92
5. El “Acerca de Proyecto PMM”	94
6. Referencias Bibliográficas	96

***PROYECTO PMM***

Como parte del Trabajo Especial de Tesis titulado: **GENERAR UN MODELO ANALÍTICO QUE PERMITA ESTIMAR PRESIÓN MÍNIMA DE MISCIBILIDAD Y RECOBROS UTILIZANDO DISTINTOS GASES DE INYECCIÓN EN YACIMIENTOS DE CRUDO NEGRO**

© Rosa Isela Landáez Irazabal, 2005  
© Elías Enrique Medina Muñoz, 2005

Tutor Académico: Dr. Ing. Freddy Paz

Universidad Central de Venezuela

## **MANUAL PROYECTO PMM**

### **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: CO<sub>2</sub>, N<sub>2</sub> 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 qué es lo que desea hacer y que sea cuidadoso en la introducción de los datos.

## 1. **INSTALACIÓN** <sup>(1)</sup>

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.1:



FIG.1 Bienvenidos al Programa de Instalación de Proyecto PMM

D.-Seleccione la carpeta <sup>(2)</sup> donde desee instalar el software (FIG.2):

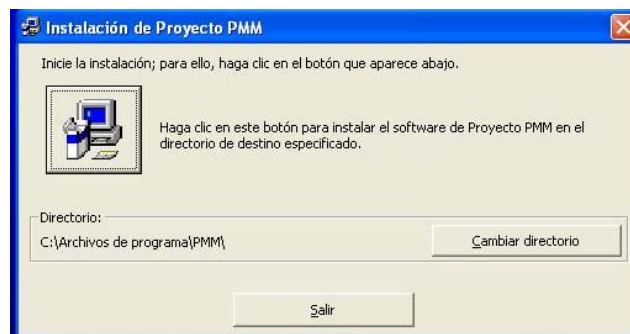


FIG.2 Selección de carpeta de Instalación

- (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 <sup>(2)</sup> donde desee instalar el software (FIG.3):

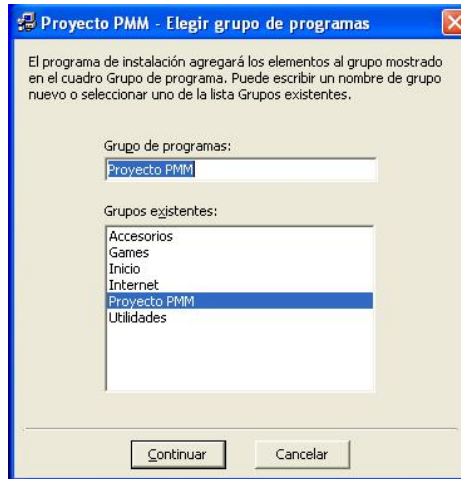


FIG.3 Selección del Grupo de Programa

F.- Al culminar correctamente el proceso de instalación, debería observar una pantalla como la mostrada en la FIG.4:



FIG.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.

## 2. INICIALIZACIÓN

A.-Diríjase al Menú Inicio, Programas, Proyecto PMM y ejecute la aplicación Proyecto PMM (FIG.5):

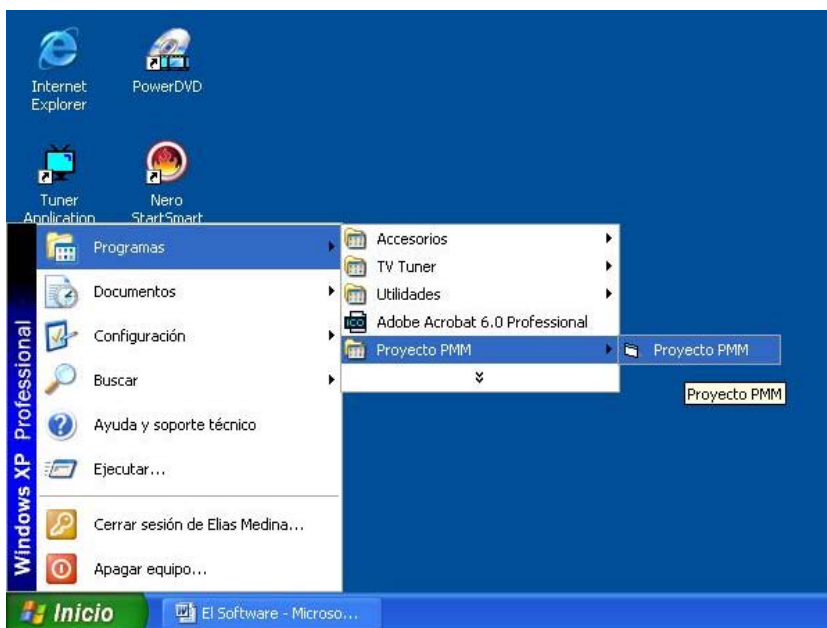


FIG.5 Ubicación de la aplicación Proyecto PMM

B.-Observará la presentación del programa “Proyecto PMM” (FIG.6):



FIG.6 Presentación del Proyecto PMM (Fuente Fotografía: Pozo Ilustrado)

### 3. DESCRIPCIÓN Y FUNCIONAMIENTO

Se le presenta al usuario un menú principal del Proyecto PMM (FIG.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.

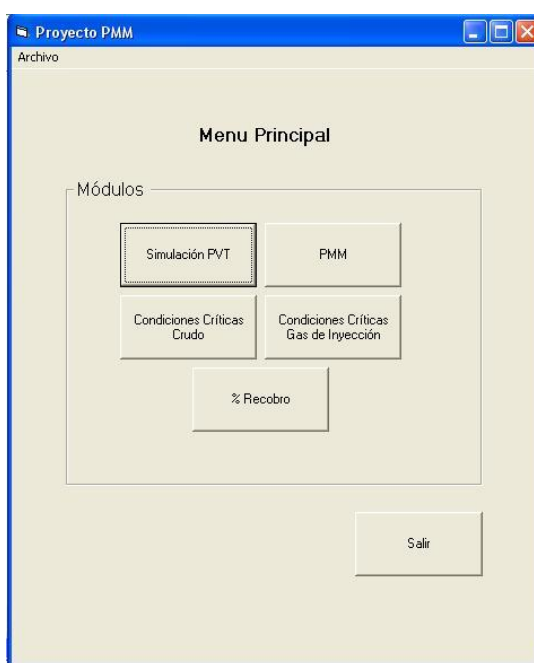


FIG.7 Menú Principal del Proyecto PMM

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).



### 3.1. 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.8).

FIG.8 Data de Temperatura y <sup>a</sup>API

Una vez ingresada esta data se pasa a la pantalla inicial de este Módulo (FIG.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: CO<sub>2</sub>, N<sub>2</sub> y Gas Natural.

FIG.9 Selección de los Gases de Inyección

### 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 (CO<sub>2</sub>), si el usuario se decide por esta opción se le muestra a continuación una serie de correlaciones empíricas capaces de calcular la PMM (FIG.10), dependientes éstas en su mayoría de la composición del crudo y de la temperatura del yacimiento.

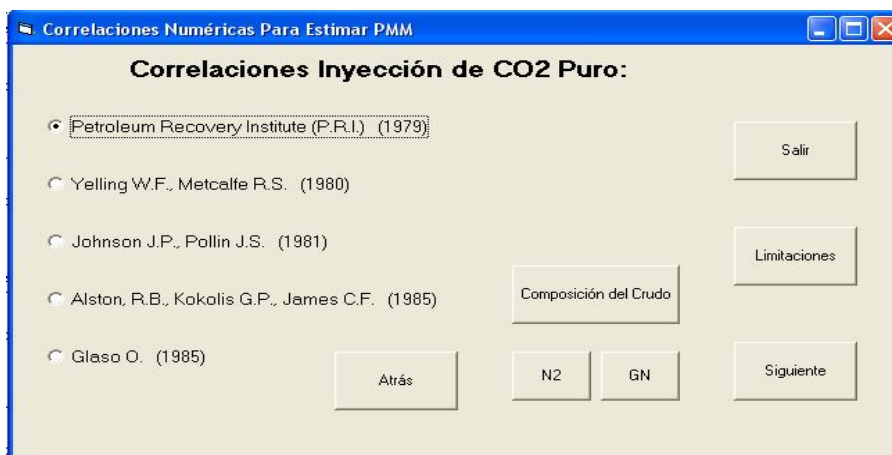


FIG.10 Correlaciones Inyección de CO2 puro

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 N<sub>2</sub> 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.11), necesaria para obtener resultados de PMM con estas correlaciones; dicha hoja será explicada con detenimiento a continuación.

### 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"/>	114.231	<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"/>	212.135	<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.11. Formulario de Composición del Crudo

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 (CO<sub>2</sub>, N<sub>2</sub> 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)<sup>(1)</sup>; 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.

**3.1.1.2. 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.12): Está referido a las condiciones generales en las que debe ó puede ser aplicada dicha correlación.



FIG.12 Mensaje de Limitación de Correlación

- Intervalos (FIG.13): Está referido a los rangos de las propiedades (P, T, API, etc), en que se puede utilizar cada correlación.

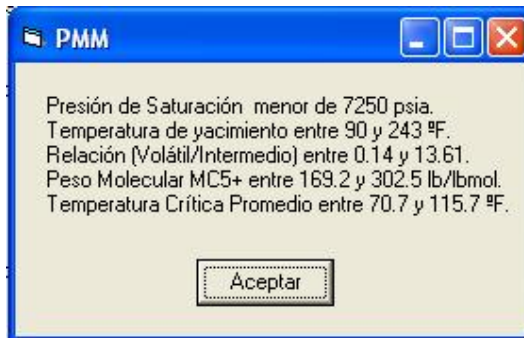


FIG.13 .Intervalos de Limitación de Correlación

### 3.1.1.3. OPCIONES DE CORRELACIÓN DE CO<sub>2</sub> PARA EL CÁLCULO DE PMM

Una vez que el usuario elige la correlación que desea utilizar y oprime el botón "Siguiete", se despliega el formulario que corresponde al cálculo de PMM mediante dicha correlación. En el caso de la utilización de CO<sub>2</sub> como gas de inyección, el software presenta las correlaciones hechas por:

- Petroleum Recovery Institute (PRI) (1979) [1]
- Yelling W.F., Metcalfe R.S. (1980)[2]
- Johnson J.P., Pollin J.S. (1981)[3]
- Alston R.B, Kokolis G.P., James C.F.(1985) [4]
- Glaso O.(1985) [5]

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

Estas correlaciones de Petroleum Recovery Institute (PRI) (1979) y Yelling W.F., Metcalfe R.S. (1980) (FIG.14 y 15), sólo requieren, para el cálculo de PMM, la Temperatura del Yacimiento. Al oprimir el botón "Generar" se absorbe el valor accedido 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.



**Johnson J.P., Pollin J.S. (1981)**

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

To [F] =     To [K] =     Tc ginj [K] =     M ginj [lb/lbmol] =

T [F] → T [K]    Mo [lb/lbmol] =     Pc ginj [psia] =

Generar    %API =

$$I = -11.73 + 6.313E-2 * M_o - 1.954E-4 * M_o^2 + 2.502E-7 * M_o^3 + (0.1362 + 1.138E-5 * M_o) * \%API - 7.222E-5 * \%API^2$$

a inj [psia/K] =     I =     Resultado

b =     PMM [psi] =     Resultado

Atrás    Exportar a Resultados

FIG.16 Johnson J.P., Pollin J.S. (1981)

En este formulario de la correlación de Johnson J.P., Pollin J.S. (1981) (FIG.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 (CO<sub>2</sub>) 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.

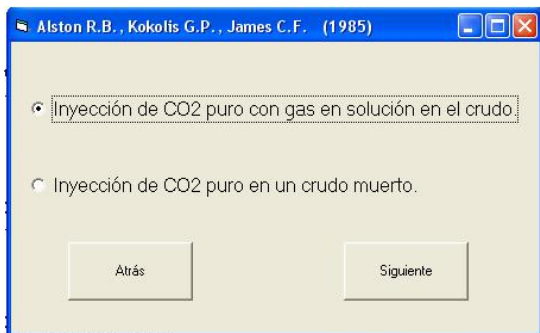
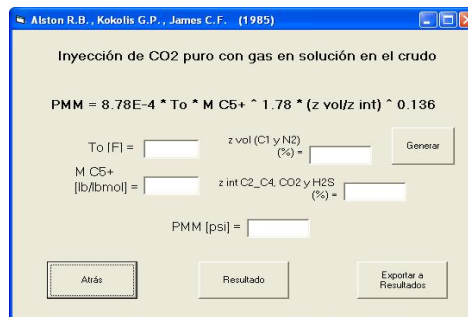


FIG. 17



↑ FIG. 18

↓ FIG. 19

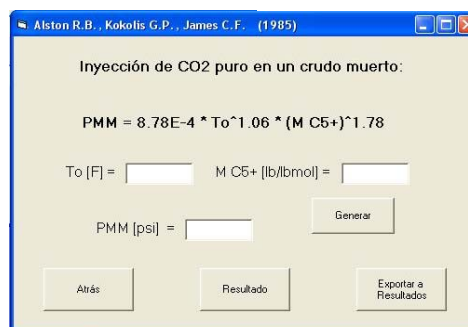


FIG.17, 18 y 19 Alston R.B, Kokolis G.P., James C.F. (1985)

En la FIG.17 se muestran las dos opciones de correlaciones para CO<sub>2</sub> de Alston R.B, Kokolis G.P., James C.F. (1985). Si se elige la primera (Inyección de CO<sub>2</sub> puro con gas en solución en el crudo), se presentará la pantalla mostrada en la FIG.18 , 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 C<sub>5+</sub>, 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, CO<sub>2</sub> y H<sub>2</sub>S). Luego para obtener la PMM, el usuario debe oprimir el botón “Resultado”.

Al elegir la segunda opción (FIG.19) (Inyección de CO<sub>2</sub> puro en un crudo muerto), al oprimir el botón “Generar” se absorben los valores de Temperatura del Yacimiento y peso molecular de C<sub>5+</sub>. La correlación presenta una tercera opción para inyección de CO<sub>2</sub> impuro que no se presenta en este trabajo, porque solo se trabajó con CO<sub>2</sub> puro.

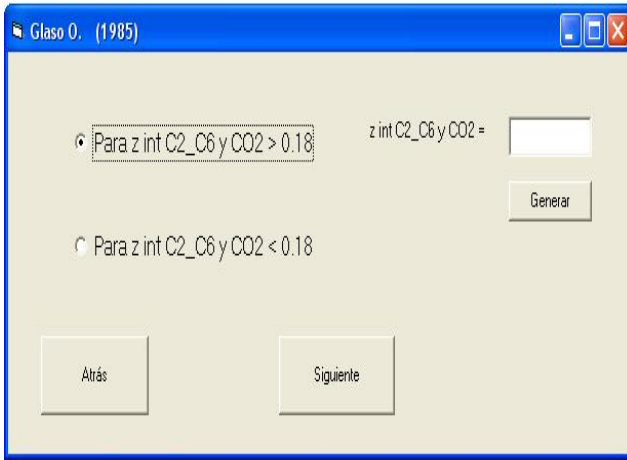
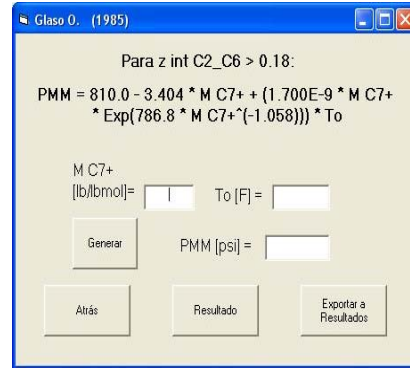


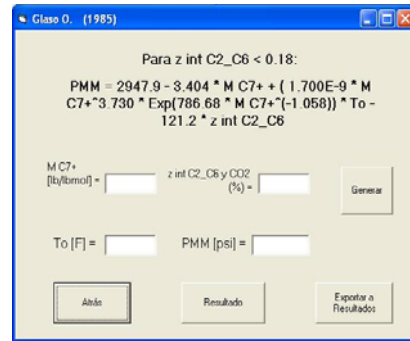
FIG. 20

FIG.20, 21 y 22 Glaso O. (1985)



↑ FIG. 21

↓ FIG. 22



En la FIG.20 se muestran las dos opciones de correlaciones de Glaso O (1985) para CO<sub>2</sub>. El usuario con el botón “Generar” obtiene el valor de la sumatoria de los componentes C<sub>2</sub>-C<sub>6</sub> y CO<sub>2</sub>. Con este puede entonces elegir entre las opciones presentadas; al seleccionar la primera (para la sumatoria de las fracciones molares de los componentes intermedios C<sub>2</sub>-C<sub>6</sub>, incluyendo el CO<sub>2</sub> en el crudo > 0.18), se presentará la pantalla mostrada en la FIG.21, 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.22) (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.

### 3.1.2. CORRELACIONES PARA LA ESTIMACIÓN DE PMM CON N<sub>2</sub> 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.23), dependientes al igual que la mayoría de la composición del crudo y de la temperatura del yacimiento.

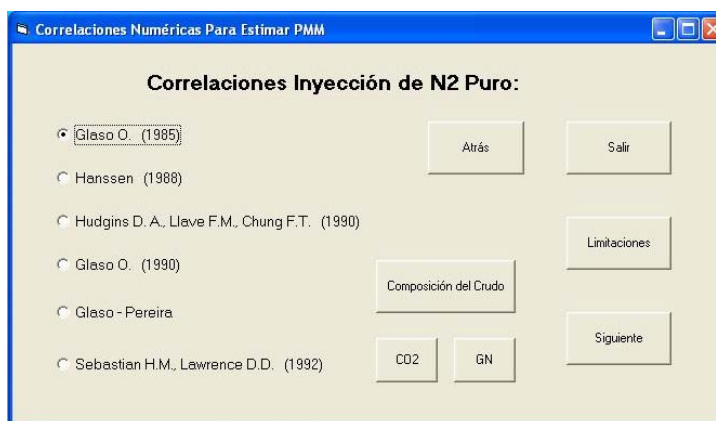


FIG.23 Correlaciones Inyección de N<sub>2</sub> puro

En este formulario, al igual que en el de las correlaciones para inyección de CO<sub>2</sub>, 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 CO<sub>2</sub> 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.

### 3.1.2.1. OPCIONES DE CORRELACIÓN DE N2 PARA EL CÁLCULO DE PMM

- Glaso O. (1985) [5]
- Hanssen (1988) [6]
- Hudgins D.A., Llave F.M., Cheng F.T. (1990) [7]
- Glaso O. (1990) [8]
- Glaso-Pereira [9]
- Sebastian H.M. Lawrence D.D (1992) [10]

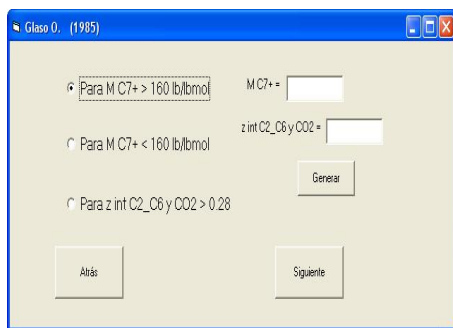


FIG. 24

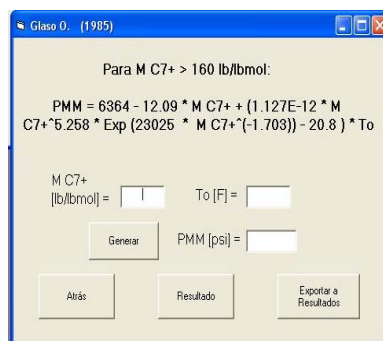


FIG. 25

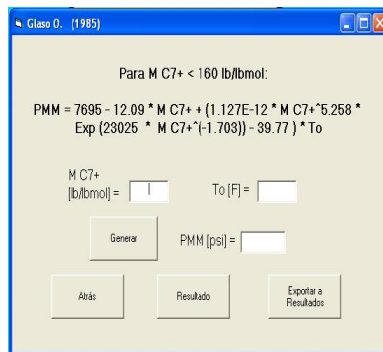


FIG. 26

FIG.24, 25, 26 y 27 Glaso O. (1985)

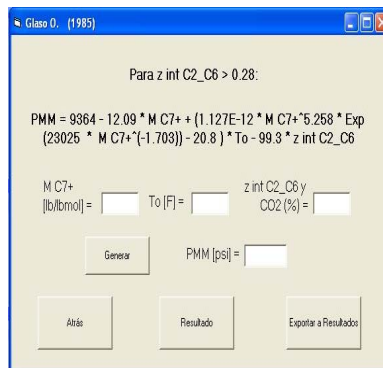


FIG.27

En la FIG.24 se muestran las tres opciones de correlaciones de Glaso O. (1985) para N<sub>2</sub>. El usuario con el botón “Generar”, obtiene el valor de la sumatoria de los componentes C<sub>2</sub>-C<sub>6</sub> y CO<sub>2</sub> y el del M<sub>C7+</sub>. Con estos puede entonces elegir entre las opciones presentadas; al seleccionar la primera (para pesos moleculares de C<sub>7+</sub> > 160 lb/lbmol), se presentará la pantalla mostrada en la FIG.25, 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<sub>7+</sub>. Para luego obtener la PMM, el usuario debe oprimir el botón “Resultado”.

Al elegir la segunda opción (FIG.26) (para pesos moleculares de C<sub>7+</sub> < 160 lb/lbmol), al oprimir el botón “Generar” se absorben los valores de Temperatura del Yacimiento, peso molecular de C<sub>7+</sub> y al igual que en el anterior se obtendrá, al oprimir el botón de “Resultado”, el valor de PMM. En la FIG.27 se muestra la tercera opción (para la sumatoria de las fracciones molares de los componentes intermedios C<sub>2</sub>-C<sub>6</sub> en el crudo > 0.28), donde al igual que en los anteriores al oprimir el botón “Generar” se obtiene el To, M<sub>C7+</sub> y además el Z C<sub>2</sub>-C<sub>6</sub>. Luego, al oprimir el botón “Resultado”, se obtiene el valor de PMM.

FIG.28 Hanssen (1988)

En la FIG.28 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 To, M<sub>C7+</sub> y además el Z C<sub>2</sub>-C<sub>6</sub> y CO<sub>2</sub> (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)

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

$$R1 = 792.06 * (z \text{ C2\_C6} / (M \text{ C7+} * \text{To}^{0.25}))$$

$$R2 = 2.15E6 * (z \text{ C1}^{5.632} / (M \text{ C7+} * \text{To}^{0.25}))$$

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

z C2\_C6 y CO2 (%) =  z C1 (%) =

R1 =  Resultado R2 =  Resultado

PMM [psi] =  Resultado

Atrás Exportar a Resultados

FIG.29 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.29. 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”.



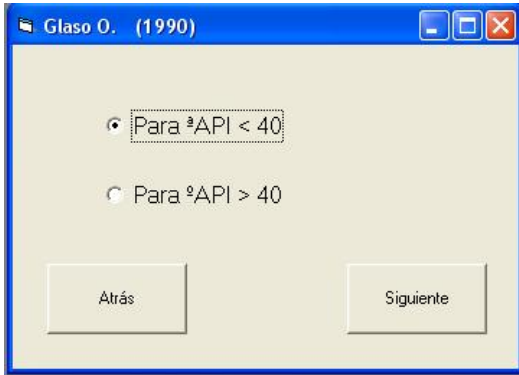
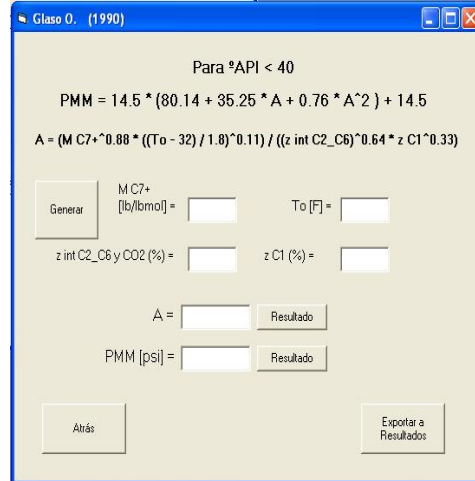


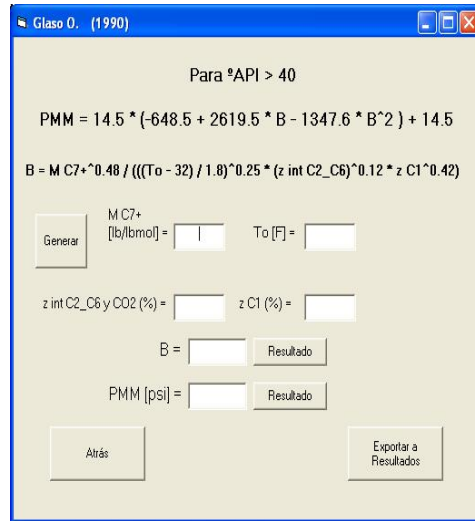
FIG. 30

FIG.30, 31 y 32 Glaso O. (1990)



↑ FIG.31

↓ FIG.32



En la FIG.30 se observa el formulario que da las opciones de la correlación Glaso O. (1990). La FIG.31 representa la opción °API < 40 y la FIG.32 la opción para °API > 40. En ambas se obtienen los valores de To, ZC<sub>1</sub>, M<sub>C7+</sub> y el ZC<sub>2-C6</sub> y CO<sub>2</sub> 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.

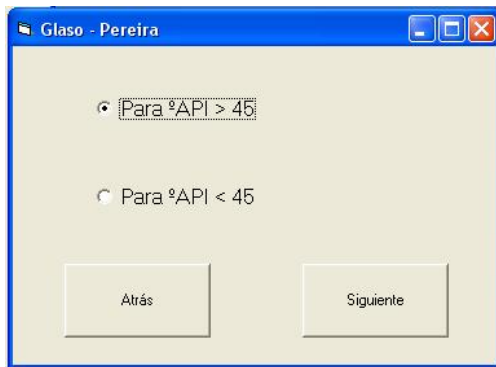
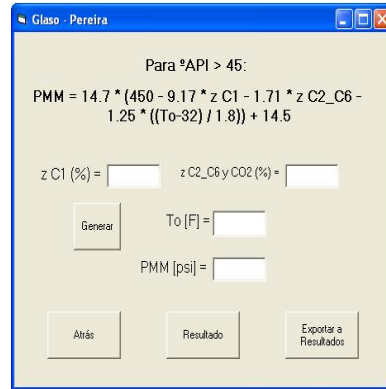


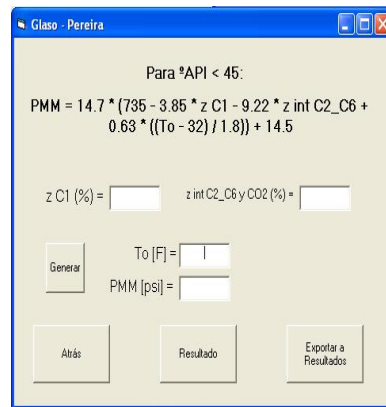
FIG. 33

FIG.33, 34 y 35 Glaso - Pereira



↑ FIG. 34

↓ FIG. 35



Las opciones de la correlación de Glaso-Pereira son mostradas en la FIG.33 y tanto para °API > 45 como para °API < 45 (FIG.34 y 35, respectivamente), el botón “Generar” sirve para obtener los valores de To, ZC<sub>1</sub>, ZC<sub>2-C6</sub> y CO<sub>2</sub>, una vez lleno el formulario de composición de crudo; que sirven para obtener el valor de PMM oprimiendo el botón “Resultado”.

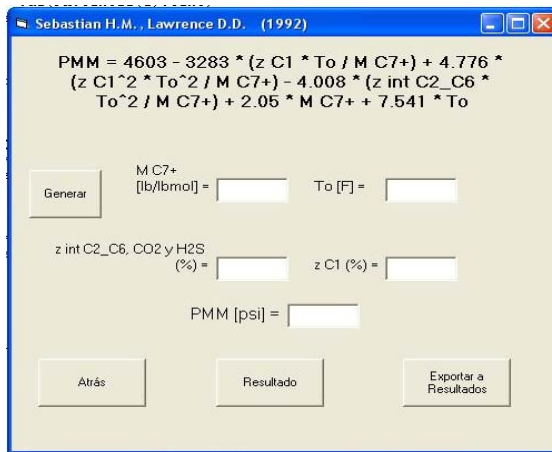


FIG.36 Sebastian H.M. Lawrence D.D

Sebastian y Lawrence presentan una correlación para Nitrógeno que se observa en la FIG.36. Una vez obtenido el resultado de PMM, este se puede “Exportar a Resultados”.

### 3.1.3. HOJA DE RESULTADOS PARA LA INYECCIÓN DE CO2 Y N2.

Composición del Crudo		Propiedades Fracción Plus (calculadas)			
Componentes	% molar				
Dióxido de Carbono	<input type="text"/>	Densidad (bs/cc) =	<input type="text"/>	<input type="button" value="Importar"/>	
Nitrógeno	<input type="text"/>	SG @ 60 °F =	<input type="text"/>	<input type="button" value="Borrar"/>	
H2S	<input type="text"/>	<b>Gas de Inyección</b>		<input type="button" value="Imprimir"/>	
Metano	<input type="text"/>	<input type="radio"/> CO2 <input type="radio"/> N2		<input type="button" value="Atrás"/>	
Etano	<input type="text"/>	Yacimiento	<input type="text"/>	<input type="button" value="Salir"/>	
Propano	<input type="text"/>	Ubicación	<input type="text"/>		
iButano	<input type="text"/>	Campo	<input type="text"/>		
n-Eutano	<input type="text"/>	<b>Propiedades del Fluido</b>			
iPentano	<input type="text"/>	Temperatura del Yacimiento (°F) =	<input type="text"/>		
n-Pentano	<input type="text"/>	Presión Saturación (psia) =	<input type="text"/>		
Hexano	<input type="text"/>	PM (lbs/bmol) =	<input type="text"/>		
Heptano	<input type="text"/>	SG gas @ 60 °F =	<input type="text"/>		
Octano	<input type="text"/>	<b>Presión Mínima de Miscibilidad (ppm) =</b>	<input type="text"/>		
Nonano	<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"/>				
C20	<input type="text"/>				

FIG.37 Hoja de Resultados para CO2 y N2

Una vez concluido el cálculo de la PMM mediante las correlaciones hechas para la inyección del CO<sub>2</sub> y del N<sub>2</sub> al usuario se le presenta un formulario (FIG. 37) 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.

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

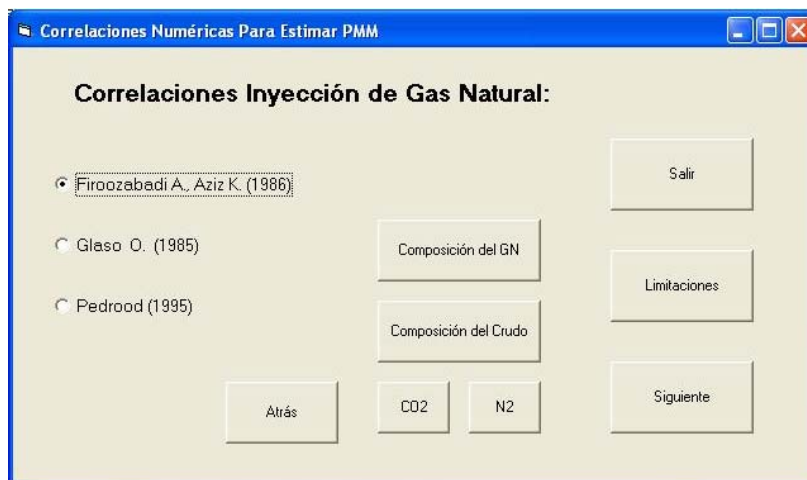


FIG.38 Correlaciones inyección de GN

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 hidrógeno, 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 38.

A diferencia de los casos anteriores, de correlaciones de inyección de CO<sub>2</sub> y N<sub>2</sub>, 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.39, que muestra el formulario de composición de GN:

**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 =

SG =

FIG.39 Formulario de composición de Gas Natural

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 (C<sub>11</sub>), ya que se está hablando de un gas y componentes mayores de C<sub>7</sub> 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.).

### 3.1.4.2. OPCIONES DE CORRELACIÓN DE GAS NATURAL PARA EL CÁLCULO DE PMM

- Firoozabadi A., Aziz K (1986) [11].
- Glaso O. (1985) [5].
- Pedrood P. (1995) [12].

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.40 Firoozabadi A., Aziz K (1986).

La correlación de Firoozabadi y Aziz se presenta en un formulario como el que se muestra en la FIG.40. Una vez lleno el formulario de composición de crudo, con el botón “Generar”, se absorben los valores del peso molecular del C<sub>7+</sub> y de la sumatoria de las fracciones molares de los componentes intermedios del crudo (C<sub>2</sub>-C<sub>5</sub>, incluyendo CO<sub>2</sub> y H<sub>2</sub>S), 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.

Glaso O. (1985)

	% 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

Generar

z C7+ (%) =  Resultado

M C7+  
[lb/lbmol] =  Resultado

SG C7+ =  Resultado

Atrás

Siguiente

FIG.41 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 <sup>(1)</sup>. El usuario, una vez lleno el formulario de composición de crudo, al oprimir el botón “Generar” la ingresa a éste; se le presentan las listas de las gravedades específicas <sup>(2)</sup> y pesos moleculares de cada uno de los componentes según la Tabla 6.1.

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”.

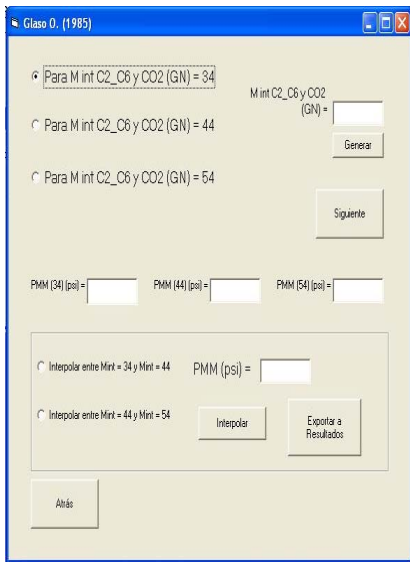


FIG.42

FIG. 41, 42, 43, 44 y 3.45 Glaso O. (1985)

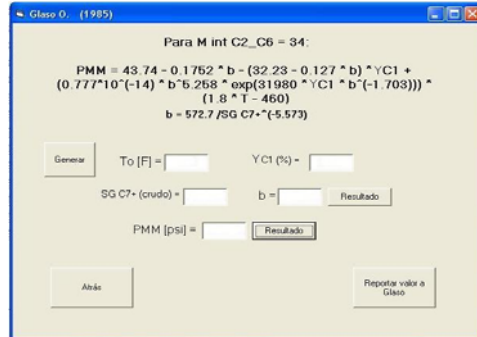


FIG.43

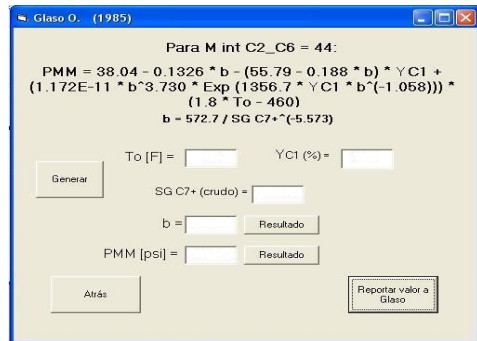


FIG.44

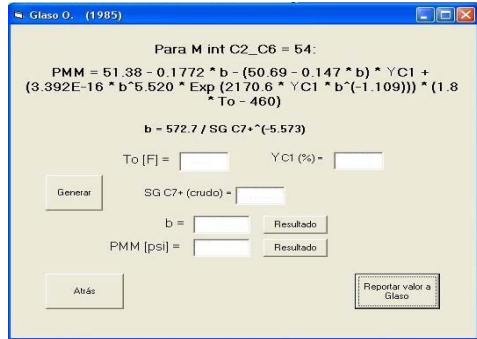


FIG.45

En la FIG.42 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 (C<sub>2</sub>-C<sub>6</sub>, incluyendo CO<sub>2</sub>), 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<sub>2</sub>-C<sub>6</sub> y CO<sub>2</sub> generado.

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

En las FIG. 43, 44 y 45 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.42), 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) (%) =
- ZC2-C5 (%) =
- YC3 (%) =
- YC4 (%) =
- MC5+ (crudo) =

Buttons and output fields:

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

FIG.46 Pedrood P. (1995)

La correlación de Pedrood P. es mostrada en el formulario que se presenta en la FIG.46. 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 correspondientes (gas y crudo), los valores de Y(C<sub>2</sub>+CO<sub>2</sub>), YC<sub>3</sub>, YC<sub>4</sub> del gas de inyección y ZC<sub>2</sub>-C<sub>5</sub>, MC<sub>5+</sub> 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.

### 3.1.5. HOJA DE RESULTADOS PARA LA INYECCIÓN DE GAS NATURAL

Composición del Crudo		Composición del GN		Propiedades Fracción Plus (calculadas)	<input type="button" value="Importar"/> <input type="button" value="Pasar"/> <input type="button" value="Imprimir"/> <input type="button" value="Atrás"/> <input type="button" value="Salir"/>
Componentes	% molar	Componentes	% molar		
Dióxido de Carbono	<input type="text"/>	Dióxido de Carbono	<input type="text"/>	Densidad (lb/pc) = <input type="text"/>	
Nitrógeno	<input type="text"/>	Nitrógeno	<input type="text"/>	SG @ 50 °F = <input type="text"/>	
H <sub>2</sub> S	<input type="text"/>	H <sub>2</sub> S	<input type="text"/>	Nombre del Crudo = <input type="text"/>	
Metano	<input type="text"/>	Metano	<input type="text"/>	Gas de Inyección = <input type="text"/>	
Etano	<input type="text"/>	Etano	<input type="text"/>	Yacimiento = <input type="text"/>	
Propano	<input type="text"/>	Propano	<input type="text"/>	Ubicación = <input type="text"/>	
i-Butano	<input type="text"/>	i-Butano	<input type="text"/>	Campo = <input type="text"/>	
n-Butano	<input type="text"/>	n-Butano	<input type="text"/>	Propiedades del Fluido	
i-Pentano	<input type="text"/>	i-Pentano	<input type="text"/>	temperatura del yacimiento (°F) = <input type="text"/>	
n-Pentano	<input type="text"/>	n-Pentano	<input type="text"/>	Presión Saturación (psia) = <input type="text"/>	
Hexano	<input type="text"/>	Hexano	<input type="text"/>	PM (lb/lbmol) = <input type="text"/>	
Heptano	<input type="text"/>	Heptano	<input type="text"/>	SG gas @ 50 °F = <input type="text"/>	
Octano	<input type="text"/>	Octano	<input type="text"/>	Presión Mínima de Miscibilidad (ppcm) = <input type="text"/>	
Nonano	<input type="text"/>	Nonano	<input type="text"/>		
Decano	<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"/>				
C20	<input type="text"/>				

FIG.47 Hoja de Resultados para GN

Se presenta en la FIG.47 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 datas 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 lo cuál 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.



### 3.2. 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.48).

A screenshot of a data entry form. It has three input fields: 'Temperatura de Yacimiento (°F) =', '°API =', and 'Presión (psi) ='. Below the fields are two buttons: 'Atrás' and 'Siguiente'.

FIG.48 Data de Temperatura, Presión y °API

#### 3.2.1. PRUEBAS DE SIMULACIÓN PVT

A screenshot of a software window titled 'Módulo de Simulación PVT'. It has a 'Pruebas' section with five radio button options: 'Parametros PVT', 'Punto Crítico', 'Punto de Saturación', 'Prueba de Separador', and 'Viscosidad'. To the right of these options are four buttons: 'Atrás', 'Datos de Entrada', 'Salida', and 'Siguiente'.

FIG.49 Módulo de Simulación PVT

Una vez ingresada esta data, se pasa a la pantalla inicial de este Módulo (FIG.49), 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.3.50).



FIG.50. Ejemplo de “Datos de Entrada”.



FIG.51. Ejemplo de “Salida”.

El botón “Salida”, le da la información al usuario de cuáles parámetros calcula la prueba (FIG.51).

Una vez que el usuario selecciona la prueba y oprime el botón “Siguiente”, 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.52).

“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.53).

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).

### 3.2.1.1. PARÁMETROS PVT



FIG.52 Parámetros PVT

La FIG.52 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.

### 3.2.1.1.1. DETERMINACIÓN DE LA PRESIÓN DE BURBUJEO (Pb)

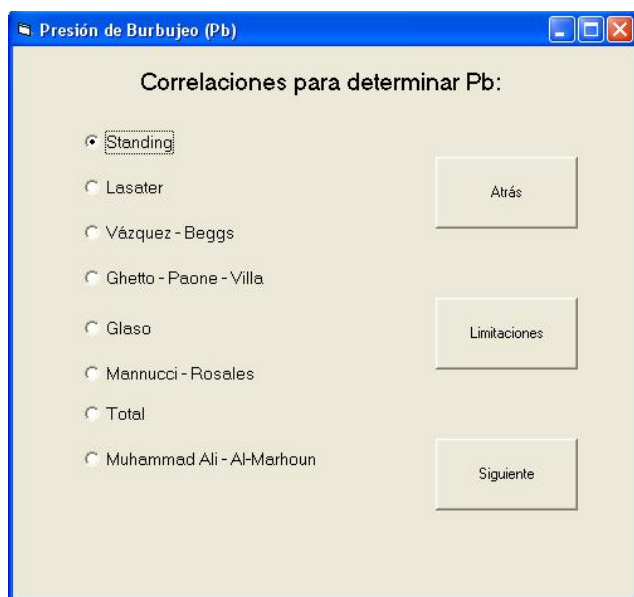
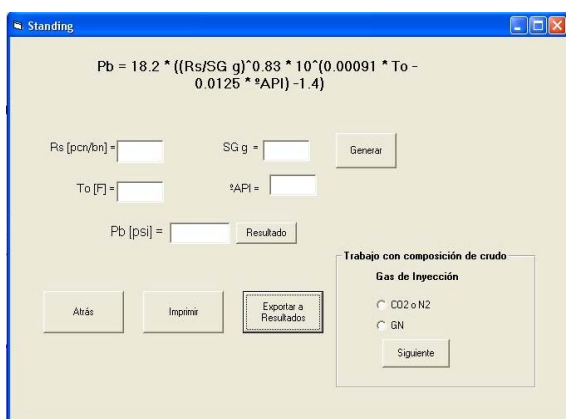


FIG.53 Correlaciones para determinar Pb

En la FIG.53 se muestran las opciones de correlaciones para la determinación de la Presión de Burbujeo:

- Standing [13] (FIG.54)
- Lasater [14](FIG.55)
- Vázquez – Beggs [15](FIG.56)
- Ghetto – Paone – Villa [16](FIG.57)
- Glaso [17](FIG.58)
- Mannucci –Rosales [18](FIG.59)
- Total [19](FIG.60)
- Muhammad Ali-Al-Marhoun [20](FIG.61)



La correlación de Standing para estimar Pb es presentada en el formulario que se muestra en la FIG.54, donde el usuario debe ingresar el valor de la relación Petróleo-Gas en solución (Rs), así como la gravedad específica del gas y al oprimir el botón “Generar” se FIG.54. Standing

absorben los valores de Temperatura del Yacimiento y °API introducidos al inicio del Módulo.

La Pb 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<sub>2</sub> y N<sub>2</sub> ó GN). Para este último caso una vez obtenido el valor de Pb, 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 Pb.

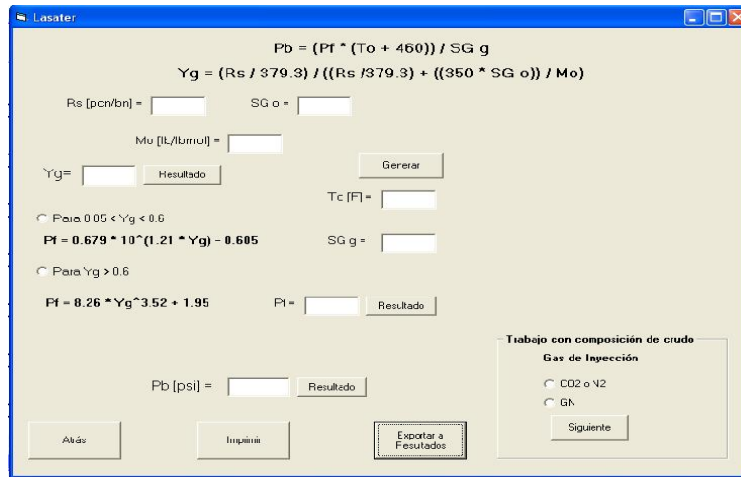


FIG.55. Lasater

En la correlación de Lasater (FIG.55), 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.56. Vázquez-Beggs

La FIG.56 muestra el formulario que contiene la correlación de Vázquez-Beggs. En el mismo el usuario debe ingresar los valores de: Rs, Tsp, Psp (Temperatura y Presión del separador), SGg (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 Pb.

FIG.57. Ghetto-Paone-Villa

Se presenta en la FIG.57 la correlación de Ghetto-Paone-Villa. Al igual que el formulario anterior el usuario debe ingresar los valores de: Rs y SGg. Al oprimir el botón “Generar” se absorberá °API y T, luego con el botón “Resultado” se estimará la Pb.

FIG.58. Glaso O

En la FIG.58 se muestra la correlación de Glaso O. Para la estimación de la  $P_b$  se requiere que el usuario introduzca el valor de  $R_s$  y la gravedad específica del gas ( $SG_g$ ), para luego a través del botón “Generar” se pueda llenar las casillas de la  $^{\circ}API$  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.59. Mannucci y Rosales

En la FIG.59 se muestra el formulario con la correlación de Mannucci y Rosales, en el cual el usuario debe introducir el valor de  $R_s$  y  $SG_g$ . 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 =  Generar

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	0.000593	0.034170
<input type="radio"/> 10 < °API <= 35	25.2755	0.7617	0.000635	0.011292
<input type="radio"/> 35 < °API <= 40	216.1711	0.6922	0.000027	0.023140

Pb [psi] =  Resultado

Atrás Imprimir Exportar a Resultados

**Trabajo con composición de crudo**

**Gas de Inyección**

CO2 o N2

GN

Siguiente

FIG.60. Correlación de La Total

La correlación de Total para el cálculo de Pb (FIG.60) 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 =  °API -> SG o

To [F] =  SG g =  SG o =

Generar Pb [psi] =  Resultado

Atrás Imprimir Exportar a Resultados

**Trabajo con composición de crudo**

**Gas de Inyección**

CO2 o N2

GN

Siguiente

FIG.61. Muhammad Ali Al-Marhoun

La FIG.61 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.

**3.2.1.1.2. DETERMINACIÓN DE LA PRESIÓN DE ROCÍO (Pr)**

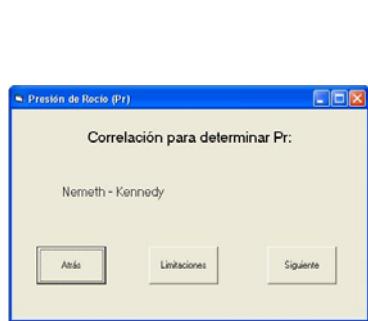


FIG.62 Correlación para determinar Pr

FIG.62 y 63 Correlación para determinar Presión de Rocío

$$\ln (Pr) = A1 * (y C2 + y C02 + y H2s + y C6 + 2 * (y C3 + y C4) + y C5 + 0.4 * y C1 + 0.2 * y N2) + A2 * SG C7+ + A3 * (y C1 / (y C7+ + 0.002)) + A4 * To + A5 * (y C7+ * M C7+) + A6 * (y C7+ * M C7+)^2 + A7 * (y C7+ * M C7+)^3 + A8 * (M C7+ / (SG C7+ + 0.0001)) + A9 * (M C7+ / (SG C7+ + 0.0001))^2 + A10 * (M C7+ / (SG C7+ + 0.0001))^3 + A11$$

Variable	Coefficient
C02	A1: -2.0623054
C1	A2: 6.6259728
C2	A3: -4.4670559E-3
C3	A4: 1.0448346E-4
C4	A5: 3.2673714E-2
C5	A6: -3.6453277E-3
C6	A7: 7.4299951E-5
C7+	A8: -1.1381195E-1
N2	A9: 6.2476497E-4
H2S	A10: -1.0716866E-6
M C7+	A11: 1.0746622E+1

FIG.63 Nemeth-Kennedy

Se utiliza la correlación de Nemeth-Kennedy [21] para la determinación de la Presión de Rocío (Pr). La FIG.62 muestra el menú que permite acceder al botón “Limitaciones” de esta correlación y la FIG.63 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 C<sub>7+</sub> del mismo y “Generar” la Temperatura del Yacimiento, que fue introducida al inicio del módulo.

### 3.2.1.1.3. DETERMINACIÓN DE LA RELACIÓN PETRÓLEO-GAS EN SOLUCIÓN (Rs)

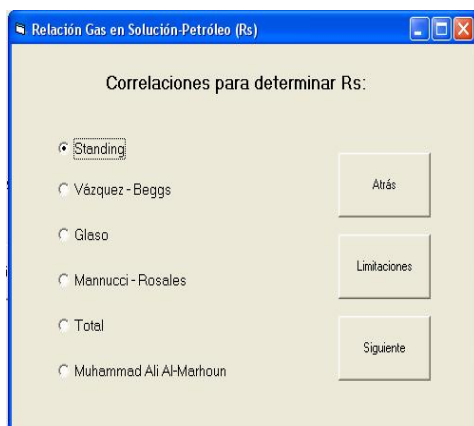


FIG.64 Correlaciones para determinar Rs

En la FIG.63 se presenta el menú de opciones para la determinación de Rs, además de sus “Limitaciones”:

- Standing [13] (FIG.65)
- Vázquez – Beggs [15] (FIG.69)
- Glaso [17] (FIG.66)
- Mannucci –Rosales [18] (FIG.67)
- Total [19] (FIG.70)
- Muhammad Ali-Al-Marhoun [20] (FIG.68)

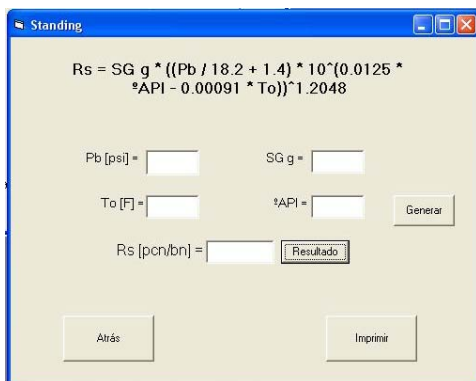


FIG.65 Standing

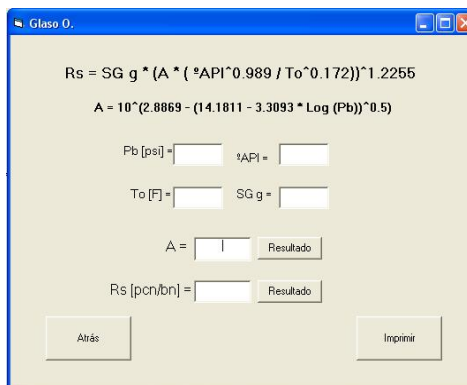


FIG.66 Glaso

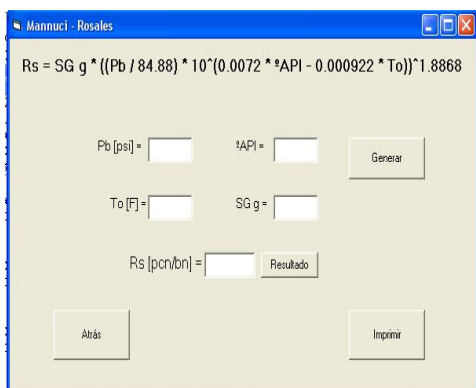


FIG.67 Mannucci –Rosales

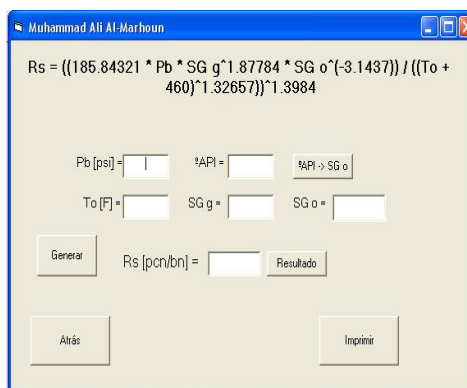


FIG.68 Muhammad Ali-Al-Marhoun

En estos formularios (FIGS.65, 66, 67 y 68) oprimir el botón “Generar” para absorber T y °API y completarlos con los datos faltantes para obtener los valores de Rs, que estima cada correlación.

Rs = (SG gsp \* Pb^C) / A \* 10^((B \* °API) / (To + 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 gop =  Resultado

Rs [pcn/br] =  Resultado

Atrás Imprimir

Valores de las Constantes A, B y C			
	A	B	C
<input type="radio"/> °API <= 30	27.64	11.172	1.0337
<input type="radio"/> °API > 30	56.06	10.330	1.1070

FIG.69 Vázquez-Beggs

Rs = SG g \* (Pb \* (10^(B \* °API - C \* To) / 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	0.96630
<input type="radio"/> 10 < °API <= 35	15.0057	0.01520	4.494E-4	1.09500
<input checked="" type="radio"/> 35 < °API <= 45	112.9251	0.02480	-1.469E-3	1.12900

Rs [pcn/br] =  Resultado

Atrás Imprimir

FIG.70 Total

En las figuras 69 y 70 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 Rs estimados por estas correlaciones.

### 3.2.1.1.4. DETERMINACIÓN DE LA RELACIÓN AGUA-GAS EN SOLUCIÓN (Rsw)

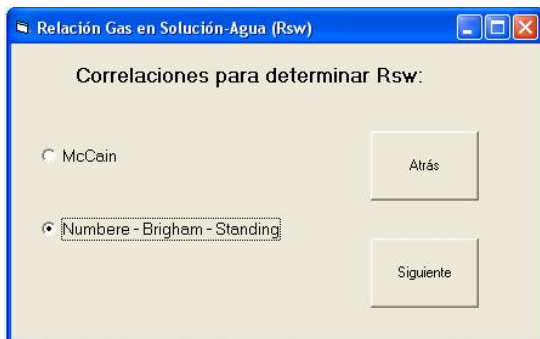


FIG.71 Correlaciones para determinar Rsw

En la FIG.71 se muestra el menú de opciones para el cálculo de la Rsw:

- McCain.[22] (FIG.72).
- Numbere-Brigham-Standing [23] (FIG.73).

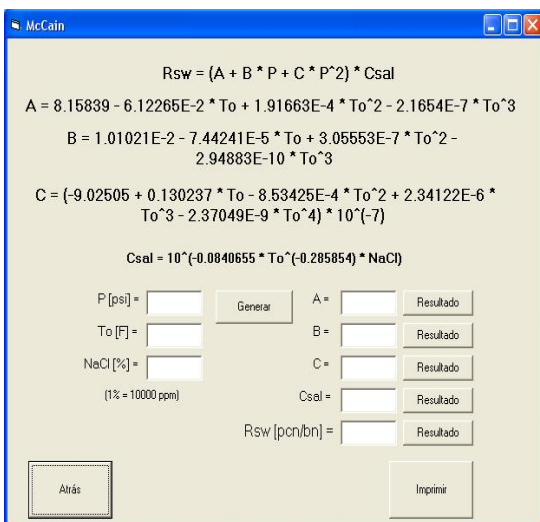


FIG.72. McCain

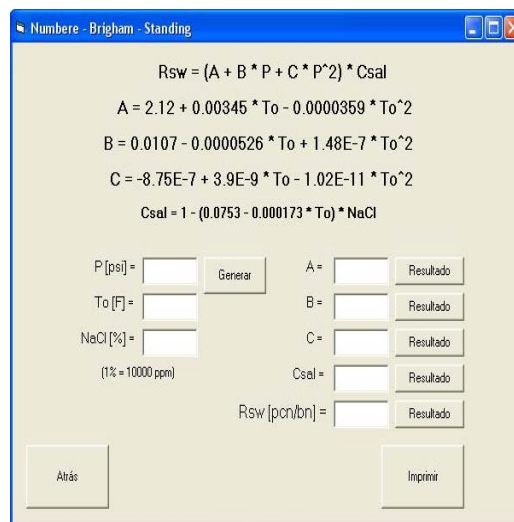


FIG.73 Numbere-Brigham-Standing

Los formularios de estas dos correlaciones son mostrados en las figuras 72 y 73. 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 (Csal), para así hallar los valores de Rsw que estiman estas correlaciones.

**3.2.1.1.5. DETERMINACIÓN DEL FACTOR DE COMPRESIBILIDAD DE LOS GASES (Z)**

**Ajuste de Beggs - Brill**

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

SG g =

T [°R] =

P [psi] =

P<sub>sr</sub> = P / P<sub>c</sub>

T<sub>sr</sub> = (T+460) / T<sub>c</sub>

P<sub>sr</sub> =

T<sub>sr</sub> =

**Standing - Katz**

P<sub>c</sub> = 708.75 - 57.5 \* SG g

T<sub>c</sub> = 169 + 314 \* SG g

P<sub>c</sub> [psi] =

T<sub>c</sub> [°R] =

A = 1.39 \* (T<sub>sr</sub> - 0.92)<sup>0.5</sup> - 0.36 \* T<sub>sr</sub> - 0.101      A =

B = (0.62 - 0.23 \* T<sub>sr</sub>) \* P<sub>sr</sub> + (0.066 / (T<sub>sr</sub> - 0.86) - 0.037) \* P<sub>sr</sub><sup>2</sup> + (0.32 \* P<sub>sr</sub><sup>6</sup> /

C = 0.132 - 0.32 \* Log (T<sub>sr</sub>)      C =

D = 10<sup>(0.3106 - 0.49 \* T<sub>sr</sub> - 0.1824 \* T<sub>sr</sub><sup>2</sup>)</sup>

D =

Z =

FIG.74. Ajuste de Beggs-Brill para la determinación del factor Z

El formulario que contiene el Ajuste de Beggs-Brill [24] para la determinación del Factor de Compresibilidad Z es mostrado en la FIG.74.

Una vez generada la data inicial de P y T el usuario debe introducir la SGg. Luego mediante las correlaciones de Standing-Katz [25] 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.

**3.2.1.1.6. DETERMINACIÓN DEL FACTOR  
VOLUMÉTRICO DEL GAS ( $\beta_g$ )**

Factor Volumétrico del Gas

Por la Ley General de los Gases Reales:

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

P [psi] =       Z =

     T<sub>0</sub> [°R] =

$\beta_g$  [BY/PCN] =      

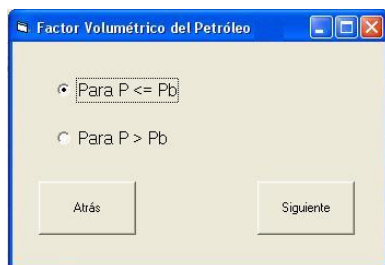
FIG.75. Determinación de  $\beta_g$  por La Ley General de los Gases Reales

Calculamos el Factor Volumétrico del Gas mediante La Ley General de los Gases Reales [26] (FIG 75).

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  $\beta_g$ .

### 3.2.1.1.7. DETERMINACIÓN DEL FACTOR VOLUMÉTRICO DEL PETRÓLEO ( $\beta_o$ )

En la determinación de Factor Volumétrico del Petróleo ( $\beta_o$ ) 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  $\beta_o$  a diferentes  $P$ , 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.



Se observa en la FIG.76 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  $P_b$ .

FIG.76. Determinación del Factor Volumétrico del Petróleo ( $\beta_o$ )

En la FIG.77 se muestran las correlaciones para determinar el Factor Volumétrico del Petróleo a presiones por debajo y hasta la  $P_b$ :

- Standing [13] (FIG.78)
- Vázquez-Beggs [15] (FIG.82)
- Glaso O.[17] (FIG.79)
- Mannucci-Rosales [18] (FIG.83)
- Total [19] (FIG.80)
- Muhammad Ali Al-Marhoun [20] (FIG.81)

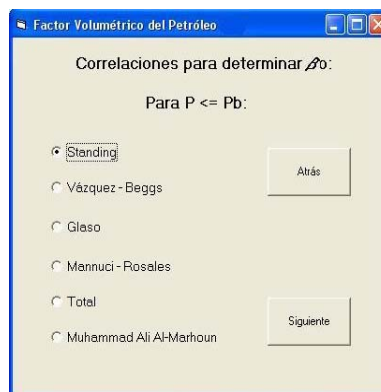


FIG.77. Correlaciones para determinar el Factor Volumétrico del Petróleo ( $\beta_o$ ) a presiones por debajo de  $P_b$ .



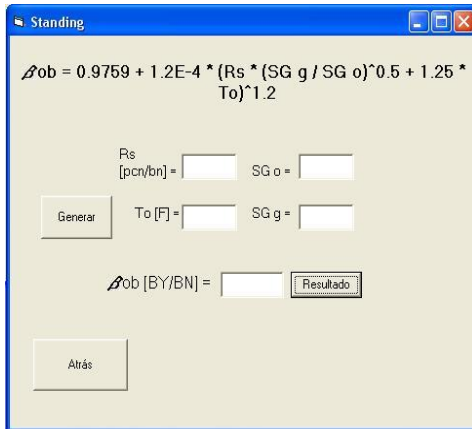


FIG.78 Standing

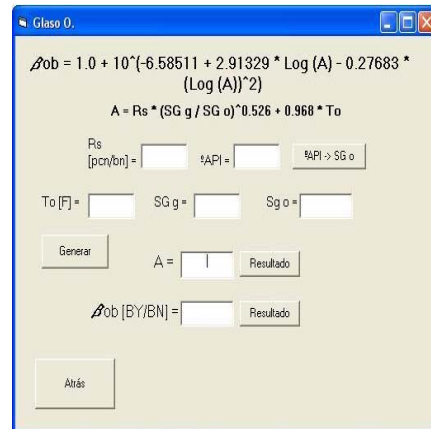


FIG.79 Glaso O.

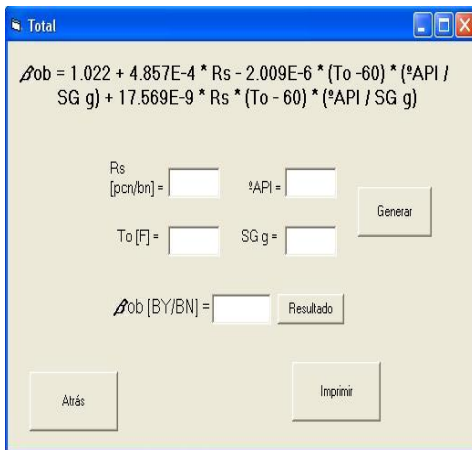


FIG.80 Total

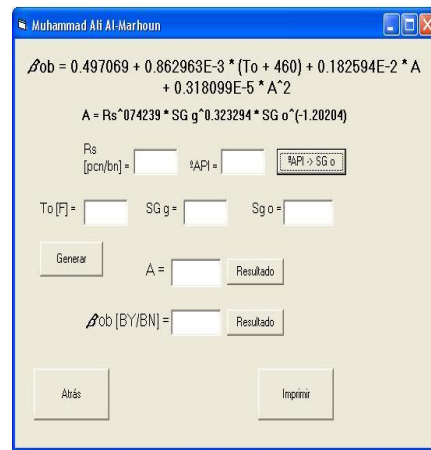


FIG.81 Muhammad Ali Al-Marhoun

En las figuras 78, 79, 80 y 81 se muestran cuatro de las correlaciones que permiten el cálculo del Factor Volumétrico del Petróleo al punto de burbujeo ( $\beta_{ob}$ ). En ellas, parámetros como  $^{\circ}\text{API}$  y T son absorbidos de la data inicial con el botón “Generar” y otros como Rs, SGg y SGo deben ser introducidos por el usuario. Donde se le solicite, debe determinar la variable A de la correlación, para así obtener el valor de  $\beta_{ob}$ .

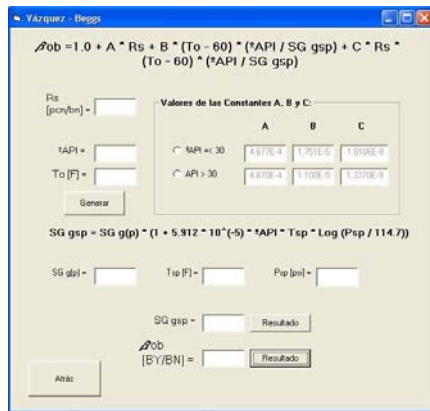
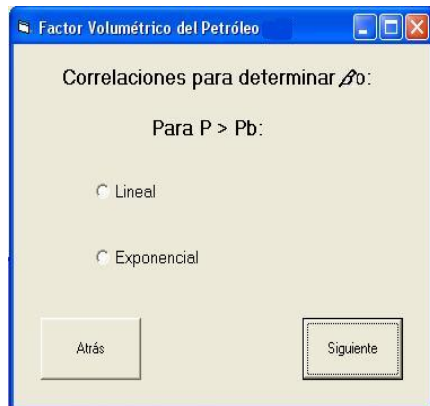


FIG.82 Vázquez-Beggs

Para el caso de la correlación de Vázquez-Beggs, mostrada en la FIG.82, el usuario debe ingresar los valores de  $R_s$ ,  $SG_g$ ,  $P_{sp}$  y  $T_{sp}$ , “Generar” los valores de la  ${}^{\circ}API$  y  $T$ , seleccionar el conjunto de constantes (A, B y C) a utilizar en la correlación dependiendo de la  ${}^{\circ}API$  y finalmente determinar la gravedad específica a condiciones de separador y con ésta el  $\beta_{ob}$ .



En la FIG.83 se muestran las correlaciones para determinar el Factor Volumétrico del Petróleo a presiones por encima de la  $P_b$ :

- Lineal [16] (FIG.84)
- Exponencial [16] (FIG.85)

FIG.83 Correlaciones para determinar el Factor Volumétrico del Petróleo ( $\beta_o$ ) a presiones por encima de  $P_b$ .

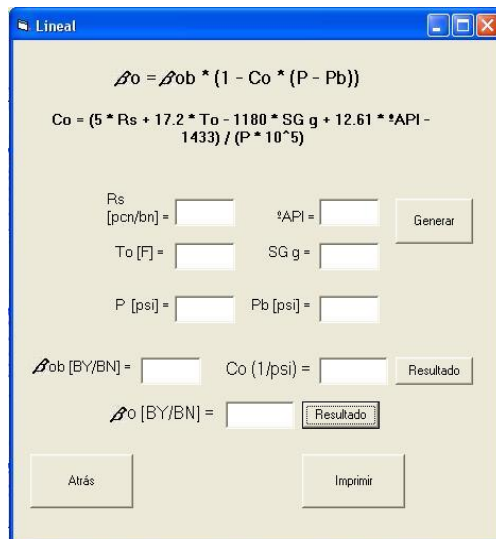


FIG.84 Lineal

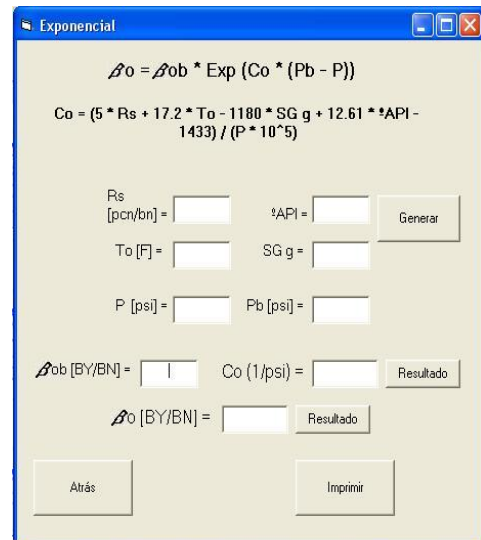
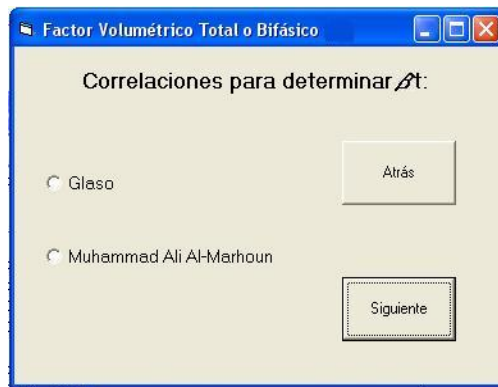


FIG.85 Exponencial

En las FIGS 84 y 85 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  $\beta_0$  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  $\beta_0$  a la presión que se requiere.

### 3.2.1.1.8. DETERMINACIÓN DEL FACTOR VOLUMÉTRICO TOTAL ( $\beta_t$ )



En la FIG.86 se muestran las correlaciones para determinar el Factor Volumétrico Total ( $\beta_t$ ):

- Glaso [17] (FIG.87)
- Muhammad Ali Al-Marhoun [20] (FIG.88)

FIG.86 Correlaciones para determinar el Factor Volumétrico Total ( $\beta_t$ )

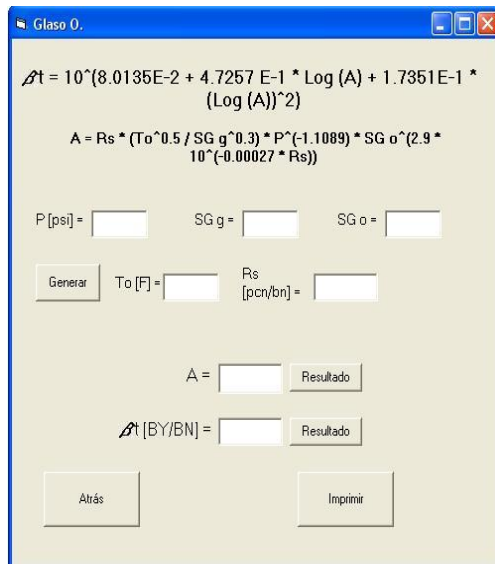


FIG.87. Glaso O.

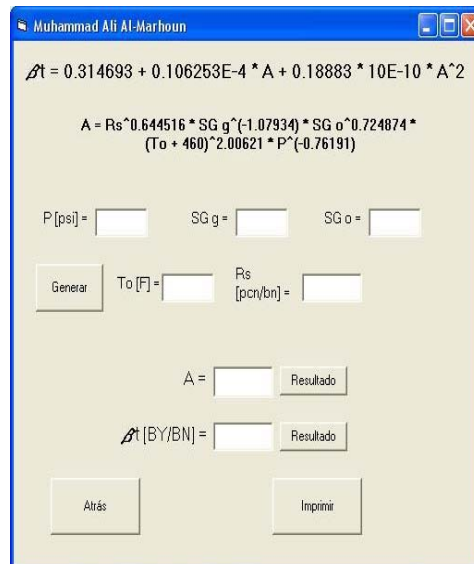
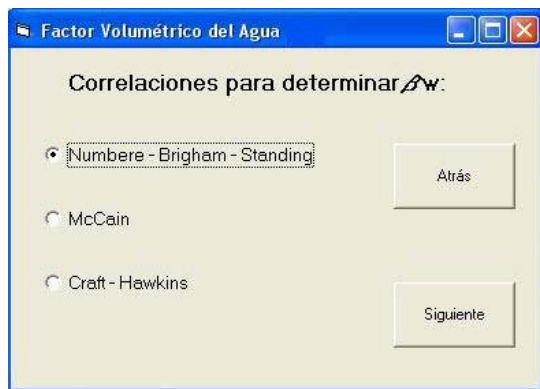


FIG.88 Muhammad Ali Al-Marhoun

Las correlaciones de Glaso O. y Muhammad Ali Al-Marhoun se encuentran en sus respectivos formularios, que son mostrados en las FIGS 87 y 88, y 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.

**3.2.1.1.9. DETERMINACIÓN DEL FACTOR VOLUMÉTRICO DEL AGUA ( $\beta_w$ )**



Numbere-Brigham-Standing [23] (FIGS. 90, 91 y 92), McCain [22] (FIG.93) y Craft-Hawkins [16] (FIG.94) son las correlaciones contenidas en el software para el cálculo del Factor Volumétrico del Agua (FIG.89).

FIG.89 Correlaciones para determinar el Factor Volumétrico del Agua ( $\beta_w$ )

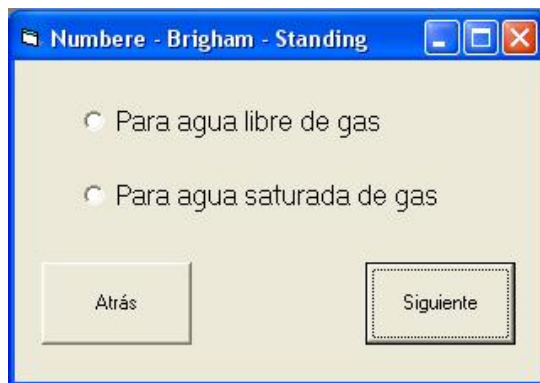


FIG. 90, 91 y 92 Numbere-Brigham-Standing

FIG.90 Opciones de Numbere, Brightman y Standing

La FIG 90 muestra las opciones de la correlación de Numbere-Brigham-Standing. Las FIGS 91 y 92, 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).

Numero - Brigham - Standing

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

Para agua libre de gas:

$$A = 0.9947 + 5.8E-6 * T_o + 1.02E-6 * T_o^2$$

$$B = -4.228E-6 + 1.8376E-8 * T_o - 6.77E-11 * T_o^2$$

$$C = 1.3E-10 - 1.3855E-12 * T_o + 4.285E-15 * T_o^2$$

To [F] =  A =  Resultado

B =  Resultado

C =  Resultado

Generar

$$C_{sal} = 1 + NaCl * (5.1E-8 * P + (5.47E-6 - 1.95E-10 * P) * (T_o - 60) + (-3.23E-8 + 8.5E-13 * P) * (T_o - 60)^2)$$

P [psi] =  Csal =  Resultado

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

$B_w$  [BY/BN] =  Resultado

Atrás Imprimir

FIG.91

Numero - Brigham - Standing

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

Para agua saturada de gas:

$$A = 0.9911 + 6.35E-5 * T_o + 8.5E-7 * T_o^2$$

$$B = -1.093E-6 - 3.497E-9 * T_o - 4.57E-12 * T_o^2$$

$$C = -5E-11 + 6.429E-13 * T_o + 1.43E-15 * T_o^2$$

To [F] =  A =  Resultado

B =  Resultado

C =  Resultado

Generar

$$C_{sal} = 1 + NaCl * (5.1E-8 * P + (5.47E-6 - 1.95E-10 * P) * (T_o - 60) + (-3.23E-8 + 8.5E-13 * P) * (T_o - 60)^2)$$

P [psi] =  Csal =  Resultado

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

$B_w$  [BY/BN] =  Resultado

Atrás Imprimir

FIG.92

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] =   $\Delta V_{wP}$  =  Resultado

P [psi] =   $\Delta V_{wT}$  =  Resultado

Generar

$B_w$  [BY/BN] =  Resultado

Atrás Imprimir

FIG.93 McCain

En la FIG.93 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

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

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

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

A =

c1 = 0.9911 + 6.35E-5 \* To + 8.5E-7 \* To^2 c1 =

c2 = 1.093E-6 - 3.497E-9 \* To + 4.57E-12 \* To^2 c2 =

c3 = -5E-11 + 6.429E-13 \* To - 1.43E-15 \* To^2 c3 =

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

$S_{wp}$  [BY/BN] =

$S_w$  [BY/BN] =

FIG.94 Craft-Hawkins

La correlación de Craft-Hawkins es presentada en el formulario que se muestra en la FIG.94. 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 permite obtener el resultado del Factor Volumétrico de agua salada en contacto con gas (Bw).

### 3.2.1.1.10. DETERMINACIÓN DE LA VISCOSIDAD DEL PETRÓLEO (•o)

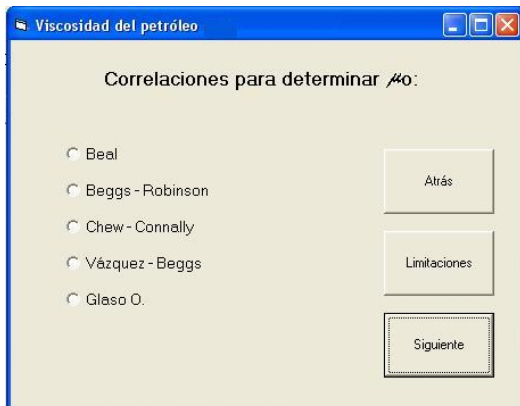


FIG.95 Correlaciones para determinar la Viscosidad del Petróleo ( $\mu_o$ ).

En la FIG.95 se muestran las correlaciones para determinar la Viscosidad del Petróleo ( $\mu_o$ ), con sus respectivas Limitaciones:

- Beal [27] (FIG. 96, 97 y 98)
- Beggs-Robinson [28] (FIG.99, 100 y 101)
- Chew-Connally [29] (FIG.102)
- Vázquez-Beggs [15] (FIG. 103)
- Glaso O.[17] (FIG.104)

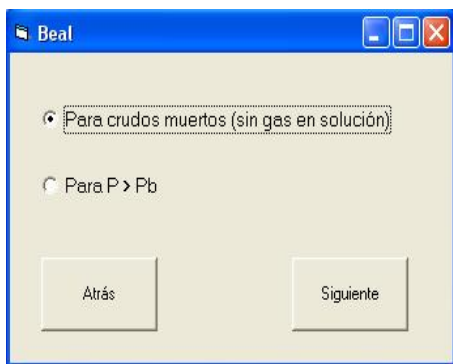
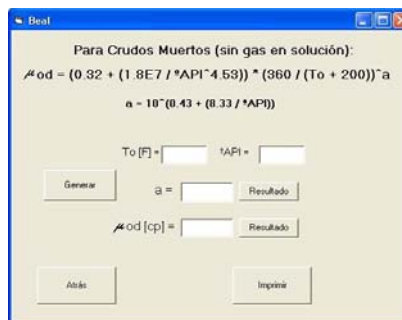


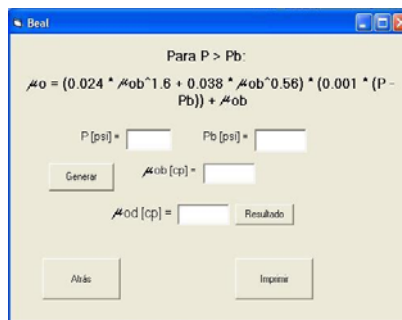
FIG.96

FIG.96, 97 y 98 Opciones de la correlación de Beal para la determinación de la Viscosidad del Petróleo ( $\mu_o$ ).



↑ FIG.97

↓ FIG.98





El menú de opciones de la correlación de Beal para hallar la viscosidad del petróleo es presentado en la FIG.96, para crudos muertos (sin gas en solución) (FIG.97) y para presiones mayores a la de burbujeo (FIG.98). 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 a (de la correlación) y viscosidad de petróleo muerto ( $\mu_{od}$ ). 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 ( $\mu_{ob}$ ).

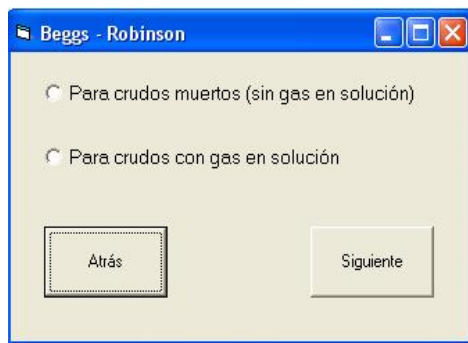
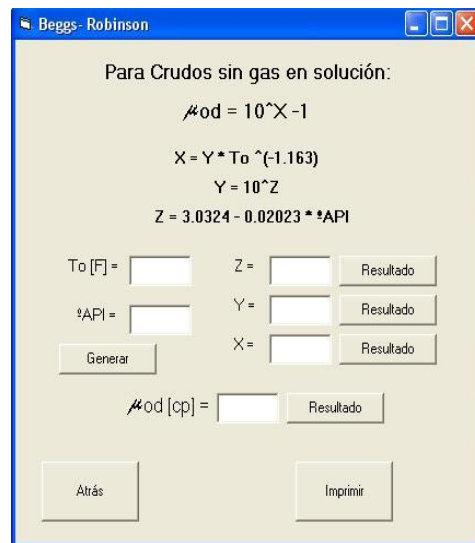


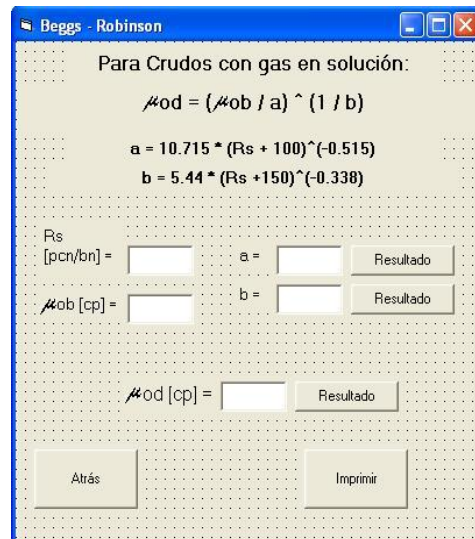
FIG.99



↑ FIG.100

↓ FIG.101

FIG.99, 100 y 101 Opciones de la correlación de Beggs-Robinson para la determinación de la Viscosidad del Petróleo ( $\mu$ ).





Beggs-Robinson presentaron dos opciones en su correlación (FIG.99). Los formularios que las contienen son mostrados en las FIGS.100 y 101.

Para crudos sin gas en solución (1ra 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 ( $\mu_{od}$ ).

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.

Para la estimación de la viscosidad de petróleo muerto ( $\mu_{od}$ ) mediante la correlación de Chew-Connally (FIG.102), el usuario debe introducir el valor de la Relación Petróleo-Gas en solución y de la Viscosidad de petróleo al punto de burbujeo ( $\mu_{ob}$ ) y determinar además las variables a y b que pide la correlación.

FIG.102 Chew-Connally

Para Vázquez-Beggs (FIG.103), 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 ( $\mu_{ob}$ ) deben ser introducidos por el usuario para así estimar la viscosidad de petróleo a la presión requerida.

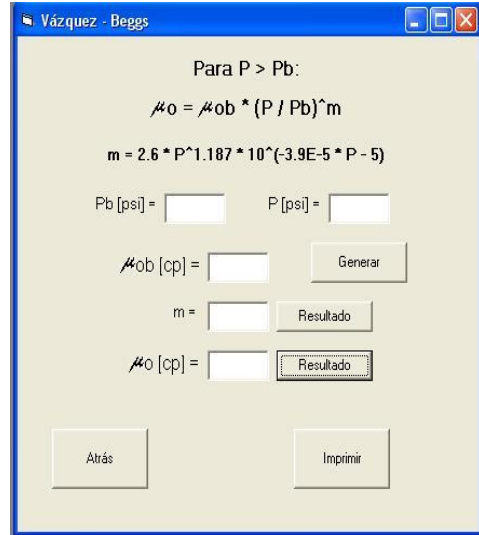


FIG.103 Vázquez-Beggs

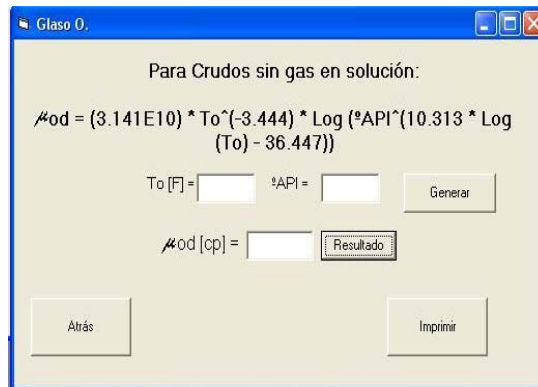


FIG.104 Glaso O.

La correlación de Glaso O. para la determinación de la Viscosidad de petróleo muerto sin gas en solución, mostrada en la FIG.104, solo 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.

### 3.2.1.1.11. DETERMINACIÓN DE LA VISCOSIDAD DEL GAS ( $\mu_g$ )

En la determinación de la Viscosidad del Gas, el software dispone de la correlación que presentan Lee, González y Eakin [30] (FIGS 105 y 106)

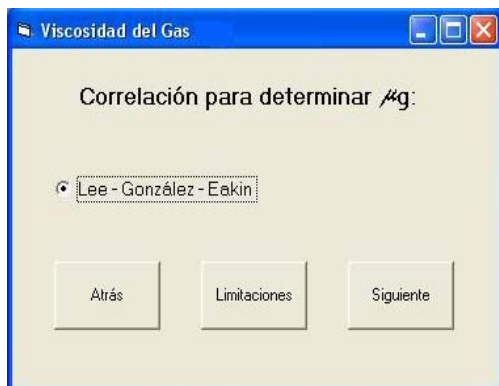


FIG.105 Correlación Para determinar  $\mu_g$

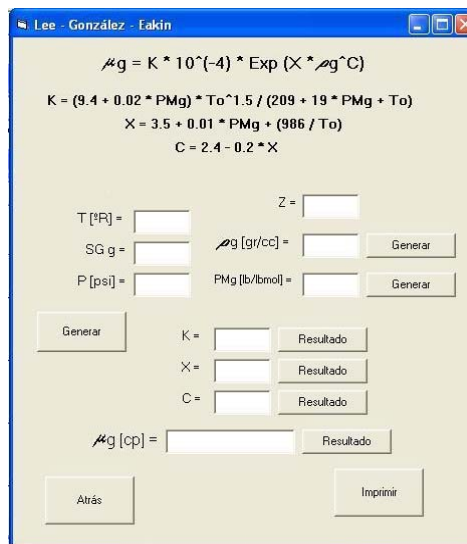


FIG..106 Lee, González y Eakin

La FIG.105 muestra el menú de acceso a la correlación, además del botón que presenta las “Limitaciones” de la misma. La FIG.106 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.

### 3.2.1.1.12. DETERMINACIÓN DE LA VISCOSIDAD DEL AGUA ( $\mu_w$ )

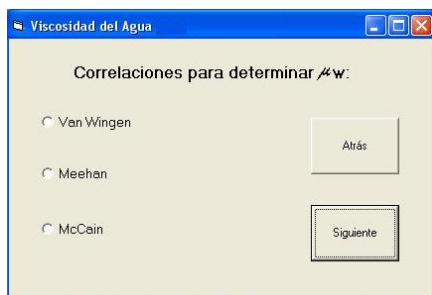


FIG.107 Correlaciones para determinar la Viscosidad del Agua ( $\mu_w$ ).

El menú de opciones de correlaciones para la determinación de la viscosidad del agua es mostrado en la FIG.106:

- Van Winger [31] (FIG.108).
- Meehan [32] (FIG.109).
- McCain [22] (FIG.110).

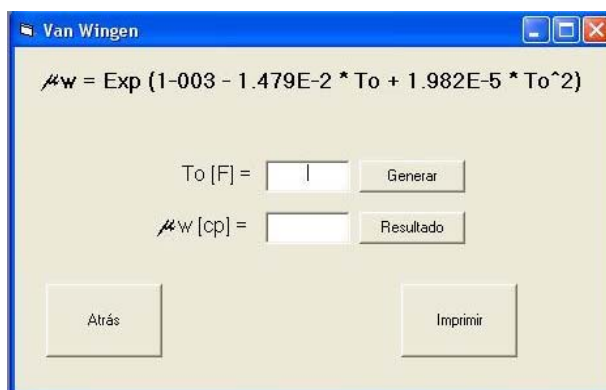


FIG.108 Van Wingen

La correlación de Van Wingen se encuentra en el formulario mostrado en la FIG.108, 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)

$\mu_w$  [cp] =  Resultado

Atrás Imprimir

FIG.109

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

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

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

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

Generar To [F] =  A =  Resultado

P [psi] =  B =  Resultado

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

$\mu_w$  [cp] =  Resultado

Atrás Imprimir

FIG.110

Las correlaciones de Meehan y McCain están contenidas en formularios que se muestran en las FIGS.109 y 110, 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.

### 3.2.1.1.13. DETERMINACIÓN DE LA COMPRESIBILIDAD DEL PETRÓLEO (Co)

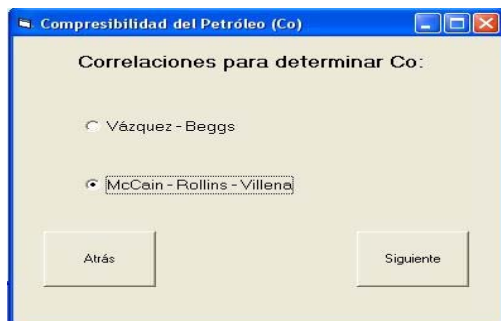


FIG.111 Correlaciones para determinar la Compresibilidad del Petróleo (Co).

Las correlaciones de Vázquez-Beggs [15] (FIG.112) y de McCain-Rollins-Villena [33] (FIGS.113, 114, 115 y 116) son las presentadas en este software para determinar la compresibilidad del petróleo (Co) (FIG.111).

En la correlación de Vázquez-Beggs, mostrada en la FIG.112, 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.

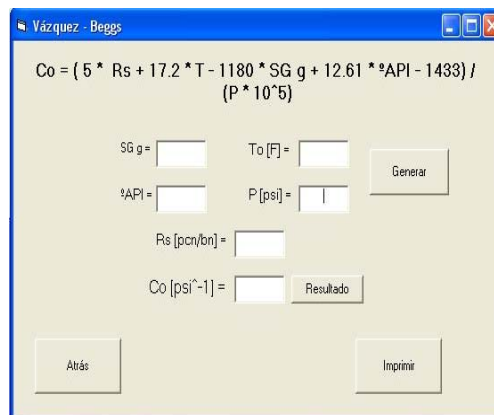


FIG.112 Vázquez-Beggs

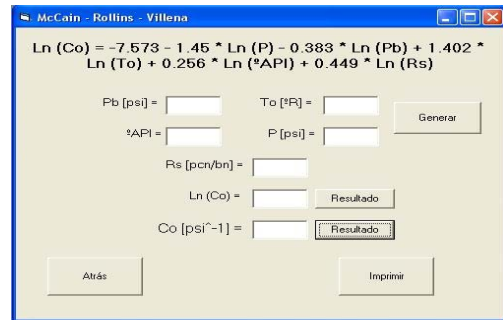


FIG.114

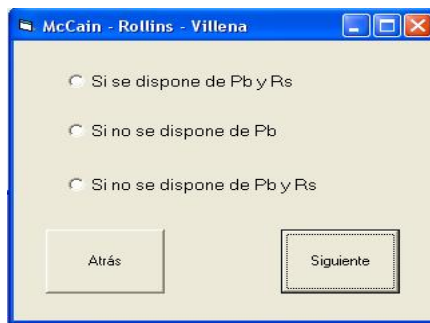


FIG.113

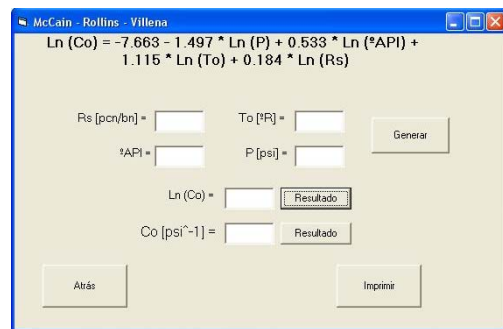


FIG.115

FIG.113, 114, 115 y 116 McCain-Rollins-Villena

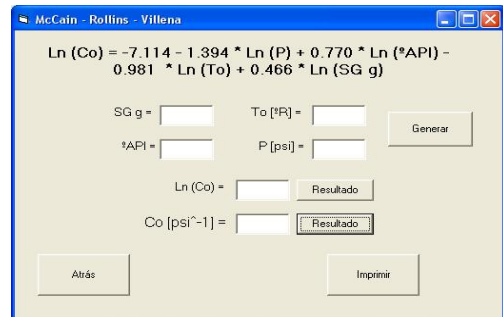


FIG.116

La FIG.113 muestra las tres opciones de la correlación de McCain-Rollins-Villena. Si se dispone de Pb y Rs (FIG.114), sólo hay que “Generar” P, T y  $^{\circ}API$  de la data inicial para luego hallar la Compresibilidad del Petróleo. Si no se dispone de Pb (FIG.115), además de generar la data inicial hay que introducir el dato de Rs y si se está en la tercera opción (FIG.116), entonces debe introducirse el dato de la SGg para poder obtener la estimación de la Compresibilidad del Petróleo.

### 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 [34], que se muestra en la FIG.117.

**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.117. 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).



**3.2.1.1.15. DETERMINACIÓN DE LA COMPRESIBILIDAD DEL AGUA (Cw)**

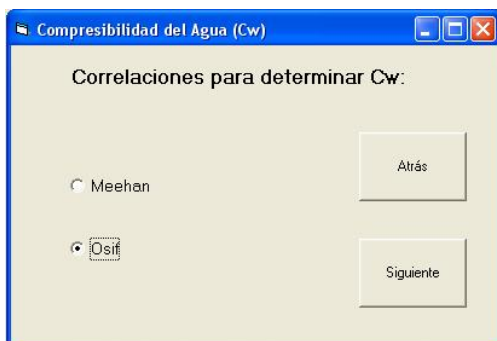


FIG.118. Correlaciones para determinar Compresibilidad del Agua (Cw)

La FIG.118 muestra el menú de opciones de correlaciones con la que se cuenta para el cálculo de la Compresibilidad del Agua (Cw):

- Meehan [35] (FIG.119).
- Osif [5367] (FIG.120).

En la correlación de Meehan, mostrada en la FIG.119, la data inicial P y T debe ser generada, el porcentaje de salinidad del agua (NaCl, 1% = 10.000 ppm) y la solubilidad del gas natural en el agua (Rsw) 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 (Cwp). Si el usuario lo requiriese, podría luego realizar la corrección por efectos de solubilidad (Cw1), para así conseguir la compresibilidad del agua corregida por salinidad (Cw), en el caso de que el agua examinada sea salada.

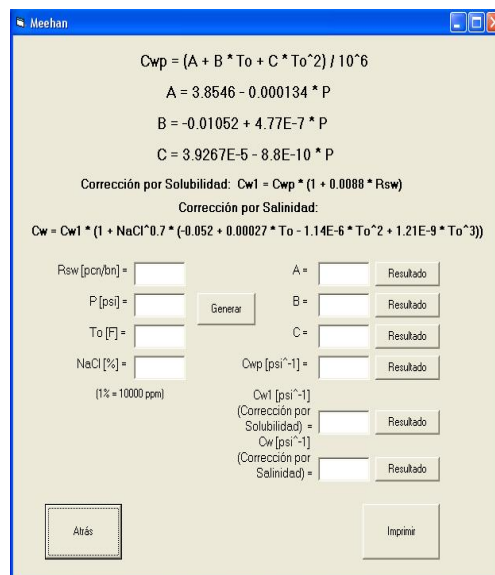


FIG.119. Meehan

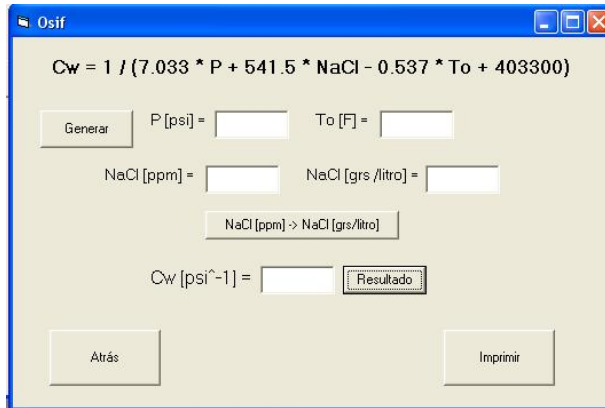


FIG.120 Osif

La compresibilidad del agua ( $C_w$ ), es estimada mediante la correlación de Osif (FIG.120). 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”.

### 3.2.1.1.16. DETERMINACIÓN DE LA DENSIDAD DEL PETRÓLEO (•o)

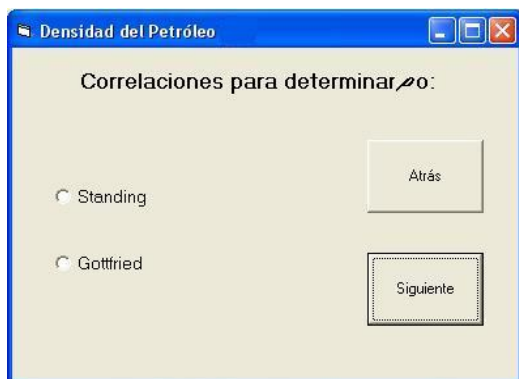


FIG.121. Correlaciones para determinar la Densidad del petróleo (ρo)

Las correlaciones de Standing [13] (FIG.122) y Gottfried [37] (FIG.123), son las disponibles en el programa para la determinación de la densidad del petróleo (ρo) (FIG. 121).

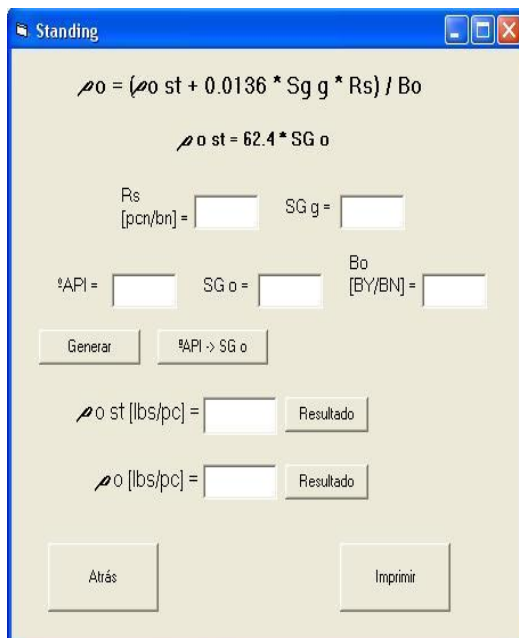


FIG.122 Standing

En la FIG.122 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 → SG o” 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 (ρo st), a condiciones normales y finalmente de la densidad del petróleo (ρo).

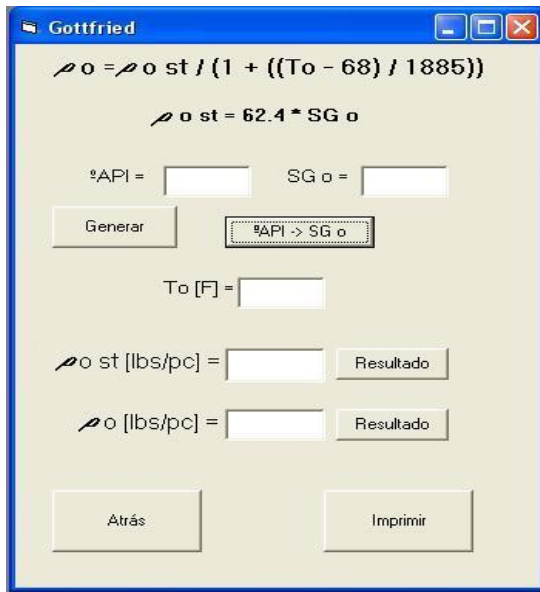


FIG.123 Gottfried

La correlación de Gottfried para la estimación de la densidad del petróleo (FIG.123) requiere también del cálculo de la densidad del petróleo en tanque ( $\rho_{ost}$ ), y de que el usuario genere los valores de la  $^{\circ}\text{API}$  y  $T$  a partir de la data inicial. La gravedad específica del petróleo se puede determinar a partir de la  $^{\circ}\text{API}$ .

### 3.2.1.1.17. DETERMINACIÓN DE LA DENSIDAD DEL GAS ( $\rho_g$ )

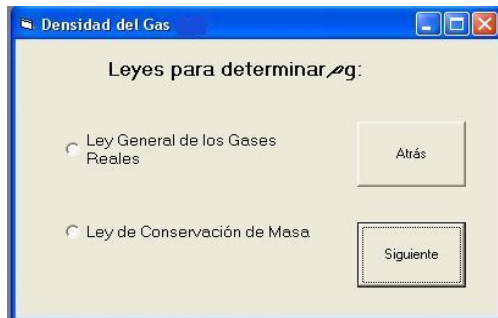


FIG.124. Leyes para determinar la Densidad del Gas ( $\rho_g$ ).

La Ley General de los Gases Reales [26] (FIG.125) y La Ley de Conservación de Masa [26] (FIG.126) son las presentadas en este menú de la FIG.124 para la determinación de la Densidad del Gas.

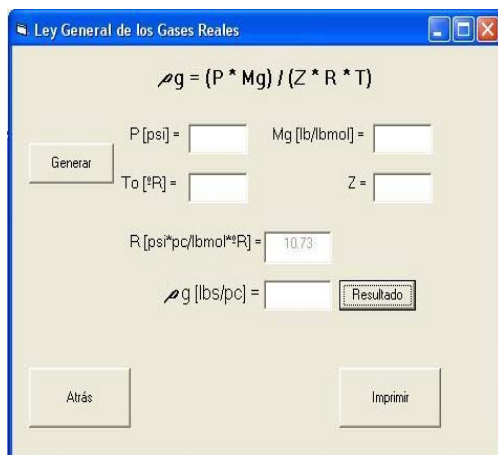


FIG.125 Ley General de los Gases Reales.

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.125. 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 ( $\rho_g$ ).

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

$\rho_g$  [lbs/pc] =       Resultado

Atrás      Imprimir

FIG.126 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.126 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 ( $\rho_g$ ).

### 3.2.1.1.18. DETERMINACIÓN DE LA DENSIDAD DEL AGUA ( $\rho_w$ )

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 ( $\beta_w$ ) a condiciones de yacimiento:

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

Densidad del Agua

Correlación para determinar  $\rho_w$

McCain

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

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

$\rho_w$  [lbs/pc] =

FIG.127 Correlación para determinar la Densidad del Agua salada. McCain

En yacimientos se habla de agua salada, luego McCain [22] (FIG.127) 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.

### 3.2.1.2. PRUEBA DE PUNTO CRÍTICO



#### 3.2.1.2.1. FORMULARIO DE CONDICIONES CRÍTICAS DE CRUDO

	% molar	% molar	Tc [F]	Pc [psi]
m2			37.73	1369.50
N2			-232.45	492.80
H2S			212.40	1300
C1			-116.66	667
C2			30.07	707.80
C3			205.92	615
i-C4			274.41	527.9
n-L4			305.51	548.8
i-C5			368.96	490.4
n-C5			385.7	488.1
L6			457.8	439.5
C7			510.9	397.4
C8			563.5	367.1
L9			510.8	330.7
C10			552.2	304.6
C11			690.53	282.67
C12			724.73	263.96
C13			755.33	243.66
C14			787.73	227.70
C15			814.73	214.65
C16			841.73	203.05
C17			865.13	194.35
C18			884.93	184.19
C19			904.73	175.40
C20			922.73	168.24

Total (% molar) =

TC crudo [F] =

PC crudo [psi] =

Fracción Plus

Densidad =

SG =

FIG.128 Condiciones Críticas de Crudo

El Formulario de Condiciones Críticas de Crudo es presentado en la FIG.128. 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 esta 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.

### 3.2.1.3. PRUEBA DE SATURACIÓN



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.

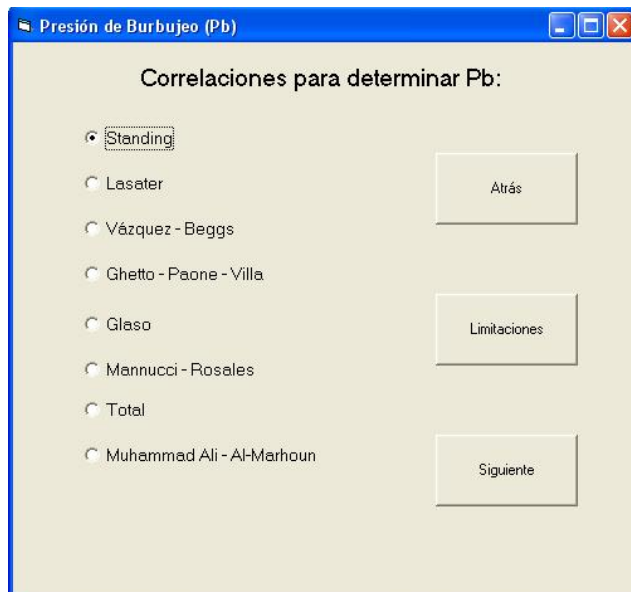


FIG.53 Correlaciones para determinar Pb

Las correlaciones para la determinación de la Presión de Burbujeo (FIG.53):

- Standing [13] (FIG.54)
- Lasater [14] (FIG.55)
- Vázquez – Beggs [15] (FIG.56)
- Ghetto –Paone- Villa [16] (FIG.57)
- Glaso [17] (FIG.58)
- Mannucci –Rosales [18] (FIG.59)
- Total [19] (FIG.60)
- M. Ali-Al-Marhoun [20](FIG.61)

### 3.2.1.4. PRUEBA DEL SEPARADOR



FIG.129 Prueba de Separador



La Prueba del Separador en el Módulo PVT (FIG.129) 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 [13] (FIG.54)
- Lasater [14] (FIG.55)
- Vázquez – Beggs [15] (FIG.56)
- Ghetto – Paone – Villa [16] (FIG.57)
- Glaso [17] (FIG.58)
- Mannucci –Rosales [18] (FIG.59)
- Total [19] (FIG.60)
- Muhammad Ali-Al-Marhoun [20] (FIG.61)

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

- Standing [13] (FIG.65)
- Vázquez – Beggs [15] (FIG.69)
- Glaso [17] (FIG.66)
- Mannucci –Rosales [18] (FIG.67)
- Total [19] (FIG.70)
- Muhammad Ali-Al-Marhoun [20] (FIG.68)

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

- Standing [13] (FIG.78)
- Vázquez-Beggs [15] (FIG. 82)
- Glaso O.[17] (FIG..79)
- Mannucci-Rosales [18] (FIG. 81)
- Total [19] (FIG. 80)
- Muhammad Ali Al-Marhoun [20] (FIG.81)

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

- Lineal [16] (FIG.84)
- Exponencial [16] (FIG.85)

Gravedad API del Crudo:

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

SG o =

%API =  Resultado

Atrás

Para la determinación de los grados API del crudo se utiliza la ecuación presentada en el formulario que se muestra en la FIG.130, en función de la gravedad específica del mismo.

FIG.130 Gravedad API del crudo

Las correlaciones para determinar la densidad del petróleo son:

- Standing [13] (FIG.122).
- Gottfied [37] (FIG.123).

### 3.2.1.5. PRUEBA DE VISCOSIDAD



FIG.131 Prueba de Viscosidad

Las correlaciones para determinar la Viscosidad del Petróleo ( $\mu_o$ ):

- Beal [27] (FIG. 96, 97 y 98)
- Beggs-Robinson [28] (FIG.99, 100 y 101)
- Chew-Connally [29] (FIG.102)
- Vázquez-Beggs [15] (FIG. 103)
- Glaso O.[17] (FIG..104)



La Prueba de Viscosidad (FIG.131), que presenta el Módulo PVT, nos permite determinar las viscosidades de los tres fluidos en yacimiento (petróleo, gas y agua).

Para determinar la Viscosidad del Gas ( $\mu_g$ ):

- Lee-González-Eakin [30] (FIGS 105 y 106)

Las correlaciones para la determinación de la Viscosidad del Agua ( $\mu_w$ ):

- Van Winger [31] (FIG.108).
- Meehan [32] (FIG.109).
- McCain [22] (FIG.110).

### 3.3. MÓDULO DE CONDICIONES CRÍTICAS

#### 3.3.1. CONDICIONES CRÍTICAS DE CRUDO



	% molar	% molar	Tc [F]	Pc [psi]
m?			37.73	1369.50
N2			-232.45	492.00
I120			212.40	1300
C1			-11.65	667
C2			30.07	707.80
C3			205.92	615
i-C4			274.41	527.9
n-L4			305.51	548.8
i-C5			368.96	490.4
n-C5			395.7	499.1
U6			45.8	439.5
C7			510.9	397.4
C8			363.5	36.1
U9			510.8	330.7
C10			552.2	304.6
C11			690.53	282.67
C12			724.73	263.96
C13			755.33	243.66
C14			797.73	227.70
C15			814.73	214.65
C16			841.73	203.05
C17			865.13	194.35
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 =

SG =

Al oprimir en el menú principal del programa el botón “Condiciones Críticas de Crudo” se despliega el Formulario mostrado en la FIG. 128 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.

FIG.128 Condiciones Críticas de Crudo



### 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 CO<sub>2</sub> o N<sub>2</sub>, que se consideran puros y cuyas condiciones críticas ya se encuentran en tablas.

#### 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 =

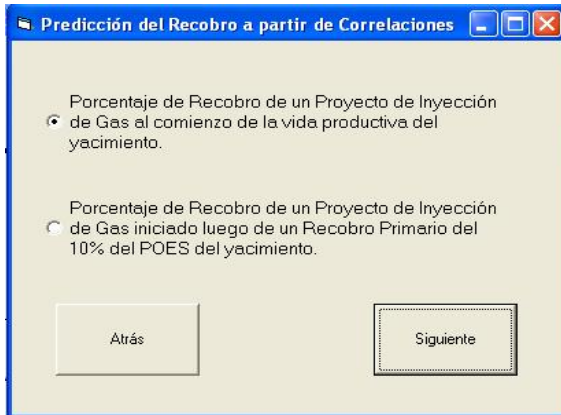
SG =

FIG.132 Condiciones Críticas de Gas de Inyección (GN)

En la FIG. 132 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.

### 3.4. MÓDULO DE CÁLCULO DE PORCENTAJE DE RECUBRO



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

FIG.133 Predicción del Recobro a partir de Correlaciones

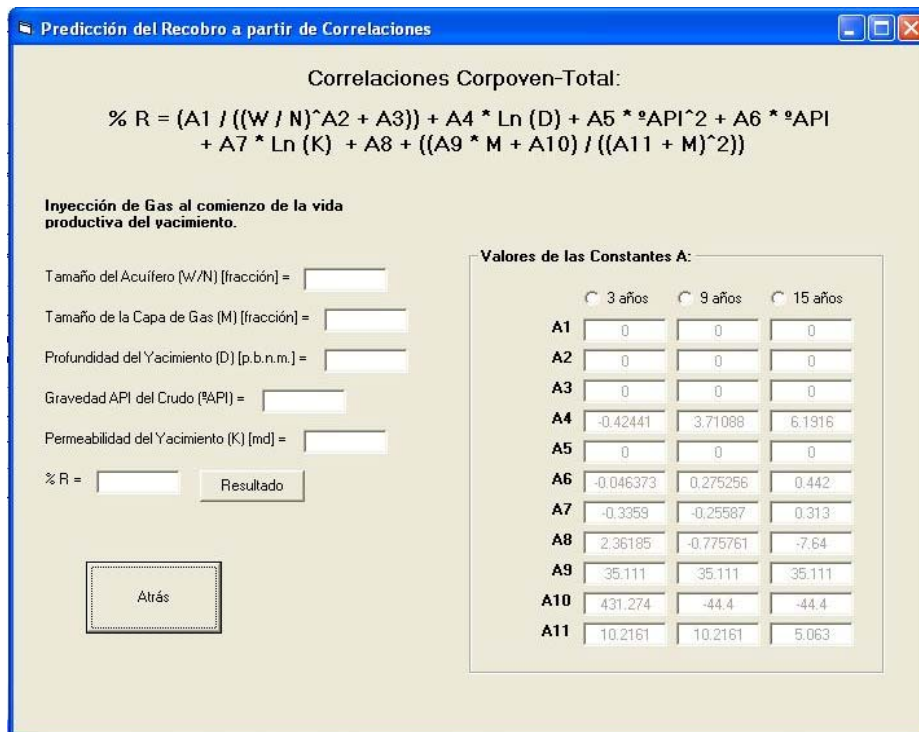


FIG.134 Correlaciones Corpoven-Total. Inyección de gas al comienzo de la vida productiva del yacimiento

Predicción del Recobro a partir de Correlaciones

Correlaciones Corpoven-Total:

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

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

En la FIG.133 se muestra el formulario con las Correlaciones de Corpoven-Total para la estimación del % Recobro [59]:

- Porcentaje de Recobro de un Proyecto de Inyección de Gas al comienzo de la vida productiva del yacimiento (FIG. 134).
- Porcentaje de Recobro de un Proyecto de Inyección de Gas iniciado luego de un Recobro Primario del 10% del POES del yacimiento (FIG. 135).

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).

#### 4. EJECUTAR EL MANUAL DEL PROYECTO PMM

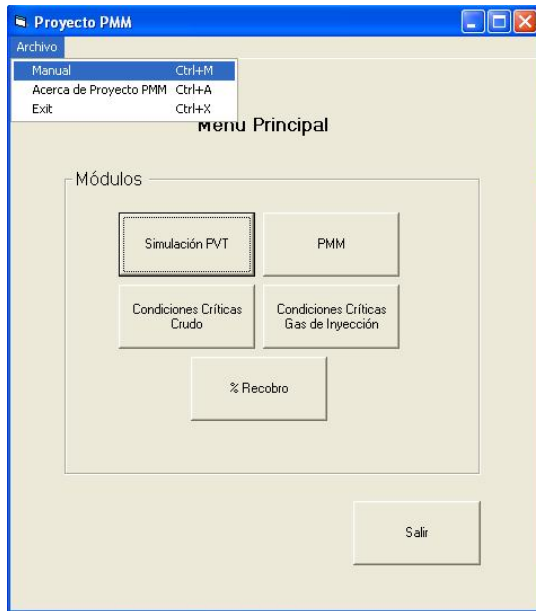


FIG.136 Opción “Manual” en el Menú “Archivo”

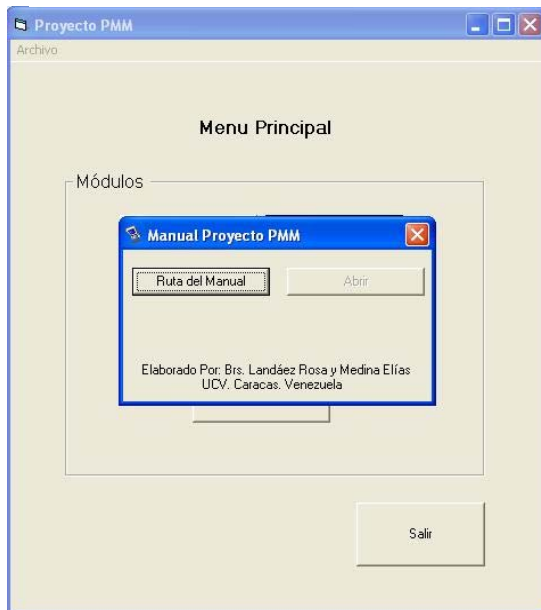


FIG.137 Ruta del Manual

Para abrir el Manual del Proyecto PMM, en el Menú Archivo del Menú Principal (FIG. 136), 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. 137, 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<sup>(1)</sup> y debe estar contenido en el mismo CD que contiene al software).

(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. 138), 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.139).

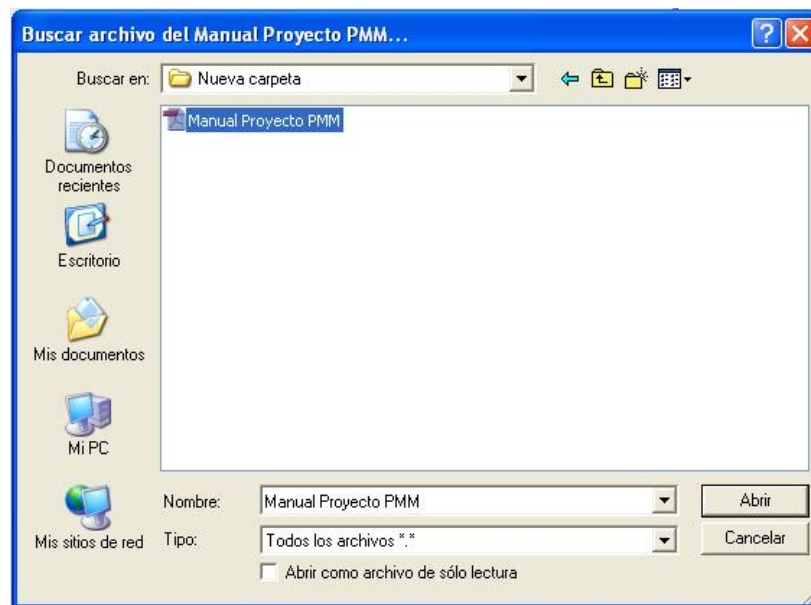


FIG.138 Seleccionando el archivo del Manual del Proyecto PMM

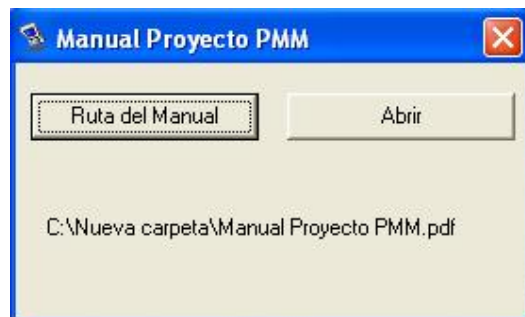


FIG.139 Se observa la Ruta del archivo del Manual y se activa el botón “Abrir”

## 5. EL "ACERCA DE PROYECTO PMM"

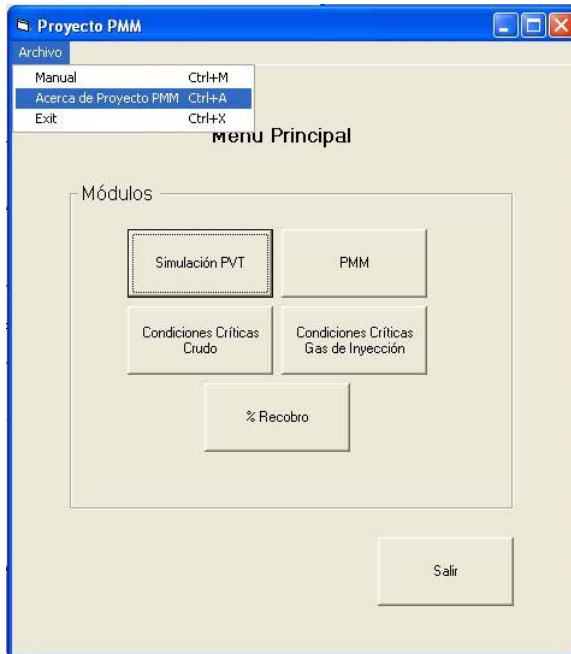


FIG.140 Opción "Acerca de Proyecto PMM" en el Menú "Archivo"

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 cual fue realizado y los tipos de Sistemas Operativos que lo soportan.

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.140), 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.141).





FIG.3.141 Acerca de Proyecto PMM (Fuente Fotografía: Pozo Ilustrado)



### **REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS**

1. Lee, J.I, "Effectiveness of Carbon Dioxide Displacement Under Miscible and Immiscible Conditions", Research Report RR-40, Petroleum Recovery Inst. Calgary, (March 1970).
2. Yelling, W.F. and Metcalfe, S., "Determination and Prediction of CO<sub>2</sub> Minimum Miscibility Pressure", JPT, (Jan 1980), 160-168.
3. Johnson, J.P and Polling, J. S. "Measurement and Correlation of CO<sub>2</sub> Miscibility Pressures", Paper SPE 9790 presented at the 1981 SPE / DOE Enhanced Oil Recovery Sym Tulsa, Oklahoma, (April 5-8-1981).
4. Alston, R.B, Kokolis, J.P and James, C.F., "CO<sub>2</sub> Minimum Miscibility Pressure: A Correlation for Impure CO<sub>2</sub> Streams and Live Oil Systems", SPE. (April 1985). 268-74.
5. Glaso, O., "Generalized Minimum Miscibility Pressure Correlation"; Society of Petroleum Engineer Journal (Dec 1985) pp 927-34.
6. 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).
7. 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).
8. Glaso, O., "Miscible Displacement: Recovery with Nitrogen", SPE 17378, (Feb, 1990).
9. Pereira, C., "Ajuste de la Correlación de Glaso para estimar PMM con inyección de N<sub>2</sub>", PDVSA — INTEVEP.
10. 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).
11. Firoozabadi, A., Khalid A., "Analysis and Correlation of Nitrogen and Lean-Gas Miscibility Pressure", SPE Reservoir Engineering, SPE 13669, (Nov 1986).
12. Pedrood. P. "Prediction of Minimum Miscibility Pressure in Rich Gas Injection". M.Sc. Thesis, Tehran University, Tehran (1995).

13. Standing, M.B. "Volumetric and Phase Behavior of Oil Field Hydrocarbon Systems", SPE reprint, 8<sup>th</sup> edition. (1977).
14. Lasater, J.A. "Bubble Point Pressure Correlation". Trans. AIME (1958). 213, 314-81.
15. Vásquez, M.E. and Beggs, H.D. "Correlations for fluid Physical Property Prediction". JPT (June 1980), 968-70.
16. 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.
17. Glaso, O "Generalized Pressure –Volume-Temperature Correlations". JPT (May 1980). 785-95.
18. 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).
19. 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).
20. Al-Marhoun, M.A. "PVT Correlations for Middle East Crude Oils" JPT (May 1988), 650-66.
21. Nemeth, L.K. and Kennedy, H.T. "A Correlation of Dew –Point Pressure with Fluid Composition and Temperature". JPT (June 1967).
22. McCain, W.D. Jr. "The Properties of Petroleum Fluids". Second Edition, Pennwell Books, Tulsa (1990).
23. 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.
24. Brill, J.P. and Beggs, H.D. "Two-phase Flow in Pipes" INTERCOMP Course, The Hague, (1974).
25. Standing, M.B. and Katz, D.L. "Density of Natural Gases" Trans. AIME (1942) 146, 140-49.

26. Banzer, C. "Propiedades Físicas de Fluidos de Yacimientos Petrolíferos". Universidad del Zulia. (Ene. 1992), pp.167.
27. 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.
28. Beggs, H.D. and Robinson, J.R. "Estimating the Viscosity of Crude Oil Systems" JPT Forum (Sept. 1975). 1140-41.
29. Chew, J.N. and Connally, C.A. Jr. "A Viscosity Correlation for Gas-Saturated Crude Oils", Trans. AIME (1959) 216, 23-25.
30. Lee, A.L., González, M.H. and Eakin, B.E. "The Viscosity Of Natural Gases", JPT (August 1966). 997-1000.
31. 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.
32. Meehan, D.N. "Estimating Water Viscosity at Reservoir Conditions". Petroleum Engineer (july 1980). pp. 117-118.
33. 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.
34. Mattar, L., Brar, G.G. and Aziz, K. "Compressibility of Natural Gases" Jour. Cdn. Pet. Tech., Oct.-Dec 1975.
35. Meehan, D.N. "A Correlation for Water Compressibility". Petroleum Engineer. (Nov 1980), pp. 125-126.
36. 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.
37. Gottfried, B.S. "A Mathematical Model of Thermal Oil Recovery in Linear Systems". Soc. Pet. Eng. Jour. (Sept. 1965), 196.
38. TOTAL – C.F.P. "Predicción del Recobro por Inyección de Gas o Agua para los Yacimientos del Oriente de Venezuela. Correlaciones", (Ago. 1984).