

## APÉNDICE A: ESTADÍSTICA BÁSICA

### MEDIDAS DE TENDENCIA CENTRAL

Las medidas de tendencia central nos permiten identificar los valores más representativos de los datos. Entre estas medidas tenemos:

- (a) **Media Aritmética o Media ( $\bar{X}$ ):** Es el cociente entre la suma de todos los valores de la variable y el número total de observaciones.

$$\bar{x} = \frac{x_1 + x_2 + x_3 \dots + x_n}{n} = \frac{1}{n} \quad \text{A.1}$$

- (b) **Mediana ( $Md$ ):** Es el valor que divide al conjunto de datos ordenados de menor a mayor en dos partes iguales, donde el 50 por ciento de los datos está por debajo de la media y el otro 50 por ciento por encima.

### MEDIDAS DE DISPERSIÓN ABSOLUTA

Las medidas de dispersión cuantifican la separación, dispersión y la variabilidad de los valores de la distribución respecto al valor central. Entre estas medidas tenemos:

- (a) **Varianza:** Mide la dispersión de los valores de la variable respecto a la media aritmética. Cuanto mayor sea la varianza mayor dispersión existirá y por lo tanto menor representatividad tendrá la media aritmética. La varianza se expresa en las mismas unidades que la variable analizada, pero elevadas al cuadrado. Para una muestra de tamaño  $n$ ,  $x_1, x_2, \dots, x_n$ , se tiene que:

$$S^2 = \frac{1}{n-1} \sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^2 \quad \text{A.2}$$

Donde:

$S$ : Desviación estándar

$x_i$ : Cada uno de los valores de la variable  $i$

$\bar{x}$ : Media de la muestra

$n$ : Número total de datos

- (c) **Covarianza:** Mide la relación existente entre dos variables. Si es positiva, existe una relación lineal entre las dos variables, si es negativa, indica que existe una relación lineal inversa y si es igual a cero, no existe una relación lineal entre las variables estudiadas. Su fórmula suele ser expresada como:

$$\sigma_{xy} = \frac{\sum_{i=1}^n x_i y_i}{n-1} = \frac{\sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})(y_i - \bar{y})}{n-1} \quad \text{A.3}$$

Donde:

$\sigma_{xy}$ : Covarianza

$x_i$ : Cada uno de los valores de la variable  $x$

$y_i$ : Cada uno de los valores de la variable  $y$

$\bar{x}$ : Media de la muestra  $x$

$\bar{y}$ : Media de la muestra  $y$

$n$ : Número total de datos

- (d) **Coefficiente de correlación (R):** Es el cociente entre la covarianza y el producto de las desviaciones típicas de ambas variables. Si  $R$  toma valores cercanos a -1, la correlación es fuerte e inversa, si toma valores cercanos a cero la correlación es débil y si  $R$  es igual a 1 o -1, existe dependencia entre ambas variables. El coeficiente de correlación puede ser expresado como:

$$R = \frac{\sum_{i=1}^n x_i y_i}{\sqrt{\sum_{i=1}^n x_i^2} \sqrt{\sum_{i=1}^n y_i^2}} \quad \text{A.4}$$

Donde:

$R$ : Coeficiente de correlación

$x_i$ : Cada uno de los valores de la variable  $x$

$y_i$ : Cada uno de los valores de la variable  $y$

$n$ : Número total de datos

- (e) **Desviación Estándar (S)**: Es una medida del grado de dispersión de los datos con respecto al valor promedio. Dicho valor se puede obtener al hallar la raíz cuadrada de la varianza, por lo tanto su ecuación sería:

$$S = \sqrt{\frac{1}{n-1} \sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^2} \quad \text{A.5}$$

Donde:

$S$ : Desviación estándar

$x_i$ : Cada uno de los valores de la variable  $i$

$\bar{x}$ : Media de la muestra

$n$ : Número total de datos

- (f) **Máximo ( $X_{\max}$ )**: Valor máximo por propiedad presente en los datos.  
 (g) **Mínimo ( $X_{\min}$ )**: Valor mínimo por propiedad presente en los datos.

## MEDIDAS DE FORMA

Estas medidas comparan la forma que tiene la representación gráfica de una distribución. Entre estas medidas tenemos:

(a) **Medidas de asimetría o Sesgo:** Es la medida de concentración de los datos hacia los extremos de su intervalo de variación. Esta medida nos permite identificar si los datos se distribuyen de forma uniforme alrededor del punto central (media aritmética).

El coeficiente de asimetría más preciso es el de Fisher, que se define por:

$$g_1 = \frac{\frac{n_i}{N} \sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^3}{\left( \frac{n_i}{N} \sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^2 \right)^{3/2}} \quad \text{A.6}$$

Donde:

$g_1$ : Coeficiente de asimetría de Fisher

$x_i$ : Cada uno de los valores de la variable  $i$

$\bar{x}$ : Media de la muestra

$n_i$ : Frecuencia de cada valor

Según sea el valor de  $g_1$ , diremos que la distribución es asimétrica o simétrica, y se interpreta de la siguiente forma:

La asimetría puede ser positiva ( $g_1 > 0$ ) cuando la mayoría de los datos se encuentran por encima del valor de la media aritmética. La curva es simétrica ( $g_1 = 0$ ) cuando se distribuyen aproximadamente la misma cantidad de valores en ambos lados de la media y se conoce como asimetría negativa ( $g_1 < 0$ ) cuando la mayor parte de los datos se encuentran por debajo del valor de la media. En la Figura A.1. se muestran los tipos de asimetría.

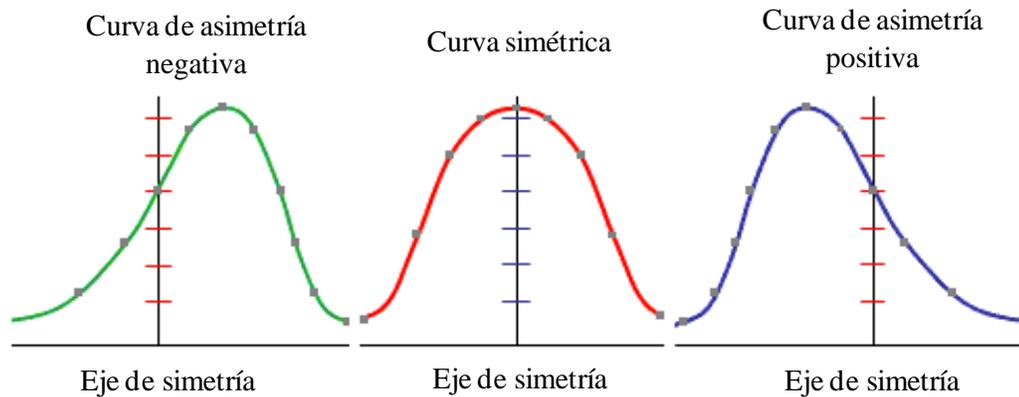


Figura A.1. Representación de la asimetría

**(b) Medidas de apuntamiento o Curtosis:** Determina el grado de concentración que presenta los valores en la región central de la distribución. Si existe un gran concentración de valores (Leptocúrtica,  $g_2 > 0$ ), una concentración normal (Mesocúrtica,  $g_2 = 0$ ) o una baja concentración (Platicúrtica,  $g_2 < 0$ ) como se muestra en la Figura A.2. Para cualquier coeficiente de curtosis se utiliza la ecuación:

$$g_2 = \frac{\frac{n_i}{N} \sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^4}{\left(\frac{n_i}{N} \sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^2\right)^2} - 3 \quad \text{A.7}$$

Donde:

$g_2$ : Coeficiente de curtosis

$x_i$ : Cada uno de los valores de la variable  $i$

$\bar{x}$ : Media de la muestra

$n_i$ : Frecuencia de cada valor

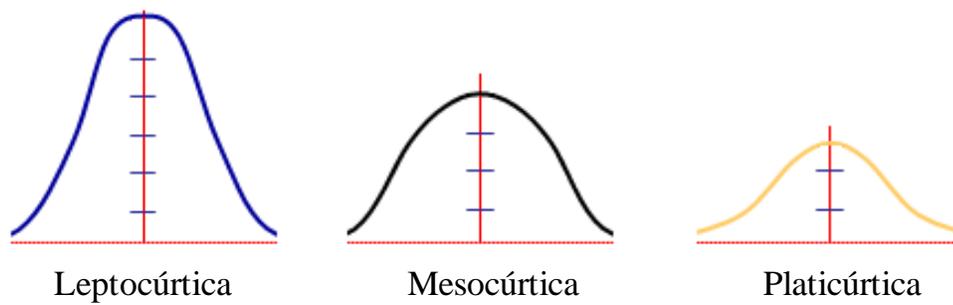


Figura A.2. Representación de la Curtosis

## GRÁFICOS ESTADÍSTICOS

Se utilizan para tener una representación visual de la totalidad de la información. Entre los gráficos más utilizados se encuentran:

- (a) **Histogramas:** Es una representación gráfica de una variable en forma de barras, donde la superficie de cada barra es proporcional a la frecuencia de los valores representados. El eje vertical representa las frecuencias y el eje horizontal los valores de las variables.
- (b) **Diagramas de dispersión:** Es un tipo de diagrama donde se representan los valores de dos variables para un conjunto de datos y sirve para mostrar las relaciones no lineales entre las mismas.

**APÉNDICE B: HISTOGRAMAS Y DIAGRAMAS DE DISPERSIÓN**

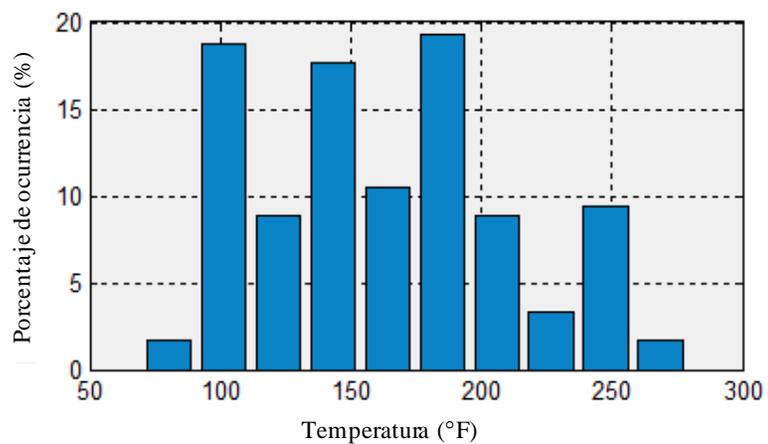


Figura B.1. Histograma de Temperatura

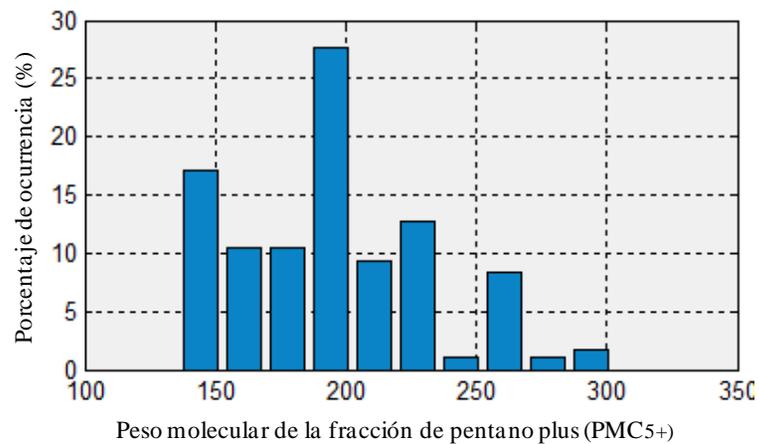


Figura B.2. Histograma del Peso molecular de la fracción de C<sub>5+</sub>

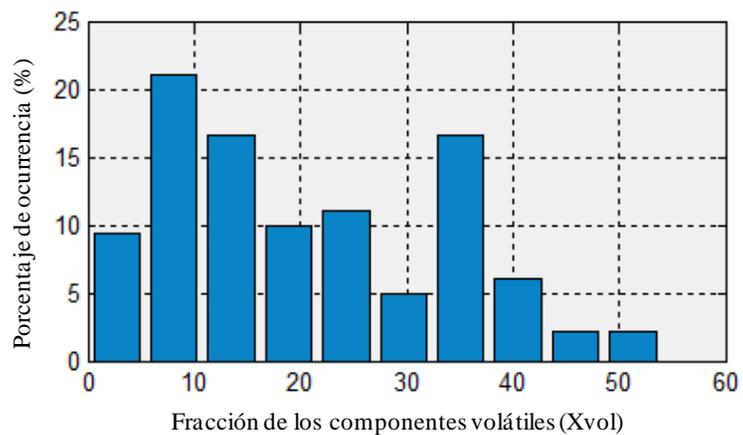


Figura B.3. Histograma de la fracción de volátiles

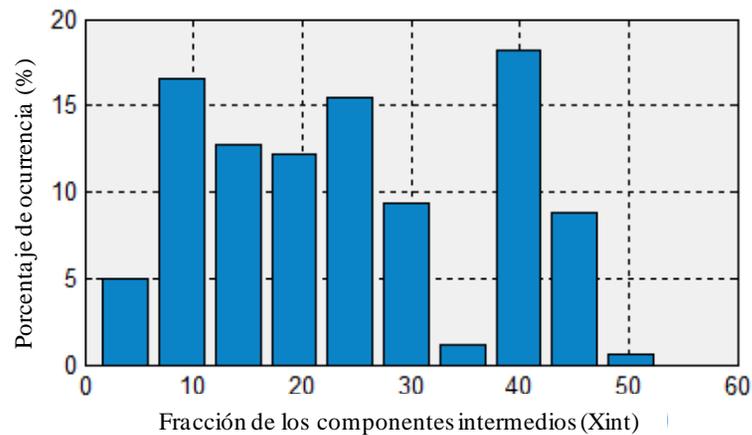


Figura B.4. Histograma de la fracción de intermedios

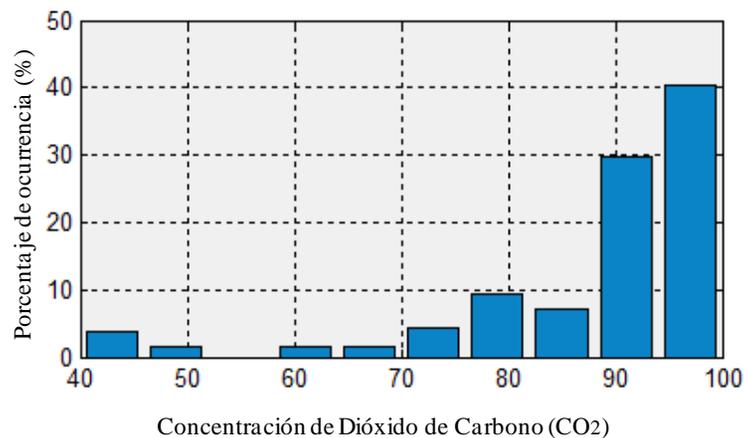


Figura B.5. Histograma de la concentración de CO<sub>2</sub>

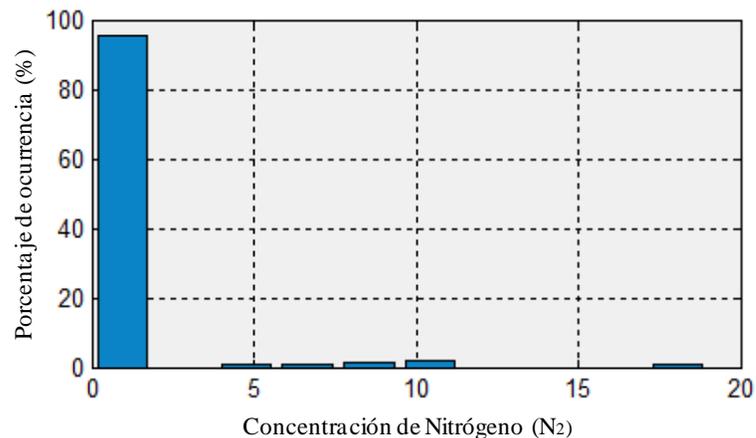


Figura B.6. Histograma de la concentración de Nitrógeno (N<sub>2</sub>)

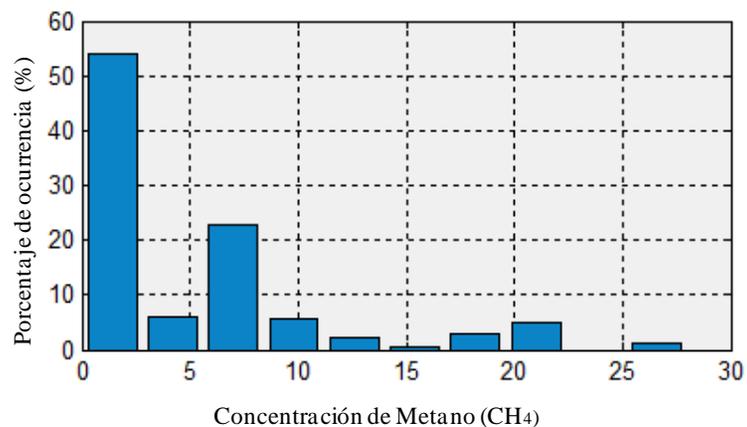


Figura B.7. Histograma de la concentración de Metano (CH<sub>4</sub>)

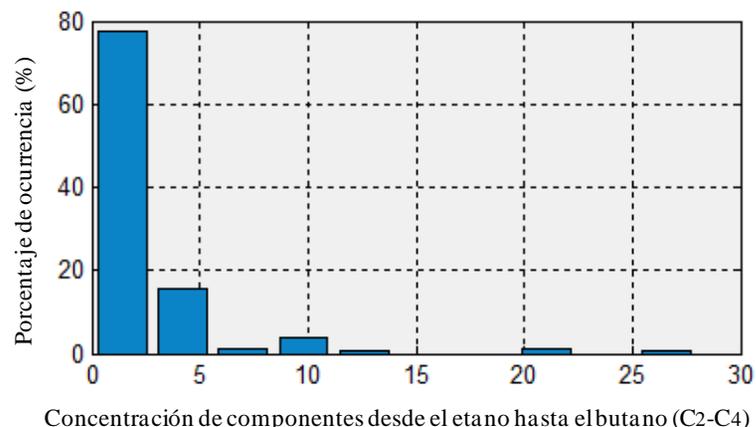


Figura B.8. Histograma de la concentración de componentes de (C<sub>2</sub>-C<sub>4</sub>)

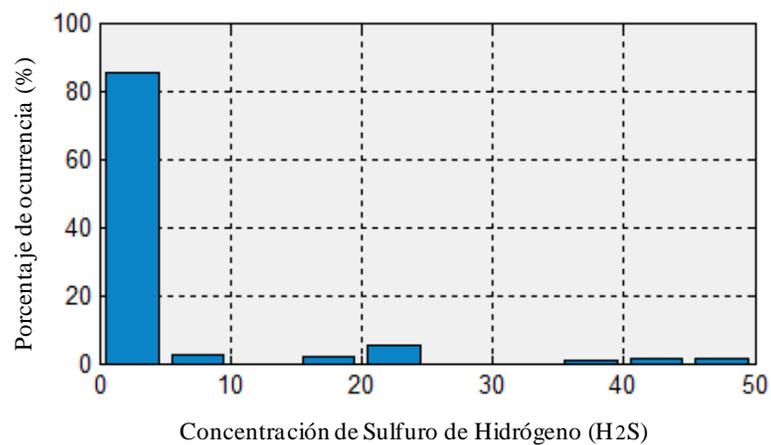


Figura B.9. Histograma de la Concentración de H<sub>2</sub>S

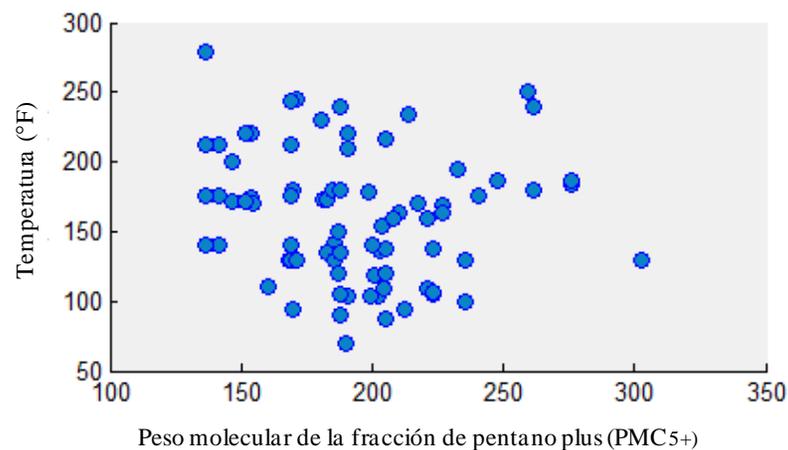


Figura B.10. Diagrama de dispersión Temperatura en función del Peso molecular de la fracción de C<sub>5+</sub>

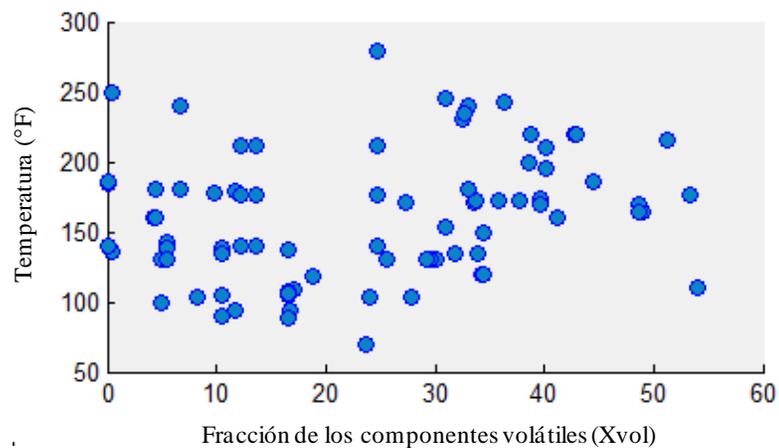


Figura B.11. Diagrama de dispersión Temperatura en función de la Fracción de los componentes volátiles

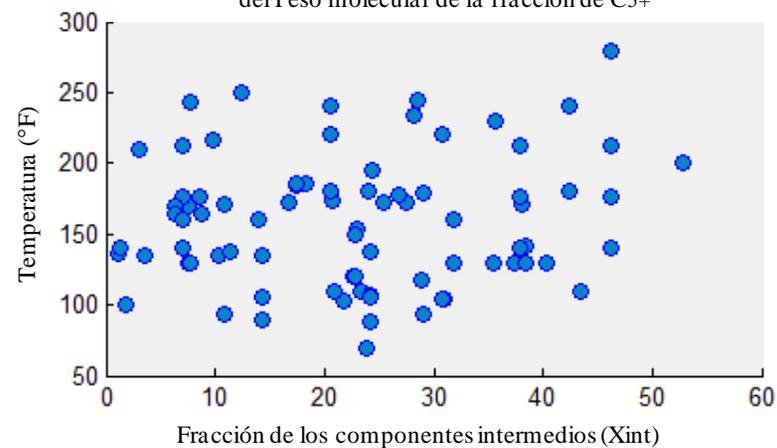


Figura B.12. Diagrama de dispersión Temperatura en función de la Fracción de los componentes intermedios

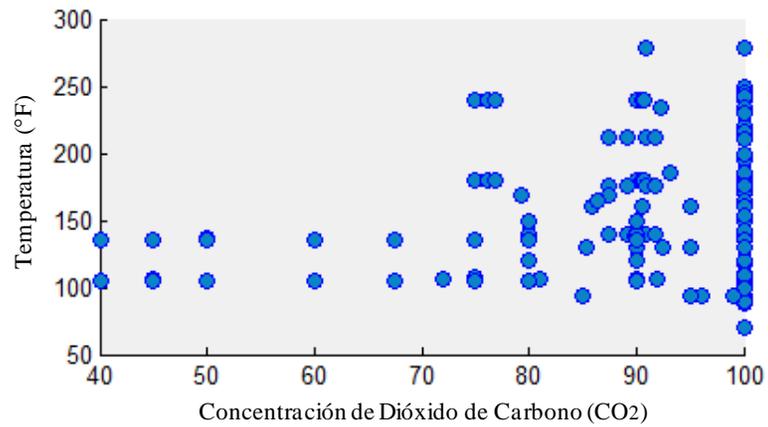


Figura B.13. Diagrama de dispersión Temperatura en función de la Concentración de CO2

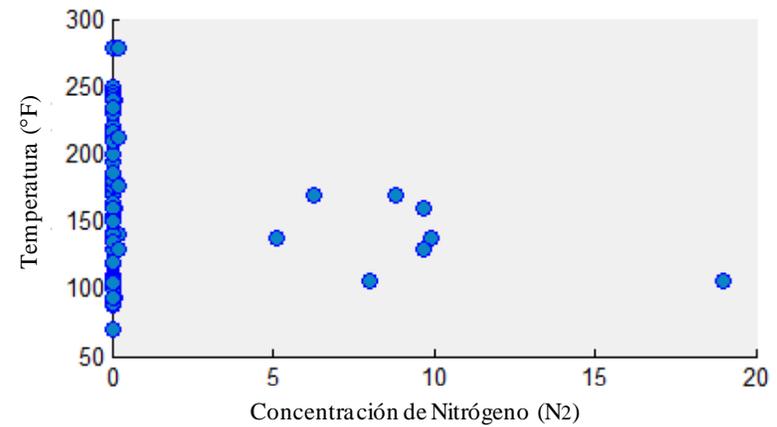


Figura B.14. Diagrama de dispersión Temperatura en función de la Concentración de N2

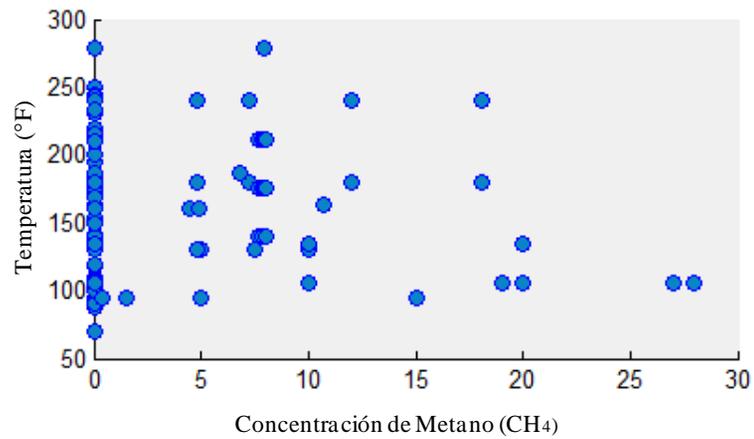


Figura B.15. Diagrama de dispersión Temperatura en función de la Concentración de CH4

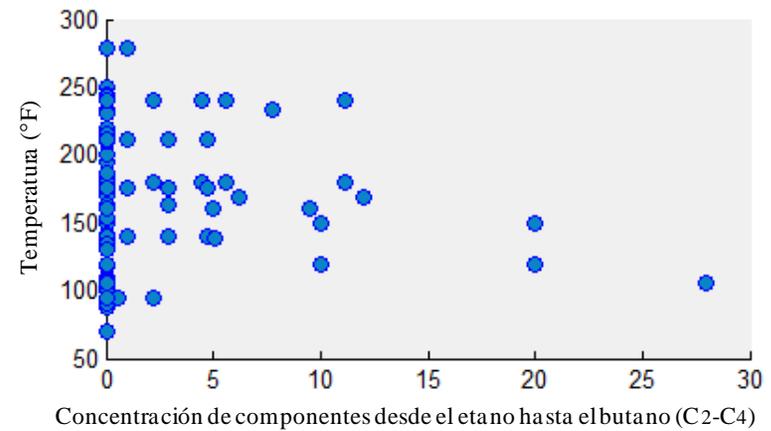


Figura B.16. Diagrama de dispersión Temperatura en función de la Concentración de componentes de C2-C4

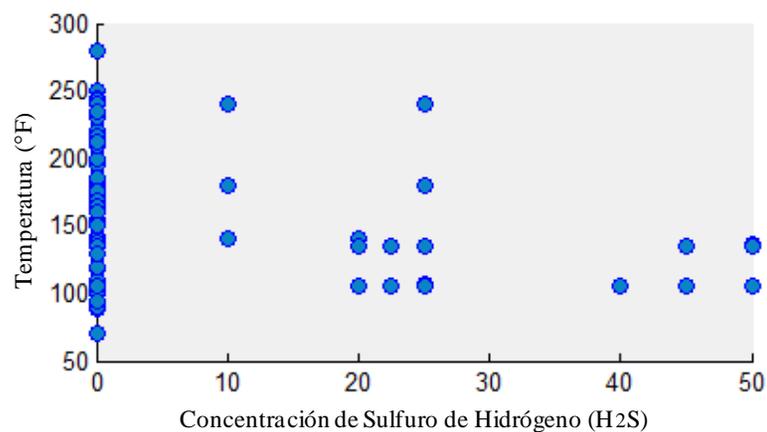


Figura B.17. Diagrama de dispersión Temperatura en función de la Concentración de H<sub>2</sub>S

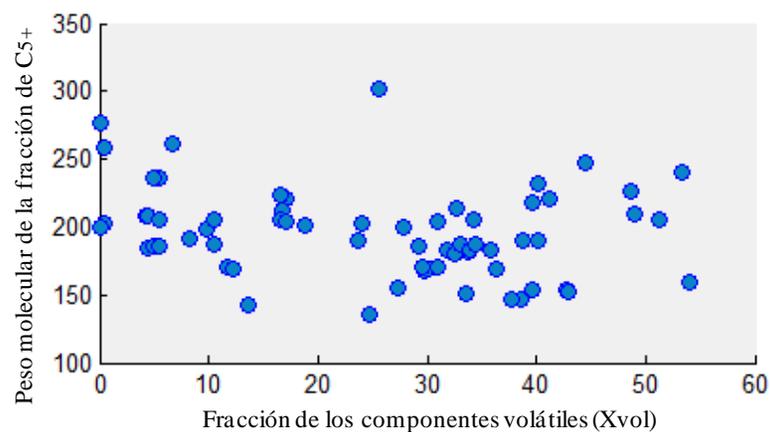


Figura B.18. Diagrama de dispersión Peso molecular de la fracción de C<sub>5+</sub> en función de la Fracción de los componentes volátiles

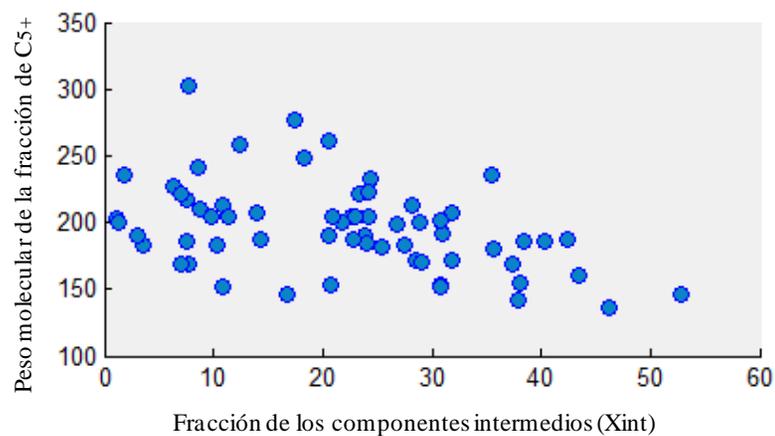


Figura B.19. Diagrama de dispersión Peso molecular de la fracción de C<sub>5+</sub> en función de la Fracción de los componentes intermedios

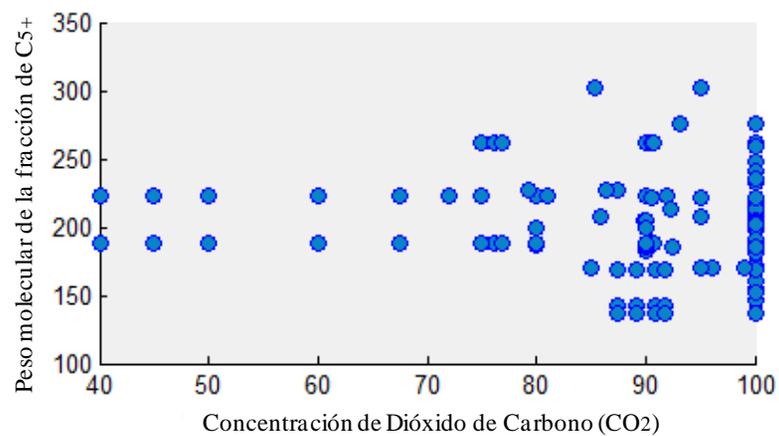


Figura B.20. Diagrama de dispersión Peso molecular de la fracción de C<sub>5+</sub> en función de la Concentración de CO<sub>2</sub>

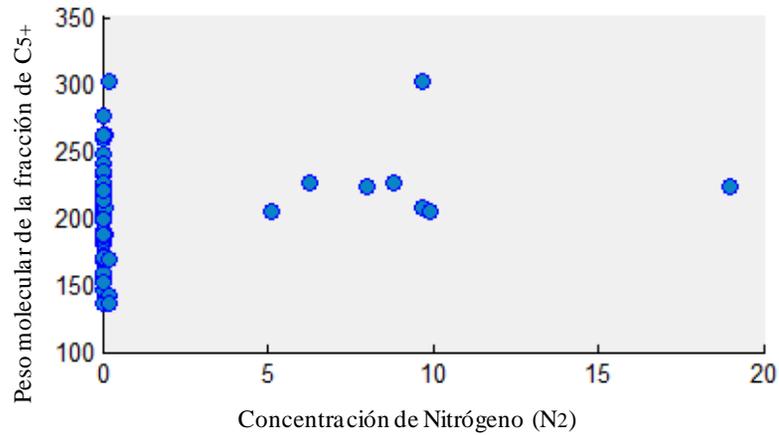


Figura B.21. Diagrama de dispersión Peso molecular de la fracción de C5+ en función de la Concentración de N2

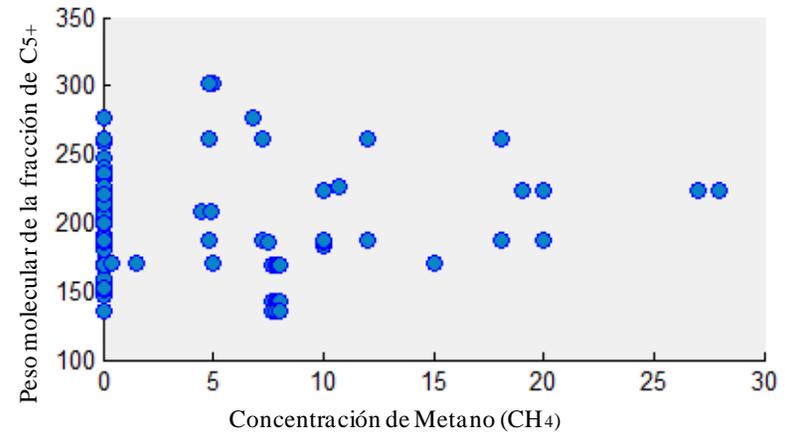


Figura B.22. Diagrama de dispersión Peso molecular de la fracción de C5+ en función de la Concentración de CH4

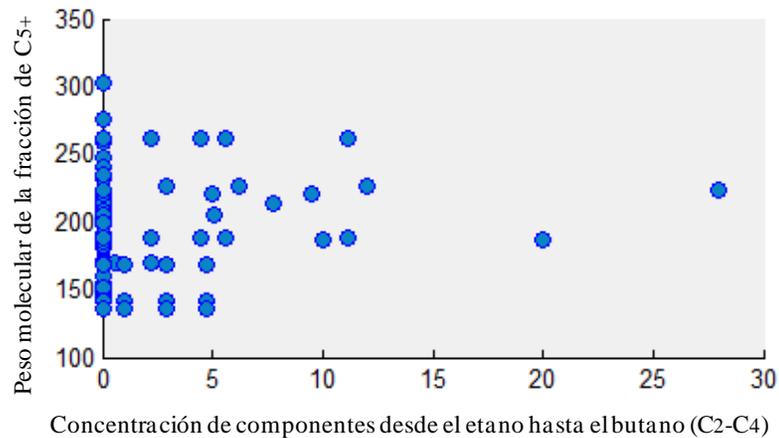


Figura B.23. Diagrama de dispersión Peso molecular de la fracción de C5+ en función de la Concentración de C2-C4

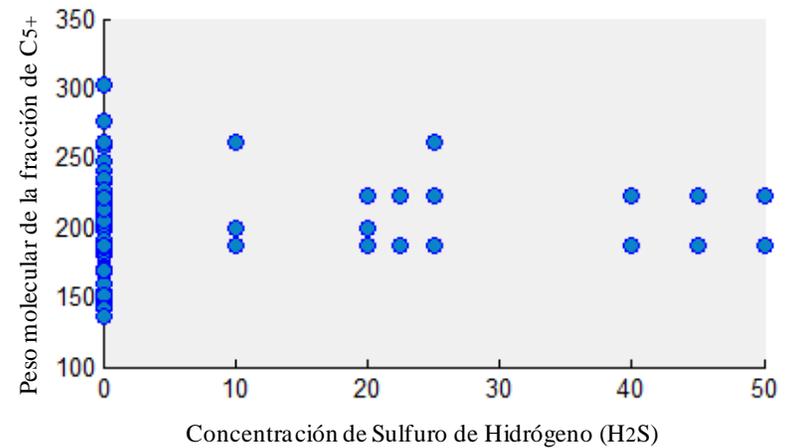


Figura B.24. Diagrama de dispersión Peso molecular de la fracción de C5+ en función de la Concentración de H2S

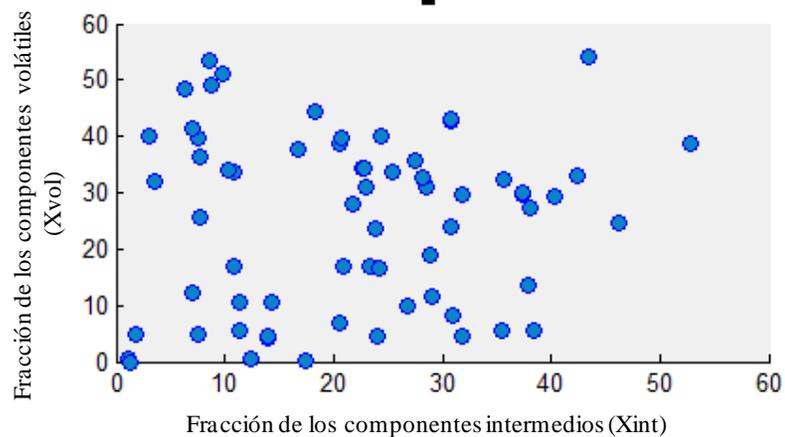


Figura B.25. Diagrama de dispersión Xvol en función de Xint

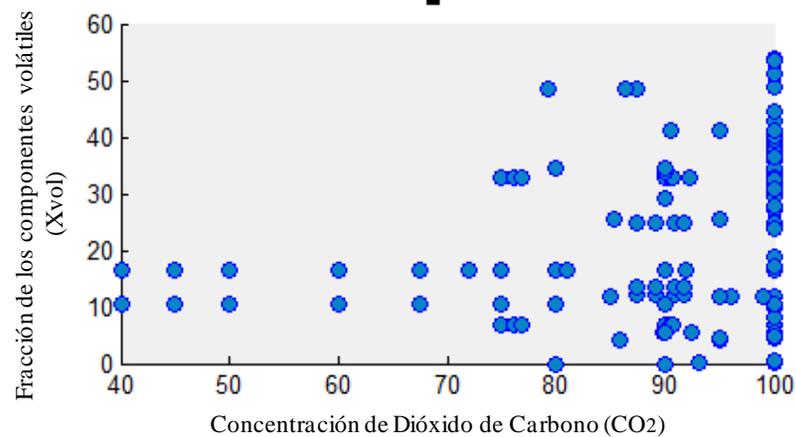


Figura B.26. Diagrama de dispersión Xvol en función de la Concentración de CO2

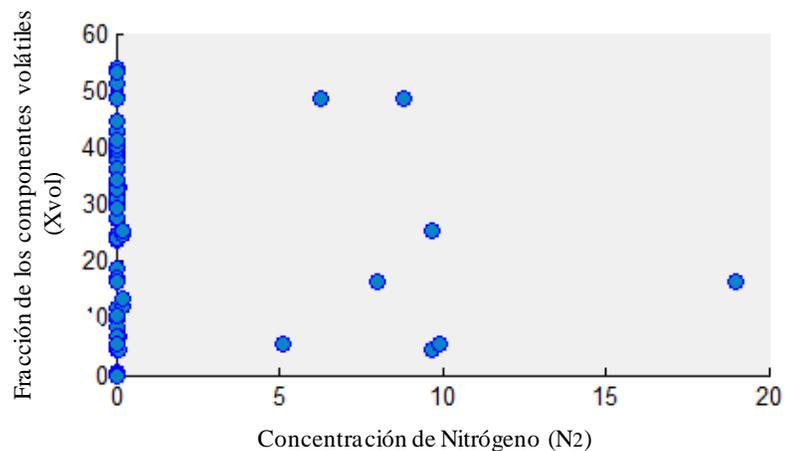


Figura B.27. Diagrama de dispersión Xvol en función de la Concentración de N2

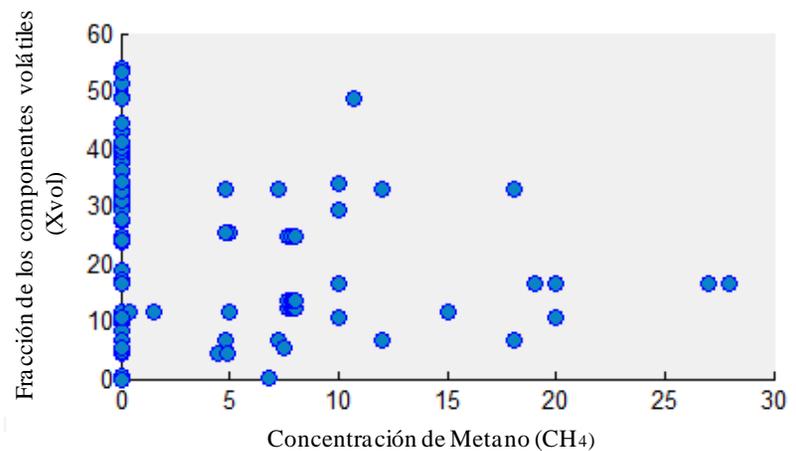


Figura B.28. Diagrama de dispersión Xvol en función de la Concentración de CH4

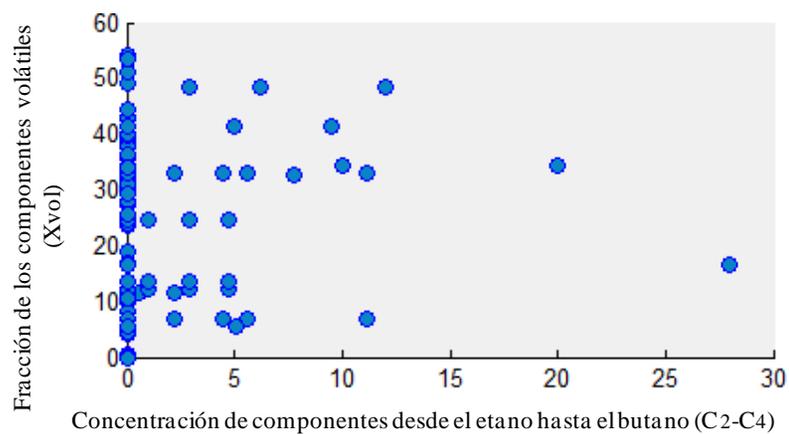


Figura B.29. Diagrama de dispersión Xvol en función de la Concentración de C2-C4

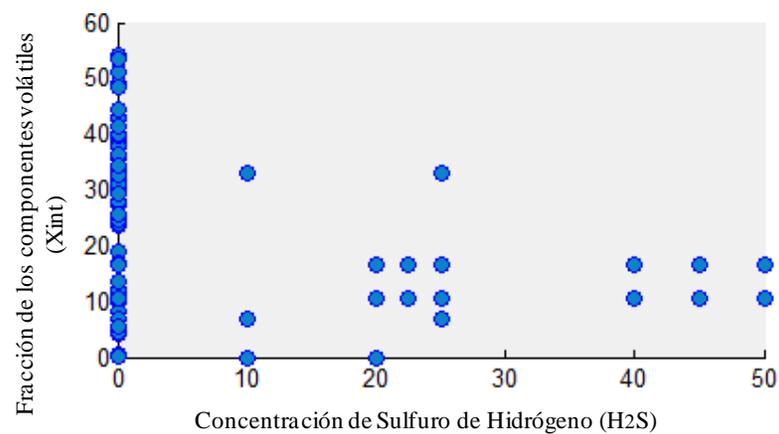


Figura B.30. Diagrama de dispersión Xvol en función de la Concentración de H2S

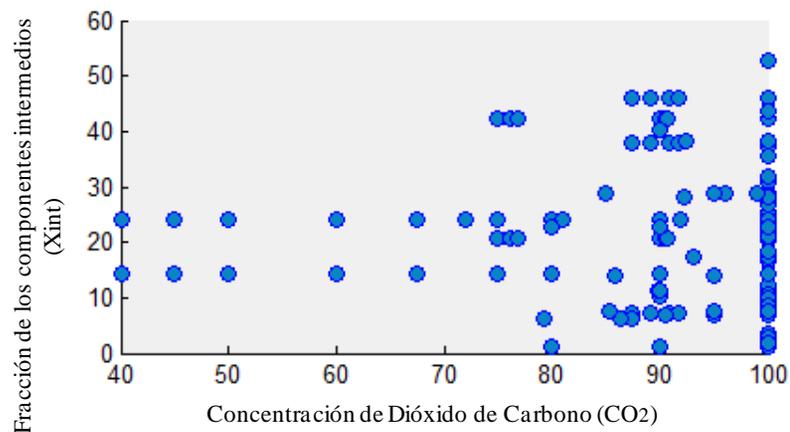


Figura B.31. Diagrama de dispersión Xint en función de la Concentración de CO2

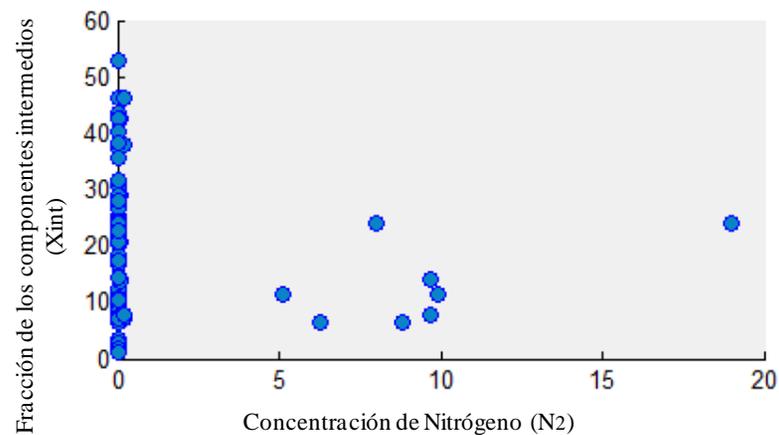


Figura B.32. Diagrama de dispersión Xint en función de la Concentración de N2

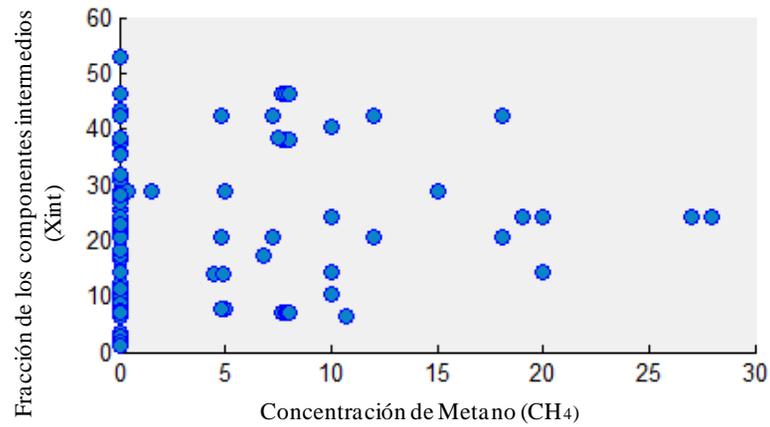


Figura B.33. Diagrama de dispersión  $X_{int}$  en función de la Concentración de  $C_1$

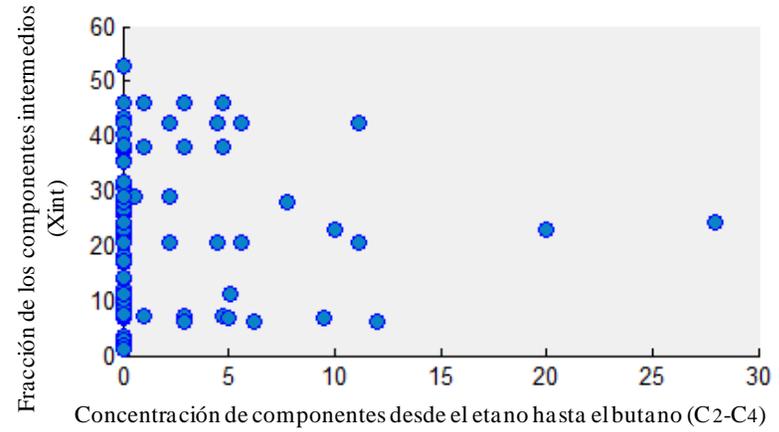


Figura B.34. Diagrama de dispersión  $X_{int}$  en función de la Concentración de  $C_2-C_4$

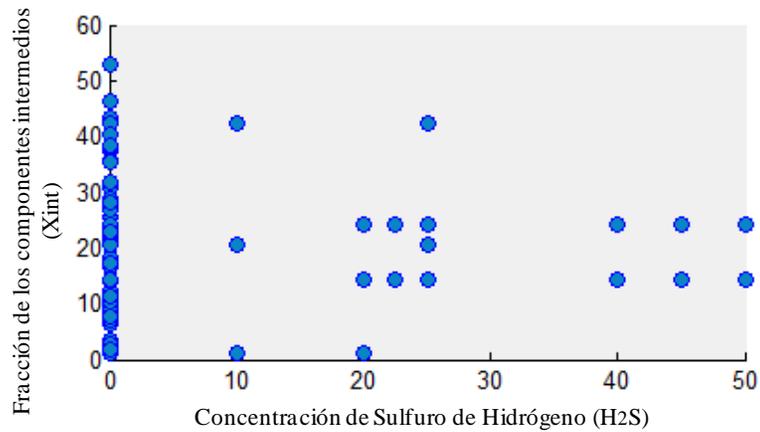


Figura B.35. Diagrama de dispersión  $X_{int}$  en función de la Concentración de  $H_2S$

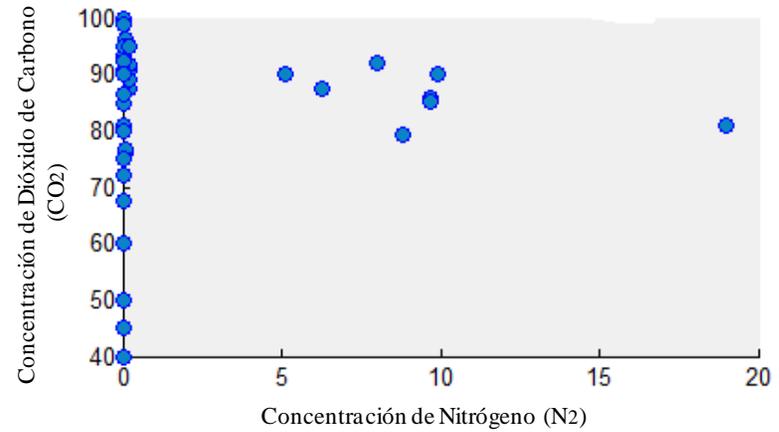


Figura B.36. Diagrama de dispersión Concentración de  $CO_2$  en función de la Concentración de  $N_2$

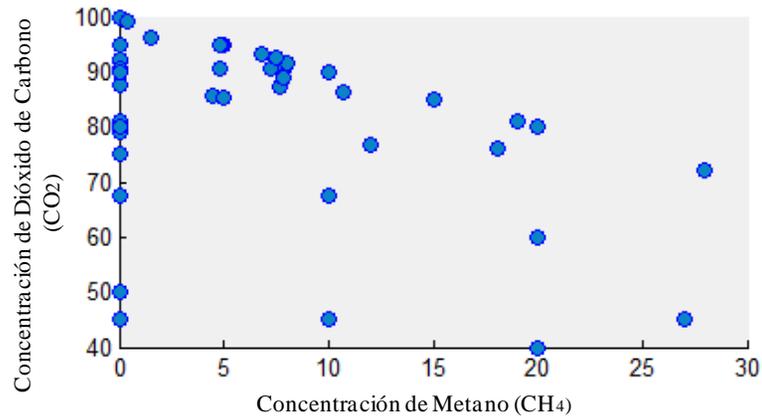


Figura B.37. Diagrama de dispersión Concentración de CO<sub>2</sub> en función de la Concentración de C<sub>1</sub>

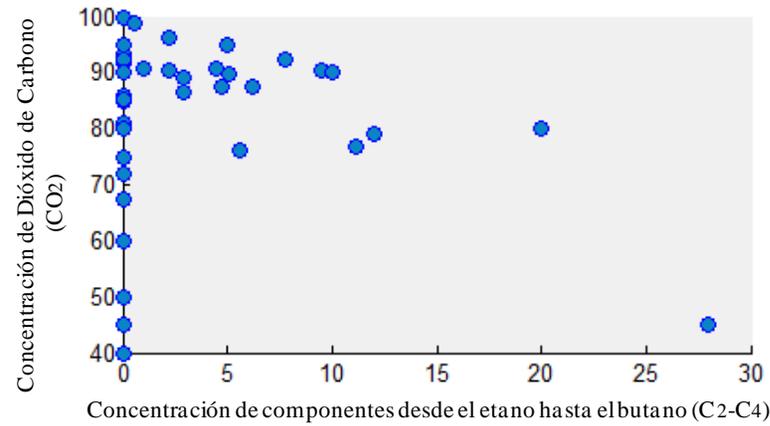


Figura B.38. Diagrama de dispersión Concentración de CO<sub>2</sub> en función de la Concentración de C<sub>2</sub>-C<sub>4</sub>

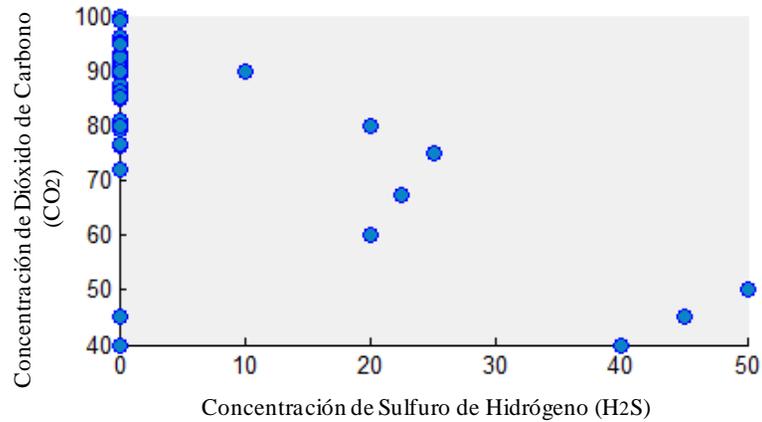


Figura B.39. Diagrama de dispersión Concentración de CO<sub>2</sub> en función de la Concentración de H<sub>2</sub>S

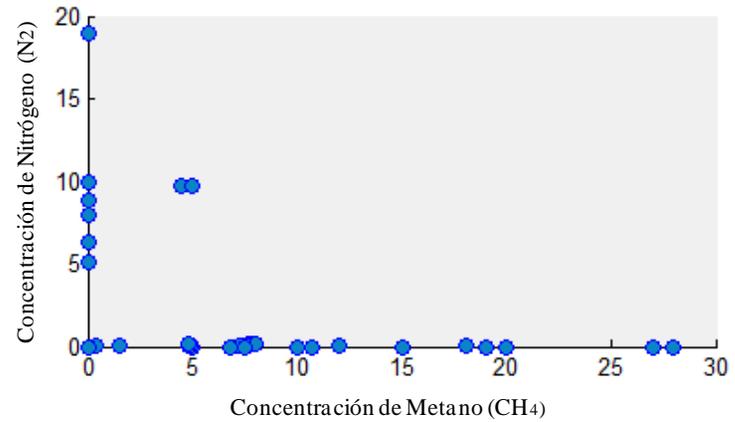


Figura B.40. Diagrama de dispersión Concentración de N<sub>2</sub> en función de la Concentración de C<sub>1</sub>

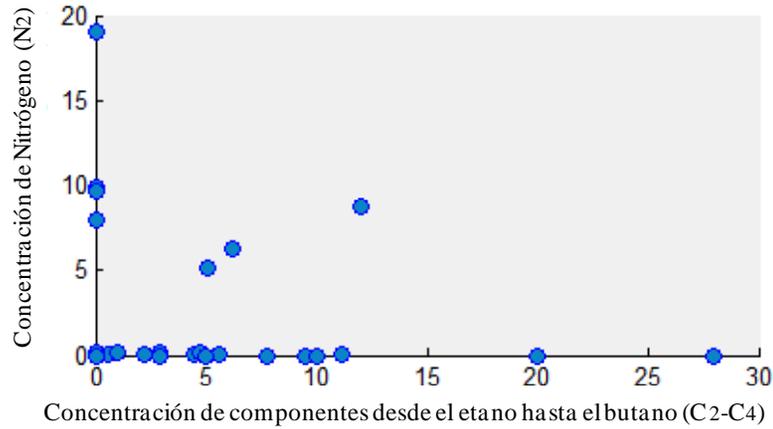


Figura B.41. Diagrama de dispersión Concentración de N<sub>2</sub> en función de la Concentración de C<sub>2</sub>-C<sub>4</sub>

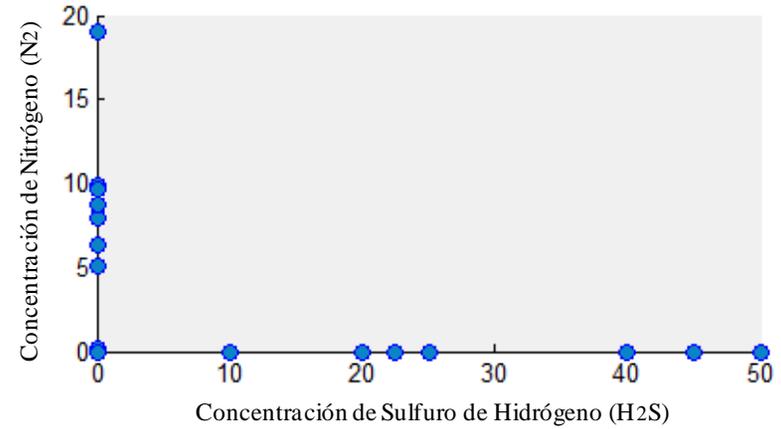


Figura B.42. Diagrama de dispersión Concentración de N<sub>2</sub> en función de la Concentración de H<sub>2</sub>S

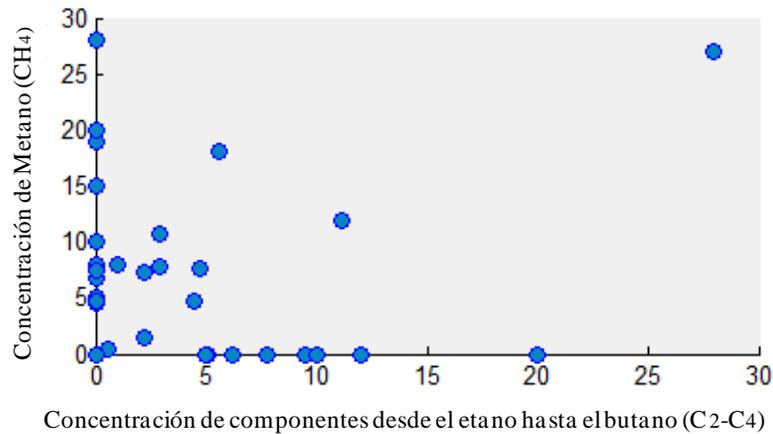


Figura B.43. Diagrama de dispersión Concentración de C<sub>1</sub> en función de la Concentración de C<sub>2</sub>-C<sub>4</sub>

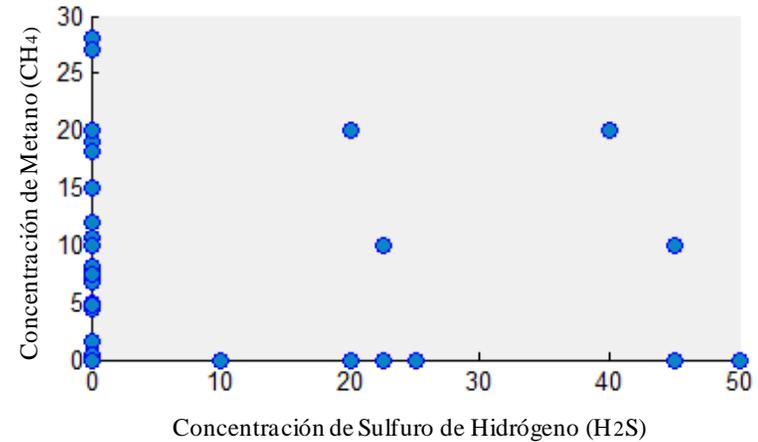


Figura B.44. Diagrama de dispersión Concentración de C<sub>1</sub> en función de la Concentración de H<sub>2</sub>S

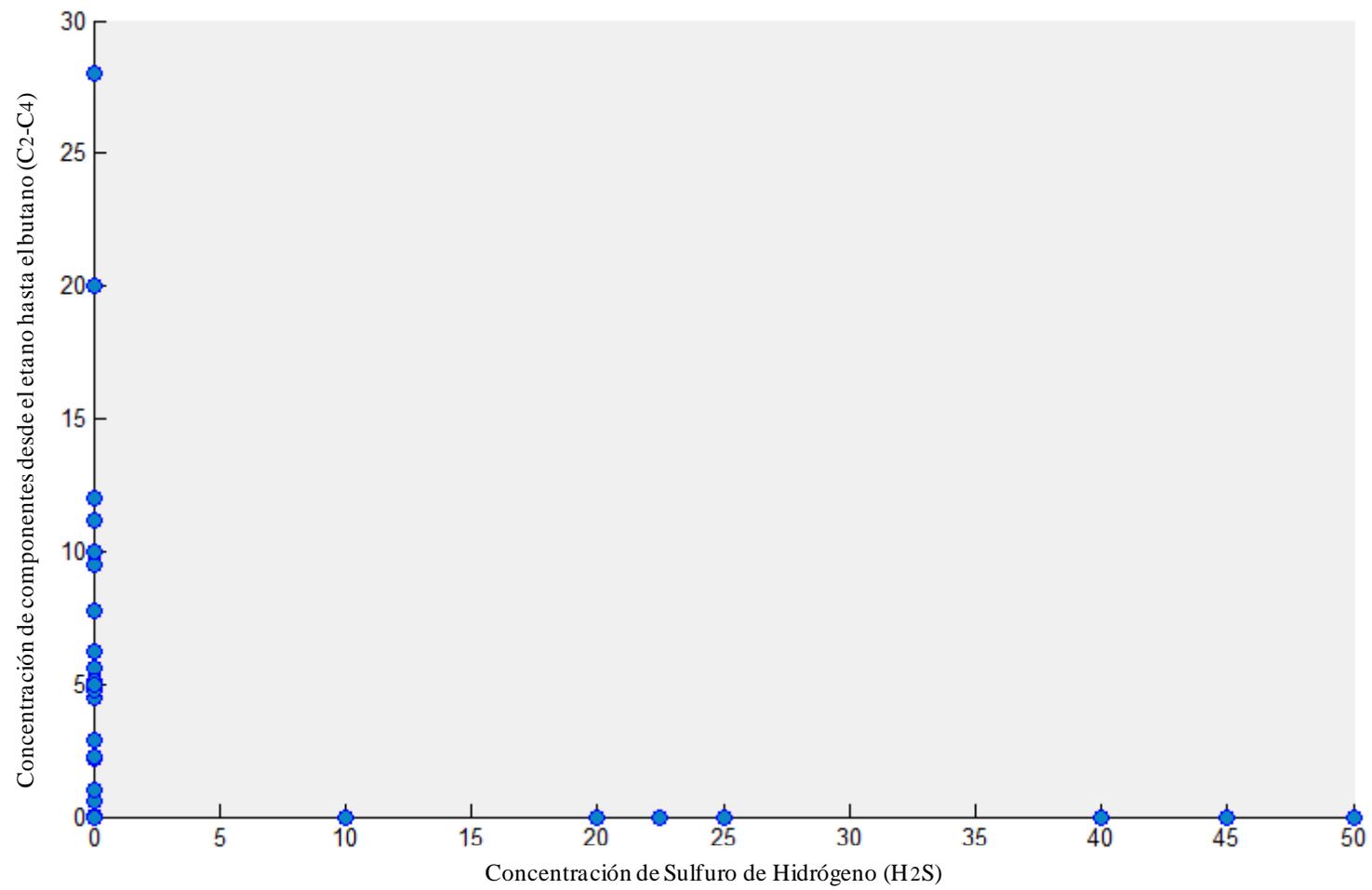


Figura B.45. Diagrama de dispersión Concentración de C2-C5 en función de la Concentración de H2S

## APÉNDICE C: CORRELACIONES PARA PREDECIR PMM EN LA INYECCIÓN DE CO<sub>2</sub>

Tabla C.1. Correlaciones para calcular PMM en la inyección de CO<sub>2</sub> puro

Referencia	Correlación	Observaciones																								
<b>Holm y Josendal (1974)</b>	Holm y Josendal (1974) proponen la primera correlación gráfica para predecir la PMM con CO <sub>2</sub> puro usando la metodología de Benham et al (1960). El efecto de la temperatura en la densidad del CO <sub>2</sub> es el principal factor de esta correlación. Por lo tanto, toman en cuenta la temperatura del yacimiento y el peso molecular de la fracción de C <sub>5+</sub> . La correlación gráfica se muestra en la Figura C.1	Se obtiene a partir de datos experimentales de pruebas de tubo delgado. Limitaciones: PM <sub>C5+</sub> debe estar entre 180 y 240. Hay restricciones de temperatura y presión para cada peso molecular representado en la gráfica.																								
<b>National Petroleum Council (NPC) (1976)</b>	<p>NPC (1976) lleva a cabo una correlación en función de la temperatura del yacimiento y la gravedad API del crudo. En la tabla siguiente se muestra la PMM correspondiente según los parámetros antes mencionados.</p> <table border="1" style="margin-left: auto; margin-right: auto;"> <thead> <tr> <th colspan="2"></th> <th colspan="2" style="text-align: center;">Corrección por la temperatura del yacimiento</th> </tr> <tr> <th style="text-align: center;">°API</th> <th style="text-align: center;">PMM (lpc)</th> <th style="text-align: center;">T (°F)</th> <th style="text-align: center;">Presión adicional (lpc)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td style="text-align: center;">&lt;27</td> <td style="text-align: center;">4000</td> <td style="text-align: center;">&lt;120</td> <td style="text-align: center;">0</td> </tr> <tr> <td style="text-align: center;">27 a 30</td> <td style="text-align: center;">3000</td> <td style="text-align: center;">120 a 150</td> <td style="text-align: center;">+ 200</td> </tr> <tr> <td style="text-align: center;">&gt;30</td> <td style="text-align: center;">1200</td> <td style="text-align: center;">150 a 200</td> <td style="text-align: center;">+ 350</td> </tr> <tr> <td></td> <td></td> <td style="text-align: center;">200 a 250</td> <td style="text-align: center;">+ 500</td> </tr> </tbody> </table>			Corrección por la temperatura del yacimiento		°API	PMM (lpc)	T (°F)	Presión adicional (lpc)	<27	4000	<120	0	27 a 30	3000	120 a 150	+ 200	>30	1200	150 a 200	+ 350			200 a 250	+ 500	<p>Limitaciones: La temperatura debe ser menor a 250 °F. Si la temperatura del yacimiento es mayor o igual a 120 °F, se hace una corrección para el valor correspondiente de PMM. La PMM derivada de esta ecuación no es muy precisa ya que no toma en cuenta la composición del crudo.</p>
		Corrección por la temperatura del yacimiento																								
°API	PMM (lpc)	T (°F)	Presión adicional (lpc)																							
<27	4000	<120	0																							
27 a 30	3000	120 a 150	+ 200																							
>30	1200	150 a 200	+ 350																							
		200 a 250	+ 500																							

Tabla C.2. Continuación de las correlaciones para calcular PMM en la inyección de CO<sub>2</sub> puro

Referencia	Correlación	Observaciones
<b>Cronquist (1978)</b>	<p>Cronquist (1978) propone una ecuación para determinar la PMM tomando en cuenta parámetros como la temperatura del yacimiento, fracción de los componentes volátiles presentes en el crudo y el peso molecular de la fracción de C<sub>5+</sub> tal como se muestra a continuación:</p> $PMM = 15.988 \times T^A$ <p>Donde:</p> $A = 0.744206 + 0.0011038 \times PMC_{5+} + 0.0015279 \times X_{vol}$ <p><i>PMM</i> = Presión Mínima de Miscibilidad, lpc  <i>T</i> = Temperatura del yacimiento, °F  <i>PMC<sub>5+</sub></i> = Peso molecular de la fracción de pentano plus  <i>X<sub>vol</sub></i> = Fracción de los componentes volátiles</p>	<p>Se obtiene a partir de datos experimentales de pruebas de tubo delgado.</p> <p>Limitaciones:  El rango debe estar entre 23,7 y 44 °API, la temperatura del yacimiento de 71 a 240 °F y la PMM entre 1070 y 5000 lpc.</p>
<b>Petroleum Recovery Institute (PRI) (1979)</b>	<p>PRI (1979) propone una correlación sencilla para el cálculo de la PMM tomando en cuenta únicamente la temperatura del yacimiento tal como se muestra en la ecuación siguiente:</p> $PMM = 1071,82893 \times 10^{2,7772 - \frac{1519}{T+460}}$ <p>Donde:  <i>PMM</i> = Presión Mínima de Miscibilidad, lpc  <i>T</i> = Temperatura del yacimiento, °F</p>	<p>Es ideal para una temperatura mayor que la temperatura crítica del gas de inyección. Sin embargo, la PMM derivada de esta ecuación no es muy precisa ya que no toma en cuenta la composición del crudo.</p>

Tabla C.3. Continuación de las correlaciones para calcular PMM en la inyección de CO<sub>2</sub> puro

Referencia	Correlación	Observaciones
<b>Lee (1979)</b>	<p>Lee (1979) toma únicamente como parámetro la temperatura del yacimiento y calcula la PMM con CO<sub>2</sub> a la presión de vapor cuando la temperatura del yacimiento es menor a la temperatura crítica del CO<sub>2</sub>. Sin embargo, su correlación puede ser aplicada cuando la temperatura es mayor a la temperatura crítica del CO<sub>2</sub>. Finalmente resulta:</p> $PMM = 7,3924 \times 10^B \quad B = 2,772 - \frac{1519}{492 + 1,8 T}$ <p>Donde:  <i>PMM</i> = Presión Mínima de Miscibilidad, MPa  <i>T</i> = Temperatura del yacimiento, °C</p>	<p>Si la PMM es menor a la presión de burbuja, la misma es tomada como la PMM.</p> <p>Limitaciones:  La PMM derivada de esta ecuación no es muy precisa ya que no toma en cuenta la composición del crudo.</p>
<b>Yellig y Metcalfe (1980)</b>	<p>Yellig y Metcalfe (1980) se enfocan en que la temperatura del yacimiento tiene mayor influencia en el logro de la miscibilidad que la composición del crudo. Por lo tanto, esta correlación calcula la PMM tomando únicamente como parámetro la temperatura del yacimiento tal como se muestra en la siguiente ecuación:</p> $PMM = 1833.717 + 2.2518055 T + 0.01800674 T^2 - \frac{103949.93}{T}$ <p>Donde:  <i>PMM</i> = Presión Mínima de Miscibilidad, lpc  <i>T</i> = Temperatura del yacimiento, °F  Su forma gráfica se observa en la Figura C.2.</p>	<p>Se obtiene a partir de datos experimentales de pruebas de tubo delgado.</p> <p>Si la PMM es menor a la presión de burbuja, la misma es tomada como la PMM.</p> <p>Limitaciones:  La temperatura del yacimiento debe estar entre 93 y 255°F.  La PMM derivada de esta ecuación no es muy precisa ya que no toma en cuenta la composición del crudo</p>

Tabla C.4. Continuación de las correlaciones para calcular PMM en la inyección de CO<sub>2</sub> puro

Referencia	Correlación	Observaciones
<b>Mungan (1981)</b>	Mungan (1981) extiende el trabajo de Holm y Josendal (1974) pero con pesos moleculares más altos. Por lo tanto, propone una correlación tomando en cuenta parámetros como la temperatura del yacimiento y el peso molecular de la fracción de C <sub>5+</sub> . La correlación gráfica se muestra en la Figura C.3.	Se obtiene a partir de datos experimentales de pruebas de tubo delgado.
<b>Orr y Jensen (1984)</b>	<p>Orr y Jensen (1984) toman únicamente como parámetro la temperatura del yacimiento para estimar PMM tal como se muestra en la ecuación siguiente:</p> $PMM = 0,101386 \times e^{10,91 - \frac{2015}{255,372 + 0,5556 \times (1,8 T + 32)}}$ <p>Donde:  <i>PMM</i> = Presión Mínima de Miscibilidad, MPa  <i>T</i> = Temperatura del yacimiento, °C</p>	<p>Limitaciones:  Usada para estimar la PMM en yacimientos con baja temperatura, menor a 49 °C (129 °F).  La PMM derivada de esta ecuación no es muy precisa ya que no toma en cuenta la composición del crudo.</p>
<b>Glaso (1985)</b>	Glaso (1985) propone una ecuación basada en las correlaciones gráficas de Benham et al (1960), en función del peso molecular de la fracción de C <sub>7+</sub> , temperatura del yacimiento y la fracción de los componentes intermedios desde el C <sub>2</sub> hasta el C <sub>6</sub> incluyendo al CO <sub>2</sub> . Si la fracción de C <sub>2</sub> - C <sub>6</sub> es mayor a 0,18 resulta:	Se obtiene a partir de datos experimentales de pruebas de tubo delgado.

Tabla C.5. Continuación de las correlaciones para calcular PMM en la inyección de CO<sub>2</sub> puro

Referencia	Correlación	Observaciones
<p><b>Glaso (1985)</b></p>	$PMM = 810 - 3,404 \times PMC_{7+} +$ $\left(1,7 \times 10^{-9} \times PMC_{7+}^{3,73} \times e^{786,6 \times PMC_{7+}^{-1,058}}\right) \times T$ <p>En cambio, si la fracción de C<sub>2</sub> - C<sub>6</sub> es menor a 0,18 queda:</p> $PMM = 810 - 3,404 \times PMC_{7+} +$ $\left(1,7 \times 10^{-9} \times PMC_{7+}^{3,73} \times e^{786,6 \times PMC_{7+}^{-1,058}}\right) \times T - (121,2 \times X_{int})$ <p>Donde:  <i>PMM</i> = Presión Mínima de Miscibilidad, lpc  <i>T</i> = Temperatura del yacimiento, °F  <i>PMC<sub>7+</sub></i> = Peso molecular de la fracción de heptano plus  <i>X<sub>int</sub></i> = Fracción de los componentes intermedios</p>	
<p><b>Orr y Silva (1987)</b></p>	<p>La correlación de Orr y Silva (1987) es una modificación de la propuesta por Holm y Josendal (1974), donde toma en cuenta la temperatura del yacimiento y el peso molecular de la fracción de C<sub>2+</sub>. Su correlación se basa en que la extracción de hidrocarburos del crudo depende más del tamaño de sus moléculas. Su correlación se muestra a continuación:</p>	<p>Se obtiene a partir de datos experimentales obtenidos de pruebas de tubo delgado. Si la PMM es menor a la presión de burbuja, la misma es tomada como la PMM.</p>

Tabla C.6. Continuación de las correlaciones para calcular PMM en la inyección de CO<sub>2</sub> puro

Referencia	Correlación	Observaciones
<b>Orr y Silva (1987)</b>	$\rho_{PMM} = -0,524 \times F + 1,189 \quad \text{cuando } F < 1,467$ $\rho_{PMM} = 0,42 \quad \text{cuando } F > 1,467 \quad \text{donde } F = \sum_2^{37} K_i \times w_{iC2+}$ $\log(K_i) = 0,7611 - 0,04175 \times C_i \quad \text{y} \quad w_{iC2+} = \frac{w_i}{\sum_2^{37} w_i}$ <p>Donde:</p> $\rho_{PMM} = \text{Densidad requerida a la PMM, gr/cm}^3$ $w_{iC2+} = \text{Factor ponderado del coeficiente de partición para moléculas con } i \text{ átomos de carbono}$ $K_i = \text{Fracción de peso normalizada del componente } i \text{ en la fracción del } C_{2+}$	<p>Limitaciones:</p> <p>No toma en cuenta la presencia de metano y otros contaminantes en la composición del crudo, solo se usa cuando la distribución de los componentes desde el C<sub>2</sub> hasta el C<sub>37</sub> está disponible.</p> <p>La PMM del CO<sub>2</sub> impuro es la presión requerida para llevar al gas de inyección a la misma densidad del CO<sub>2</sub> puro.</p>
<b>Zuo et al. (1993)</b>	<p>Zuo et al (1993) mejora la correlación de Johnson y Pollin (1981), tomando en cuenta parámetros como la temperatura del yacimiento, el peso molecular de la fracción de C<sub>7+</sub>, la fracción de los componentes volátiles e intermedios presentes en el crudo tal como se muestra en la ecuación siguiente:</p>	<p>Se obtiene a partir de datos experimentales de pruebas de tubo delgado.</p>

Tabla C.7. Continuación de las correlaciones para calcular PMM en la inyección de CO<sub>2</sub> puro

Referencia	Correlación	Observaciones
<p><b>Zuo et al. (1993)</b></p>	$PMM = 7,37 + 6,895 \times 10^{-3} \times [ 18,9 (T - 304,2) +$ $I (A_1 PM_{C7+} - 44,01)^2 ] \times \frac{X_{vol}^{A_2}}{X_{int}^{A_3}}$ <p>Donde:  <math>A_1 = 0,16853</math>  <math>A_2 = 0,13471</math>  <math>A_3 = 0,43945</math></p> <p><math>PMM</math> = Presión Mínima de Miscibilidad, MPa  <math>T</math> = Temperatura del yacimiento, K  <math>PM_{C7+}</math> = Peso molecular de la fracción de heptano plus  <math>X_{vol}</math> = Fracción de los componentes volátiles  <math>X_{int}</math> = Fracción de los componentes intermedios</p>	

Tabla C.8 Continuación de las correlaciones para calcular PMM en la inyección de CO<sub>2</sub> puro

Referencia	Correlación	Observaciones
<p><b>Emera y Sarma (2005)</b></p>	<p>Emera y Sarma (2005) toma como parámetros para desarrollar la correlación la temperatura del yacimiento, el peso molecular de la fracción de C<sub>5+</sub> y la fracción de los componentes volátiles e intermedios presentes en el crudo.</p> <p>Crudos con P<sub>b</sub> &gt; 0,345 MPa:</p> $PMM = 7,43497 \times 10^{-5} \times (1,8T + 32)^{1,1669} \times PM_{C5+}^{1,201} \times \left(\frac{X_{vol}}{X_{int}}\right)^{0,109}$ <p>Crudos con P<sub>b</sub> &lt; 0,345 MPa (crudos con X<sub>vol</sub> = 0):</p> $PMM = 7,43497 \times 10^{-5} \times (1,8T + 32)^{1,1669} \times PM_{C5+}^{1,201} \times \left(\frac{1}{X_{int}}\right)^{0,023}$ <p>Crudos con P<sub>b</sub> &lt; 0,345 MPa (crudos con X<sub>vol</sub> = 0, X<sub>int</sub> = 0):</p> $PMM = 7,43497 \times 10^{-5} \times (1,8T + 32)^{1,1669} \times PM_{C5+}^{1,201}$ <p>Donde:  PMM = Presión Mínima de Miscibilidad, MPa  T = Temperatura del yacimiento, °C  PM<sub>C5+</sub> = Peso molecular de la fracción de pentano plus  X<sub>vol</sub> = Fracción de los componentes volátiles  X<sub>int</sub> = Fracción de los componentes intermedios</p>	<p>Esta correlación es desarrollada por medio de un Algoritmo Genético (AG) y en base a pruebas de tubo delgado y burbuja ascendente.</p> <p>Si la PMM es menor a la presión de burbuja, la misma es tomada como la PMM.</p>

Tabla C.9. Continuación de las correlaciones para calcular PMM en la inyección de CO<sub>2</sub> puro

Referencia	Correlación	Observaciones
<p><b>Ghomian et al. (2008)</b></p>	<p>Ghomian et al. (2008) toman como parámetros para desarrollar su correlación la temperatura del yacimiento, componentes ligeros (C<sub>1</sub>-C<sub>6</sub>) y pesados (C<sub>7+</sub>) presentes en el crudo. Estos autores usan un enfoque basado en el uso de cuatro grupos de escala adimensional comúnmente utilizados en el modelaje del comportamiento de fases para hidrocarburos (temperatura reducida y un factor acéntrico para componentes ligeros y pesados), así como un análisis de regresión multivariable basado en la metodología de una superficie de respuesta. Los grupos mencionados anteriormente comprenden las siguientes ecuaciones:</p> $A = T_{r2} = \frac{T}{T_{c2}} \quad B = T_{r4} = \frac{T}{T_{c4}} \quad C = W_2 \quad D = W_4$ <p>Donde:  <i>T</i> = Temperatura del yacimiento  <i>T<sub>r2</sub></i> = Temperatura reducida para pseudocomponentes ligeros (C<sub>1</sub>-C<sub>6</sub>)  <i>T<sub>r4</sub></i> = Temperatura reducida para pseudocomponentes pesados (C<sub>7+</sub>)  <i>T<sub>c2</sub></i> = Temperatura crítica para pseudocomponentes ligeros  <i>T<sub>c4</sub></i> = Temperatura crítica para pseudocomponentes pesados  <i>W<sub>2</sub></i> = Factor acéntrico para pseudocomponentes ligeros del crudo  <i>W<sub>4</sub></i> = Factor acéntrico para pseudocomponentes pesados del crudo</p>	<p>Se obtiene a partir de datos experimentales de pruebas de tubo delgado.</p>

Tabla C.10. Continuación de las correlaciones para calcular PMM en la inyección de CO<sub>2</sub> puro

Referencia	Correlación	Observaciones																																																																								
<p><b>Ghomian et al. (2008)</b></p>	<p>Para calcular estas propiedades Pedersen y Christensen (2007) (citado en Ghomian et al, 2008) recomiendan las ecuaciones siguientes:</p> $W_2 = \frac{\sum_{i=1}^6 Z_i M_{wi} W_{ci}}{\sum_{i=1}^6 Z_i M_{wi}} \quad W_4 = \frac{\sum_{i=7}^{\infty} Z_i M_{wi} W_{ci}}{\sum_{i=7}^{\infty} Z_i M_{wi}}$ $T_{C2} = \frac{\sum_{i=1}^6 Z_i M_{wi} T_{ci}}{\sum_{i=1}^6 Z_i M_{wi}} \quad T_{C4} = \frac{\sum_{i=7}^{\infty} Z_i M_{wi} T_{ci}}{\sum_{i=7}^{\infty} Z_i M_{wi}}$ <p>Donde:  <i>Z<sub>i</sub></i> = Fracción molar del componente <i>i</i>  <i>M<sub>wi</sub></i> = Peso molecular del componente <i>i</i>  <i>T<sub>ci</sub></i> = Temperatura crítica del componente <i>i</i>  <i>W<sub>ci</sub></i> = Factor acéntrico de la fracción <i>i</i></p> <p>La siguiente ecuación es una versión simplificada si solo se asumen tres variables independientes. Si el número de variables independientes incrementa a cuatro, tal como se realizó en su estudio, el número de términos de la ecuación incrementa.</p>	<p>Coefficientes de la superficie de respuesta correspondientes a la correlación:</p> <table border="1" data-bbox="1419 589 1873 1380"> <thead> <tr> <th></th> <th></th> <th></th> <th></th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>A</td><td>27861,32</td><td>AB<sup>2</sup></td><td>83,29</td></tr> <tr><td>B</td><td>-798,26</td><td>AC<sup>2</sup></td><td>-32765,98</td></tr> <tr><td>C</td><td>3056,25</td><td>AD<sup>2</sup></td><td>2322,60</td></tr> <tr><td>D</td><td>6990,16</td><td>B<sup>2</sup>C</td><td>-492,99</td></tr> <tr><td>AA</td><td>-25,73</td><td>B<sup>2</sup>D</td><td>824,08</td></tr> <tr><td>AB</td><td>-1925,97</td><td>BC<sup>2</sup></td><td>-48,54</td></tr> <tr><td>AC</td><td>-35,40</td><td>BD<sup>2</sup></td><td>965,36</td></tr> <tr><td>AD</td><td>-29489,29</td><td>C<sup>2</sup>D</td><td>-892,66</td></tr> <tr><td>BB</td><td>318,34</td><td>CD<sup>2</sup></td><td>5991,74</td></tr> <tr><td>BC</td><td>2278,64</td><td>ABC</td><td>-333,58</td></tr> <tr><td>BD</td><td>3045,12</td><td>ABD</td><td>1657,02</td></tr> <tr><td>CC</td><td>2582,19</td><td>ACD</td><td>-20174,90</td></tr> <tr><td>CD</td><td>1998,76</td><td>BCD</td><td>1,78</td></tr> <tr><td>DD</td><td>3322,46</td><td>A<sup>3</sup></td><td>-2,03</td></tr> <tr><td>A<sup>2</sup>B</td><td>2049,89</td><td>B<sup>3</sup></td><td>767,35</td></tr> <tr><td>A<sup>2</sup>C</td><td>6574,60</td><td>C<sup>3</sup></td><td>487,49</td></tr> <tr><td>A<sup>2</sup>D</td><td>1223,09</td><td>D<sup>3</sup></td><td>1422,53</td></tr> </tbody> </table>					A	27861,32	AB <sup>2</sup>	83,29	B	-798,26	AC <sup>2</sup>	-32765,98	C	3056,25	AD <sup>2</sup>	2322,60	D	6990,16	B <sup>2</sup> C	-492,99	AA	-25,73	B <sup>2</sup> D	824,08	AB	-1925,97	BC <sup>2</sup>	-48,54	AC	-35,40	BD <sup>2</sup>	965,36	AD	-29489,29	C <sup>2</sup> D	-892,66	BB	318,34	CD <sup>2</sup>	5991,74	BC	2278,64	ABC	-333,58	BD	3045,12	ABD	1657,02	CC	2582,19	ACD	-20174,90	CD	1998,76	BCD	1,78	DD	3322,46	A <sup>3</sup>	-2,03	A <sup>2</sup> B	2049,89	B <sup>3</sup>	767,35	A <sup>2</sup> C	6574,60	C <sup>3</sup>	487,49	A <sup>2</sup> D	1223,09	D <sup>3</sup>	1422,53
	A	27861,32	AB <sup>2</sup>	83,29																																																																						
	B	-798,26	AC <sup>2</sup>	-32765,98																																																																						
	C	3056,25	AD <sup>2</sup>	2322,60																																																																						
	D	6990,16	B <sup>2</sup> C	-492,99																																																																						
	AA	-25,73	B <sup>2</sup> D	824,08																																																																						
	AB	-1925,97	BC <sup>2</sup>	-48,54																																																																						
	AC	-35,40	BD <sup>2</sup>	965,36																																																																						
	AD	-29489,29	C <sup>2</sup> D	-892,66																																																																						
	BB	318,34	CD <sup>2</sup>	5991,74																																																																						
	BC	2278,64	ABC	-333,58																																																																						
	BD	3045,12	ABD	1657,02																																																																						
	CC	2582,19	ACD	-20174,90																																																																						
	CD	1998,76	BCD	1,78																																																																						
	DD	3322,46	A <sup>3</sup>	-2,03																																																																						
	A <sup>2</sup> B	2049,89	B <sup>3</sup>	767,35																																																																						
A <sup>2</sup> C	6574,60	C <sup>3</sup>	487,49																																																																							
A <sup>2</sup> D	1223,09	D <sup>3</sup>	1422,53																																																																							

Tabla C.11. Continuación de las correlaciones para calcular PMM en la inyección de CO<sub>2</sub> puro

Referencia	Correlación	Observaciones
<p><b>Ghomian et al. (2008)</b></p>	$PMM = \beta_0 + \beta_1 A + \beta_2 B + \beta_3 C + \beta_{12} AB + \beta_{13} AC + \beta_{23} BC + \beta_{11} A^2 + \beta_{22} B^2 + \beta_{33} C^2 + \beta_{123} ABC + \beta_{111} A^3 + \beta_{222} B^3 + \beta_{333} C^3 + error$ <p>Donde:  <math>\beta_i</math> = Coeficiente para la ecuación de la superficie de respuesta</p>	

Tabla C12. Correlaciones para calcular PMM en la inyección de CO<sub>2</sub> impuro

Referencia	Correlación	Observaciones
<b>Dunyushkin y Namiot (1978)</b>	Dunyushkin y Namiot (1978) proponen una correlación gráfica similar a la de Holm y Josendal (1974), donde la PMM depende de parámetros como la temperatura del yacimiento y el peso molecular de la fracción de C <sub>5+</sub> . La correlación gráfica se muestra en la Figura C.5.	Se obtiene a partir de datos experimentales de pruebas de tubo delgado.
<b>Sebastian et al. (1985)</b>	<p>Sebastian et al. (1985) proponen una correlación que solo permite el cálculo de la relación entre la PMM para el CO<sub>2</sub> impuro y la PMM para el CO<sub>2</sub> puro. Este último lo calcularon en base a las correlaciones de Alston (1985) y Yellig y Metcalfe (1980). Para el caso de componentes distintos al CO<sub>2</sub> toma como impurezas el N<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub>, C<sub>2</sub>-C<sub>4</sub> y H<sub>2</sub>S. Igualmente, su ecuación incluye la temperatura pseudocrítica de la corriente de gas tal como se muestra en la ecuación siguiente:</p> $\frac{PMM_{impuro}}{PMM_{puro}} = 1.0 - 2,13 \times 10^{-2}(T_{cm} - 304,2) + 2,52 \times 10^{-4}(T_{cm} - 304,2)^2 - 2,35 \times 10^{-7}(T_{cm} - 304,2)^3$ $T_{cm} = \sum y_i \times T_{ci}$	<p>Se obtiene a partir de datos experimentales de pruebas de tubo delgado.</p> <p>Si la PMM es menor a la presión de burbuja, la misma es tomada como la PMM.</p> <p>Limitaciones: Evalúa los efectos de las impurezas hasta un 55 por ciento de las mismas.</p>

Tabla C.13. Continuación de las correlaciones para calcular PMM en la inyección de CO<sub>2</sub> impuro

Referencia	Correlación	Observaciones
<b>Sebastian et al. (1985)</b>	Donde: $PMM_{impuro}$ = Presión Mínima de Miscibilidad (CO <sub>2</sub> impuro), MPa $PMM_{puro}$ = Presión Mínima de Miscibilidad (CO <sub>2</sub> puro), MPa $y_i$ = Fracción del componente $i$ $T_{cm}$ = Temperatura crítica promedio, °F $T_{ci}$ = Temperatura crítica del componente $i$ , °F	
<b>Kovarik (1985)</b>	Kovarik (1985) toma en cuenta para el cálculo de la PMM la temperatura pseudocrítica de la corriente de gas. Para el caso de componentes distintos al CO <sub>2</sub> toma como impurezas el N <sub>2</sub> , CH <sub>4</sub> y C <sub>2</sub> -C <sub>4</sub> . La correlación se muestra en la ecuación siguiente:  $PMM_{impuro} = 40,8 (548 - T_{sc}) + PMM_{puro}$ $T_{sc} = \sum y_i \times T_{ci}$ Donde: $PMM_{impuro}$ = Presión Mínima de Miscibilidad (CO <sub>2</sub> impuro), lpc $PMM_{puro}$ = Presión Mínima de Miscibilidad (CO <sub>2</sub> puro), lpc $y_i$ = Fracción del componente $i$ $T_{sc}$ = Temperatura crítica promedio, °R $T_{ci}$ = Temperatura crítica del componente $i$ , °R	Se obtiene a partir de datos experimentales de pruebas de tubo delgado. Limitaciones: La correlación pierde precisión para inyección de CO <sub>2</sub> con un 20 por ciento o más de metano presente en la corriente de gas.

Tabla C.14. Continuación de las correlaciones para calcular PMM en la inyección de CO<sub>2</sub> impuro

Referencia	Correlación	Observaciones																
<p><b>Dong et al. (1999)</b></p>	<p>Dong et al. (1999) evalúa el efecto del gas en solución y la presencia de CH<sub>4</sub> y N<sub>2</sub> en el gas de inyección. Este autor para generar su correlación, usa un factor <math>SF_i</math> que representa la intensidad en el cambio de la temperatura crítica aparente del CO<sub>2</sub> impuro, en relación con la temperatura crítica del CO<sub>2</sub>. A su vez, permite únicamente el cálculo de la relación entre la PMM para el CO<sub>2</sub> impuro y la PMM para el CO<sub>2</sub> puro tal como se muestra en la siguiente ecuación:</p> $\frac{PMM_{impuro}}{PMM_{puro}} = \left( \frac{T_{sc}}{304,2} \right)^4$ $T_{sc} = \sum SF_i \times x_i \times T_{ci}$ <p>Donde:  <math>PMM_{impuro}</math> = Presión Mínima de Miscibilidad (CO<sub>2</sub> impuro), MPa  <math>PMM_{puro}</math> = Presión Mínima de Miscibilidad (CO<sub>2</sub> puro), MPa  <math>T_{ci}</math> = Temperatura crítica del componente <math>i</math>, °F  <math>T_{sc}</math> = Temperatura crítica promedio, °F  <math>x_i</math> = Fracción del componente <math>i</math></p>	<p>Se obtiene a partir de datos experimentales obtenidos de pruebas de burbuja ascendente. Los valores de <math>SF_i</math> para diferentes componentes se muestran a continuación:</p> <table border="1" data-bbox="1486 740 1812 1175"> <thead> <tr> <th>Componente</th> <th><math>SF_i</math></th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>H<sub>2</sub>S</td> <td>0,7</td> </tr> <tr> <td>SO<sub>2</sub></td> <td>0,5</td> </tr> <tr> <td>CH<sub>4</sub></td> <td>2,5</td> </tr> <tr> <td>O<sub>2</sub></td> <td>5,0</td> </tr> <tr> <td>N<sub>2</sub></td> <td>7,5</td> </tr> <tr> <td>CO<sub>2</sub></td> <td>1,0</td> </tr> <tr> <td>Otros</td> <td>1,0</td> </tr> </tbody> </table>	Componente	$SF_i$	H <sub>2</sub> S	0,7	SO <sub>2</sub>	0,5	CH <sub>4</sub>	2,5	O <sub>2</sub>	5,0	N <sub>2</sub>	7,5	CO <sub>2</sub>	1,0	Otros	1,0
Componente	$SF_i$																	
H <sub>2</sub> S	0,7																	
SO <sub>2</sub>	0,5																	
CH <sub>4</sub>	2,5																	
O <sub>2</sub>	5,0																	
N <sub>2</sub>	7,5																	
CO <sub>2</sub>	1,0																	
Otros	1,0																	

Tabla C.15. Correlaciones para calcular PMM en la inyección de CO<sub>2</sub> puro e impuro

Referencia	Correlación	Observaciones
<p><b>Johnson y Pollin (1981)</b></p>	<p>Johnson y Pollin (1981) tomaron en cuenta parámetros como la temperatura del yacimiento, gravedad API, peso molecular promedio del crudo y la composición del gas de inyección con impurezas como el N<sub>2</sub> y CH<sub>4</sub>. A continuación se muestra la correlación:</p> $PMM = a_{iny} (T - T_{cginy}) + I (b \times PM_C - PM_{giny})^2 + P_{cginy}$ <p>Donde:</p> <p>Para CO<sub>2</sub> puro: <math>a_{iny} = 18,9 \text{ lpc/k}</math></p> <p>Para CO<sub>2</sub>/N<sub>2</sub>: <math>a_{iny} = 10,5 \times [1,8 + 10^3 y_2 / (T_r - T_{ci})]</math></p> <p>Para CO<sub>2</sub>/CH<sub>4</sub>: <math>a_{iny} = 10,5 \times [1,8 + 10^2 y_2 / (T_r - T_{ci})]</math></p> <p><math>b = 0,285</math></p> $I = -11,73 + 6,313 \times 10^{-2} \times PM_C - 1,954 \times 10^{-4} \times PM_C^2 + 2,502 \times 10^{-7} \times PM_C^3 + (0,1362 + 1,138 \times 10^{-5} \times PM_C) \times \text{°API} - 7,222 \times 10^{-5} \times \text{°API}^2$	<p>Se obtiene a partir de datos experimentales de pruebas de tubo delgado.</p> <p><math>a_{iny}</math> es una constante cuando el contenido de impurezas (<math>y_2</math>) presentes en el CO<sub>2</sub> es menor al 10 por ciento y la temperatura está entre 300 y 410 K.</p> <p>Si la fracción de CO<sub>2</sub> (<math>y_{CO_2}</math>) es mayor al 90 por ciento, esta constante <math>a_{iny}</math> puede ser aproximada mediante las ecuaciones mostradas para mezclas de CO<sub>2</sub>/N<sub>2</sub> y CO<sub>2</sub>/CH<sub>4</sub>.</p>

Tabla C.16. Correlaciones para calcular PMM en la inyección de CO<sub>2</sub> puro e impuro

Referencia	Correlación	Observaciones
<p><b>Johnson y Pollin (1981)</b></p>	<p><math>PMM</math> = Presión Mínima de Miscibilidad, lpc  <math>T</math> = Temperatura del yacimiento, K  <math>T_{cgin}</math> = Temperatura crítica del gas de inyección, K  <math>P_{cgin}</math> = Presión crítica del gas de inyección, lpc  <math>y_2</math> = Fracción molar de la impureza presente en el CO<sub>2</sub>  <math>PMC</math> = Peso molecular del crudo  <math>PM_{gin}</math> = Peso molecular del gas de inyección  <math>X_{int}</math> = Fracción de los componentes intermedio  <math>°API</math> = Gravedad API del crudo</p>	<p>Limitaciones:            Temperaturas fuera del rango de 300 y 410 K y contenido de impurezas (<math>y_2</math>) presentes en el CO<sub>2</sub> mayor al 20 por ciento.</p>
<p><b>Alston et al. (1985)</b></p>	<p>Alston et al. (1985) correlaciona la PMM del CO<sub>2</sub> puro con la temperatura, el peso molecular de la fracción de C<sub>5+</sub> y la fracción volátil e intermedia del petróleo. En el caso del CO<sub>2</sub> impuro toma como impurezas el N<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub>, C<sub>2</sub>-C<sub>4</sub> y H<sub>2</sub>S y se refleja en su ecuación en el cálculo de la temperatura pseudocrítica de la corriente de gas.</p> <p>Para calcular la PMM del CO<sub>2</sub> puro planteo la ecuación siguiente:</p> $PMM = 8.78 \times 10^{-4} T^{1.06} PM_{C5+}^{1.78} \times \left( \frac{X_{vol}}{X_{int}} \right)^{0.136}$	<p>Se obtiene a partir de datos experimentales obtenidos de pruebas de tubo delgado.</p> <p>Limitaciones:            Esta correlación no puede ser usada si la concentración de N<sub>2</sub> en la corriente de gas es mayor al 8 por ciento.            La temperatura debe estar entre 90 y 243 °F, el <math>PM_{C5+}</math> desde 169,2</p>

Tabla C.17. Correlaciones para calcular PMM en la inyección de CO<sub>2</sub> puro e impuro

Referencia	Correlación	Observaciones
<p><b>Alston et al. (1985)</b></p>	<p>Para el CO<sub>2</sub> impuro, tomó en cuenta un factor de corrección <math>F_{imp}</math>:</p> $PMM = 8.78 \times 10^{-4} T^{1.06} PM_{C5+}^{1.78} \times \left(\frac{X_{vol}}{X_{int}}\right)^{0.136} \times \left(\frac{87.8}{T_{sc}}\right)^{170/T_{sc}}$ $F_{imp} = \left(\frac{87.8}{T_{sc}}\right)^{170/T_{sc}}$ $T_{sc} = \sum_{i=1}^n w_i \times T_{ci} - 459.7$ <p>Donde:</p> <p><math>PMM</math> = Presión Mínima de Miscibilidad, lpc</p> <p><math>F_{imp}</math> = Factor de corrección para la presión mínima de miscibilidad causada por la impurezas presentes en el CO<sub>2</sub></p> <p><math>T</math> = Temperatura del yacimiento, °F</p> <p><math>T_{ci}</math> = Temperatura crítica del componente <math>i</math>, °F</p> <p><math>T_{sc}</math> = Temperatura crítica promedio, °R</p> <p><math>w_i</math> = Fracción del componente <math>i</math></p> <p><math>PM_{C5+}</math> = Peso molecular de la fracción de pentano plus</p> <p><math>X_{vol}</math> = Fracción de los componentes volátiles</p> <p><math>X_{int}</math> = Fracción de los componentes intermedios</p>	<p>hasta 302,5 y la relación entre los componentes volátiles e intermedios entre 0,14 y 13,61.</p> <p>Si la PMM es menor a la presión de burbuja, la misma es tomada como la PMM.</p>

Tabla C.18. Correlaciones para calcular PMM en la inyección de CO<sub>2</sub> puro e impuro

Referencia	Correlación	Observaciones
<p><b>Eakin y Mitch (1988)</b></p>	<p>Eakin y Mitch (1988) desarrollan una correlación para predecir la PMM tomando como parámetros el peso molecular de la fracción de C<sub>7+</sub>, composición del gas de inyección y la temperatura pseudoreducida de la corriente de gas. A continuación se muestra el procedimiento para calcular la PMM:</p> $\ln P_r = \ln \left( \frac{PMM}{P_{sc}} \right) = \left( 0,1697 - \frac{0,06912}{T_r} \right) y_{C1} \times (PM_{C7+})^{\frac{1}{2}}$ $+ \left( 2,3865 - \frac{0,005955 PM_{C7+}}{T_r} \right) y_{C2+} + \left( 0,1776 - \frac{0,01023}{T_r} \right) y_{N2} \times (PM_{C7+})^{\frac{1}{2}}$ $+ \left( 0,01221 PM_{C7+} - \frac{0,0005899 (PM_{C7+})^{\frac{3}{2}}}{T_r} \right) y_{CO2}$ $+ \left( \frac{101,429}{PM_{C7+}} + \frac{0,003750 PM_{C7+}}{T_r} \right) y_{H2S}$	<p>Se obtiene a partir de datos experimentales obtenidos de pruebas de burbuja ascendente.</p>

Tabla C.19. Correlaciones para calcular PMM en la inyección de CO<sub>2</sub> puro e impuro

Referencia	Correlación	Observaciones
<p><b>Eakin y Mitch (1988)</b></p>	<p>Donde:</p> $P_{sc} = \sum y_i \times P_{ci} \quad T_{sc} = \sum y_i \times T_{ci}$ <p>La temperatura y presión pseudoreducida está definida por:</p> $T_r = \frac{T}{T_{sc}} \quad P_r = \frac{P}{P_{sc}}$ <p><i>PMM</i> = Presión Mínima de Miscibilidad, lpc  <i>T<sub>sc</sub></i> = Temperatura pseudocrítica  <i>P<sub>sc</sub></i> = Presión pseudocrítica, lpc  <i>T<sub>r</sub></i> = Temperatura pseudoreducida  <i>P<sub>r</sub></i> = Presión pseudoreducida, lpc  <i>T<sub>ci</sub></i> = Temperatura crítica del componente <i>i</i>  <i>P<sub>ci</sub></i> = Presión crítica del componente <i>i</i>, lpc  <i>PMC<sub>7+</sub></i> = Peso molecular de la fracción de heptano plus  <i>y<sub>i</sub></i> = Fracción del componente <i>i</i>  <i>y<sub>C1</sub></i> = Fracción molar del metano  <i>y<sub>N2</sub></i> = Fracción molar del nitrógeno  <i>y<sub>C2+</sub></i> = Fracción molar del etano plus  <i>y<sub>CO2</sub></i> = Fracción molar del dióxido de carbono  <i>y<sub>H2S</sub></i> = Fracción molar del sulfuro de hidrógeno</p>	

Tabla C.20. Correlaciones para calcular PMM en la inyección de CO<sub>2</sub> puro e impuro

Referencia	Correlación	Observaciones
<b>Enick (1988)</b>	<p>Enick (1988) desarrolla una correlación gráfica en función de la temperatura del yacimiento y el peso molecular de la fracción de C<sub>5+</sub> con correcciones gráficas para gases ligeros (CH<sub>4</sub> y N<sub>2</sub>) e intermedios (C<sub>2</sub>–C<sub>4</sub>) que existen en el crudo y un factor de corrección para componentes distintos al CO<sub>2</sub> en la corriente de gas tales como el N<sub>2</sub> y CH<sub>4</sub>.</p> <p>La correlación se observa en la Figura C.4 y dichas correcciones se muestran desde la Figura C.6 hasta la Figura C.8.</p>	<p>Se obtiene a partir de datos experimentales obtenidos de pruebas de tubo delgado.</p> <p>Limitaciones: La temperatura debe estar en un rango de 95 a 239 °F, el peso molecular de la fracción de C<sub>7+</sub> entre 156 y 256, y por último la PMM entre 1015 y 4350 lpc.</p> <p>La ecuación puede ser usada para un porcentaje mayor a 25 por ciento de componentes diferentes al CO<sub>2</sub> en la corriente de gas.</p>
<b>Huang et al. (2003)</b>	<p>Huang et al. (2003) presentan el desarrollo de una red neuronal artificial en función del peso molecular de la fracción de C<sub>5+</sub>, temperatura del yacimiento y la fracción de volátiles e intermedios presentes en el crudo. Para CO<sub>2</sub> impuro se estima un factor de corrección (<math>F_{imp}</math>) el cual se multiplica a la PMM del gas puro. Para calcular <math>F_{imp}</math> es necesario la concentración de contaminantes (N<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub>, H<sub>2</sub>S y SO<sub>2</sub>) y sus temperaturas críticas. En dicha investigación corroboraron que las redes neuronales pueden ser mucho más precisas que los métodos estadísticos.</p>	<p>Se basa en datos experimentales a través de pruebas de tubo delgado y burbuja ascendente.</p> <p>Limitaciones: No se reporta en su investigación los parámetros necesarios para la construcción de este modelo.</p>

Tabla C.21. Correlaciones para calcular PMM en la inyección de CO<sub>2</sub> puro e impuro

Referencia	Correlación	Observaciones
<p><b>Yuan et al. (2004)</b></p>	<p>Yuan et al. (2004) desarrollan una correlación para predecir la PMM tomando como parámetros la temperatura del yacimiento, el peso molecular de la fracción de C<sub>7+</sub> y la fracción molar de los componentes intermedios presentes en el crudo. Para el caso de componentes distintos al CO<sub>2</sub> toma como únicamente como impureza el CH<sub>4</sub>. Cabe destacar que esta correlación es usada para estimar PMM a temperaturas altas. En el caso de CO<sub>2</sub> puro.</p> $PMM_{puro} = a_1 + a_2 PM_{C7+} + a_3 X_{int} + \left( a_4 + a_5 PM_{C7+} + a_6 \frac{X_{int}}{PM_{C7+}} \right) T + (a_7 + a_8 PM_{C7+} + a_9 PM_{C7+} + a_{10} X_{int}) T^2$ <p>Para CO<sub>2</sub> impuro tenemos que:</p> $\frac{PMM_{impuro}}{PMM_{puro}} = 1 + m (X_{CO_2} - 100)$ $m = b_1 + b_2 PM_{C7+} + b_3 X_{int} + \left( b_4 + b_5 PM_{C7+} + b_6 \frac{X_{int}}{PM_{C7+}} \right) T + (b_7 + b_8 PM_{C7+} + b_9 PM_{C7+} + b_{10} X_{int}) T^2$	<p>Se obtiene a partir de datos experimentales obtenidos de pruebas de tubo delgado. Limitaciones: La temperatura del yacimiento debe estar entre 120 y 300 °F, la fracción de C<sub>7+</sub> de 140 y 245, y la fracción de componentes volátiles desde un 11,3 a 40,3 por ciento. La ecuación para CO<sub>2</sub> impuro es estrictamente valida solo para un contenido de metano no mayor al 40 por ciento.</p> <p><math>a_1 = -0,0014634</math>    <math>b_1 = -0,065995</math>  <math>a_2 = 0,06612</math>    <math>b_2 = -1,5246 \times 10^{-4}</math>  <math>a_3 = -0,44979</math>    <math>b_3 = 0,0013807</math>  <math>a_4 = 0,02139</math>    <math>b_4 = 6,2384 \times 10^{-4}</math>  <math>a_5 = 0,11667</math>    <math>b_5 = -6,7725 \times 10^{-7}</math>  <math>a_6 = 0,0081661</math>    <math>b_6 = -0,027344</math>  <math>a_7 = -0,12258</math>    <math>b_7 = -2,6953 \times 10^{-6}</math>  <math>a_8 = 0,0012883</math>    <math>b_8 = 1,7279 \times 10^{-8}</math>  <math>a_9 = 4,0152 \times 10^{-6}</math>    <math>b_9 = -3,1436 \times 10^{-11}</math>  <math>a_{10} = -9,2577 \times 10^{-4}</math>    <math>b_{10} = -1,9566 \times 10^{-8}</math></p>

Tabla C.22. Correlaciones para calcular PMM en la inyección de CO<sub>2</sub> puro e impuro

Referencia	Correlación	Observaciones
<p><b>Yuan et al. (2004)</b></p>	<p>Donde:  <math>PMM_{impuro}</math> = Presión Mínima de Miscibilidad (CO<sub>2</sub> impuro), lpc  <math>PMM_{puro}</math> = Presión Mínima de Miscibilidad (CO<sub>2</sub> puro), lpc  <math>T</math> = Temperatura del yacimiento, °F  <math>X_{CO_2}</math> = Porcentaje molar de dióxido de carbono en el gas  <math>PMC_{7+}</math> = Peso molecular de la fracción de pentano plus  <math>X_{int}</math> = Fracción de los componentes intermedios</p>	
<p><b>Mousavi et al. (2006)</b></p>	<p>Mousavi et al. (2006) desarrolló un híbrido entre un Algoritmo Genético (AG) y Redes Neuronales Artificiales (RNA). Para esta correlación se toma en cuenta la temperatura del yacimiento, el peso molecular de la fracción de C<sub>5+</sub>, la fracción de los componentes volátiles e intermedios presentes en el crudo y la composición del gas de inyección. Para el caso de componentes distintos al CO<sub>2</sub> toma como impurezas el N<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub>, C<sub>2</sub>-C<sub>4</sub> y SO<sub>2</sub>, al igual que la temperatura pseudocrítica que es usada para determinar el factor de impureza <math>F_{imp}</math>. Los resultados demostraron que dicho modelo puede ser aplicado con éxito y provee una alta precisión respecto a otros métodos de ajuste.</p>	<p>Se basa en datos experimentales a través de pruebas de tubo delgado y burbuja ascendente.  Limitaciones:  No se reporta en su investigación los parámetros necesarios para la construcción de este modelo.</p>

Tabla C.23. Correlaciones para calcular PMM en la inyección de CO<sub>2</sub> puro e impuro

Referencia	Correlación	Observaciones
Shokir (2007)	<p>Shokir (2007) desarrolla una correlación donde toma en cuenta parámetros como la temperatura del yacimiento, el peso molecular de la fracción de C<sub>5+</sub> y la fracción de los componentes volátiles e intermedios presentes en el crudo. Se basa en datos experimentales a través de pruebas de tubo delgado. Esta correlación logra ser precisa cuando hay una cantidad de CH<sub>4</sub> de hasta 45,7% y (CH<sub>4</sub>, N<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>S y C<sub>2</sub>-C<sub>4</sub>) hasta un 70%.</p> $PMM = -0,068616 \times z^3 + 0,31733 \times z^2 + 4,9804 \times z + 13,432$ $z = \sum_{n=1}^8 Z_n \quad \text{y} \quad Z_n = A_{3n} X_n^3 + A_{2n} X_n^2 + A_{1n} X_n + A_{0n}$	

Tabla C.24. Correlaciones para calcular PMM en la inyección de CO<sub>2</sub> puro e impuro

Referencia	Correlación	Observaciones
<b>Akbari et al. (2010)</b>	Akbari et al. (2011) desarrollaron una red neuronal artificial universal para predecir la presión mínima de miscibilidad en la inyección de dióxido de carbono y gases hidrocarburos, donde tomaron como base de datos pruebas llevadas a cabo a través del método de tubo delgado para distintos crudos. Su modelo toma en consideración el mecanismo de condensación y vaporización, y variables como la temperatura del yacimiento, composición del crudo y del gas. Igualmente utilizaron reglas de mezclado con el propósito de disminuir las variables independientes. Finalmente, se puede decir que desarrollaron un modelo que puede predecir la presión mínima de miscibilidad para cualquier composición del crudo y del gas.	Es una RNA universal. Utilizan un mecanismo conocido como regla de mezclado para reducir la cantidad de variables de entrada en la red neuronal. Limitaciones: No se reporta en su investigación los parámetros necesarios para la construcción de este modelo.
<b>Nezhad et al. (2011)</b>	Nezhad et al. (2011) desarrollaron una red neuronal artificial en función de la composición del gas, temperatura del yacimiento y la composición de crudo. Obtuvieron como resultado al comparar la correlación generada y las existentes, que los métodos inteligentes de regresión como las redes neuronales son más eficientes que los métodos de regresión estadísticos.	Se basa en datos experimentales a través de pruebas de tubo delgado y burbuja ascendente. Limitaciones: No se reporta en su investigación los parámetros necesarios para la construcción de este modelo.

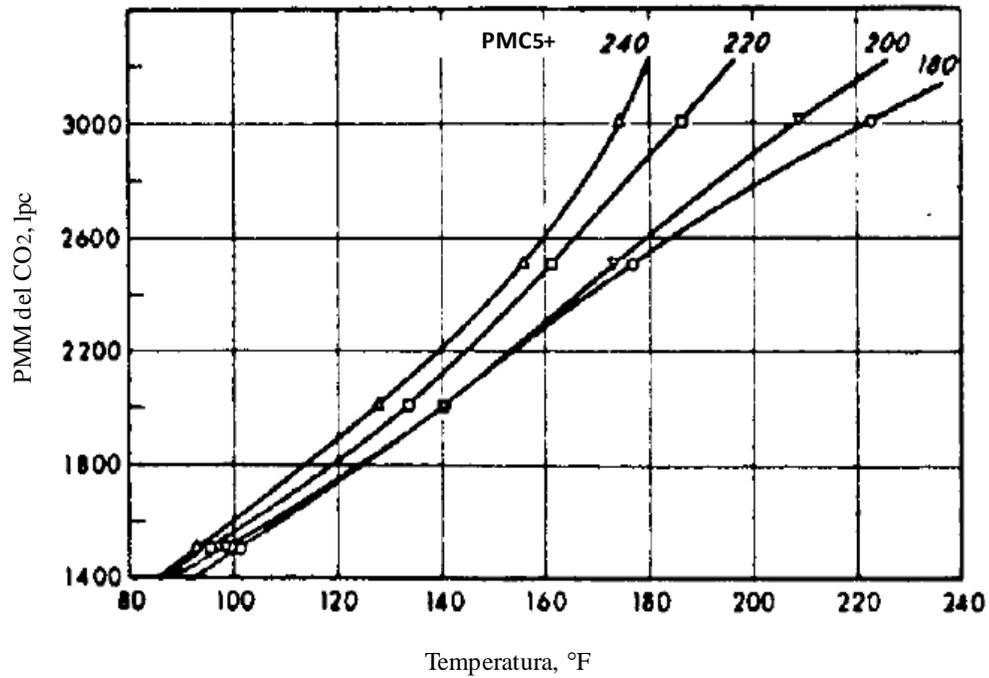


Figura C.1. Correlación de Holm y Josendal (Holm y Josendal, 1974)

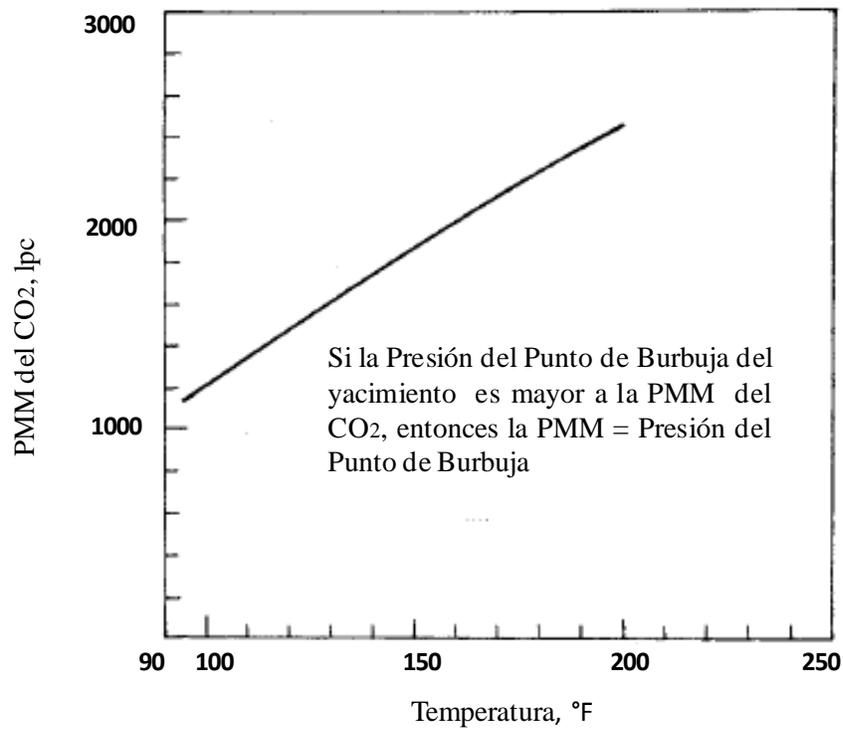


Figura C.2. Correlación de Yellig y Metcalfe (Yellig y Metcalfe, 1980)

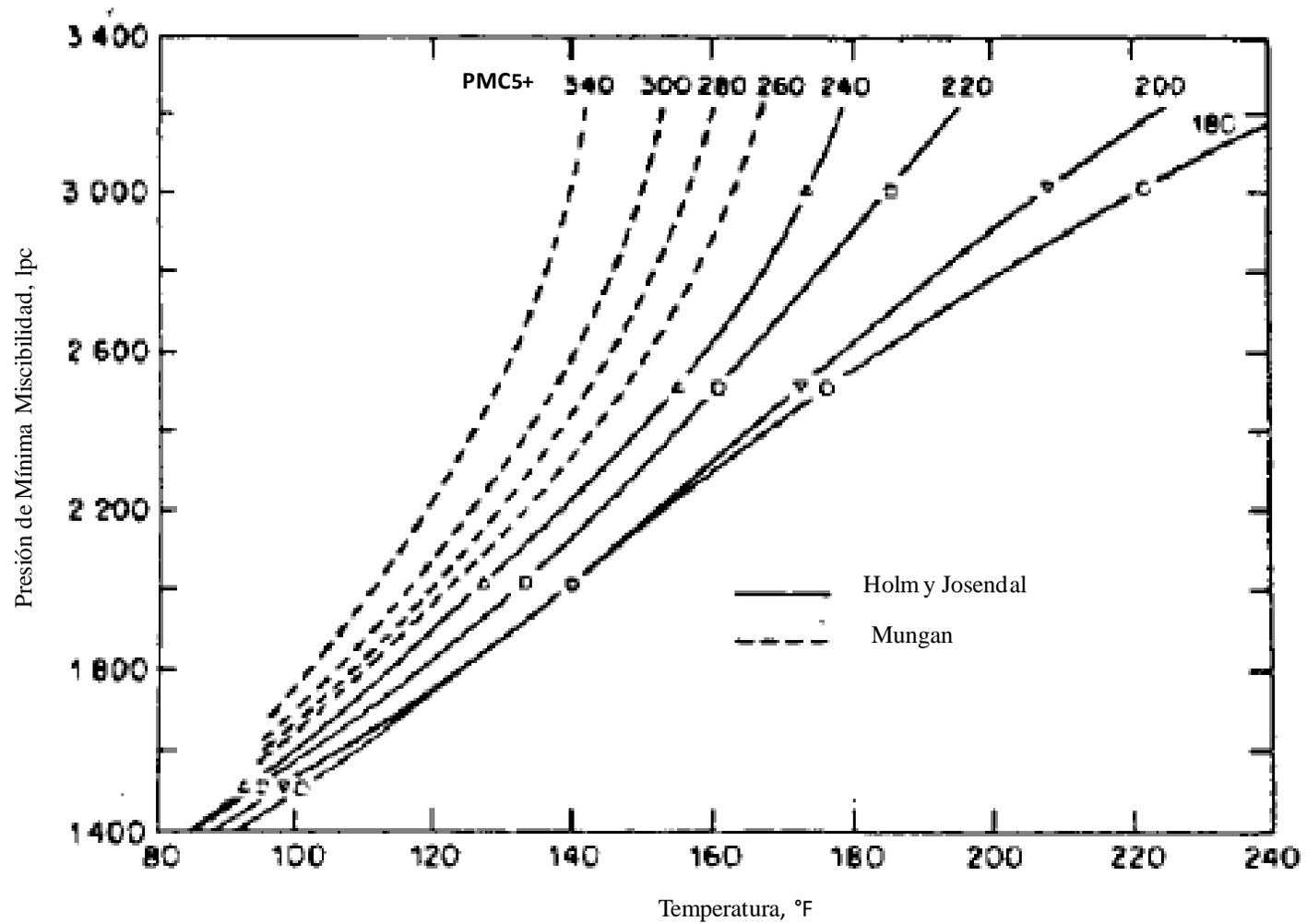


Figura C.3. Correlación de Mungan (Mungan, 1981)

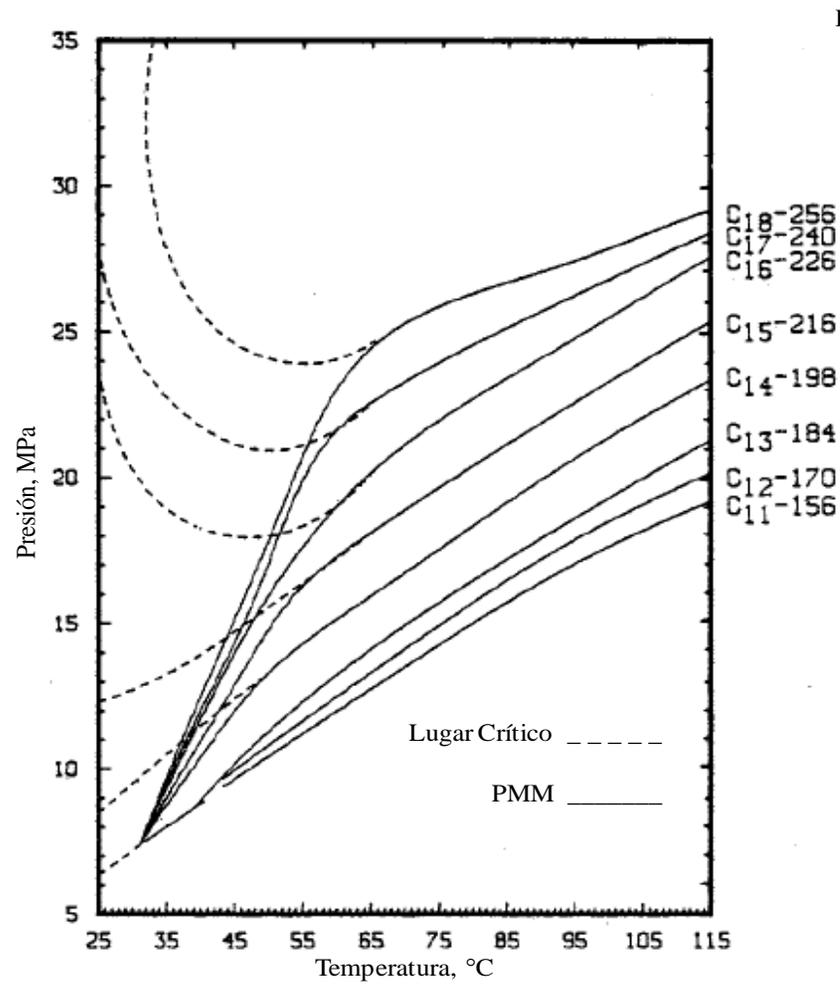


Figura C.4. Correlación de Enick para CO<sub>2</sub> puro / stock-tank oil (Enick et al, 1988)

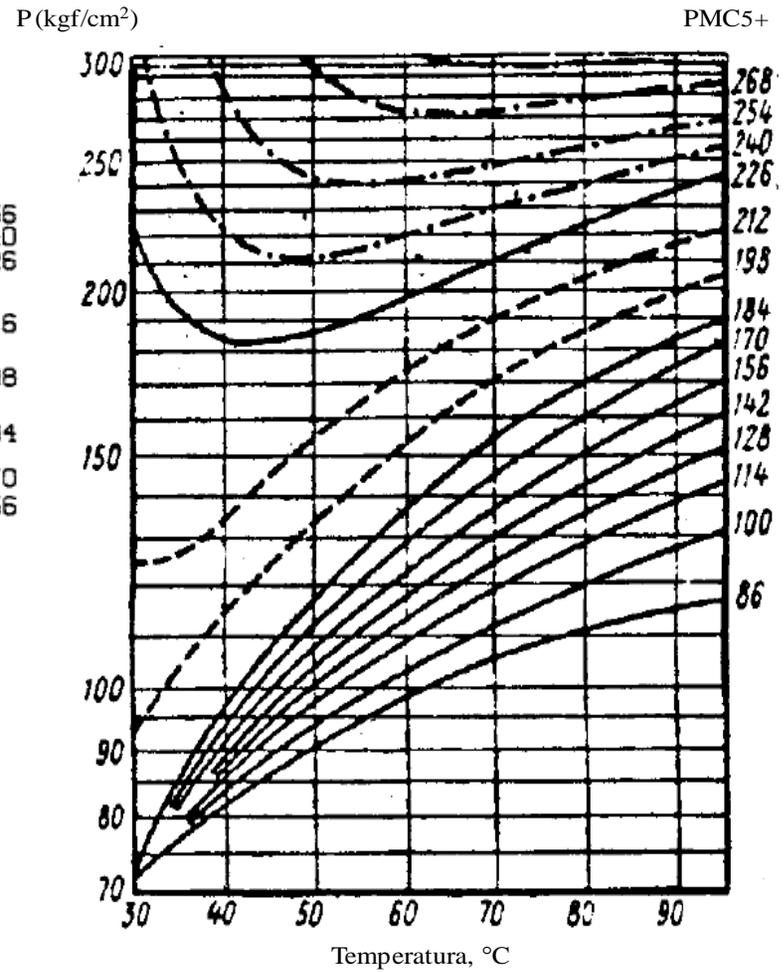


Figura C.5. Correlación de Dunyushkin y Namiot (Enick et al, 1988)

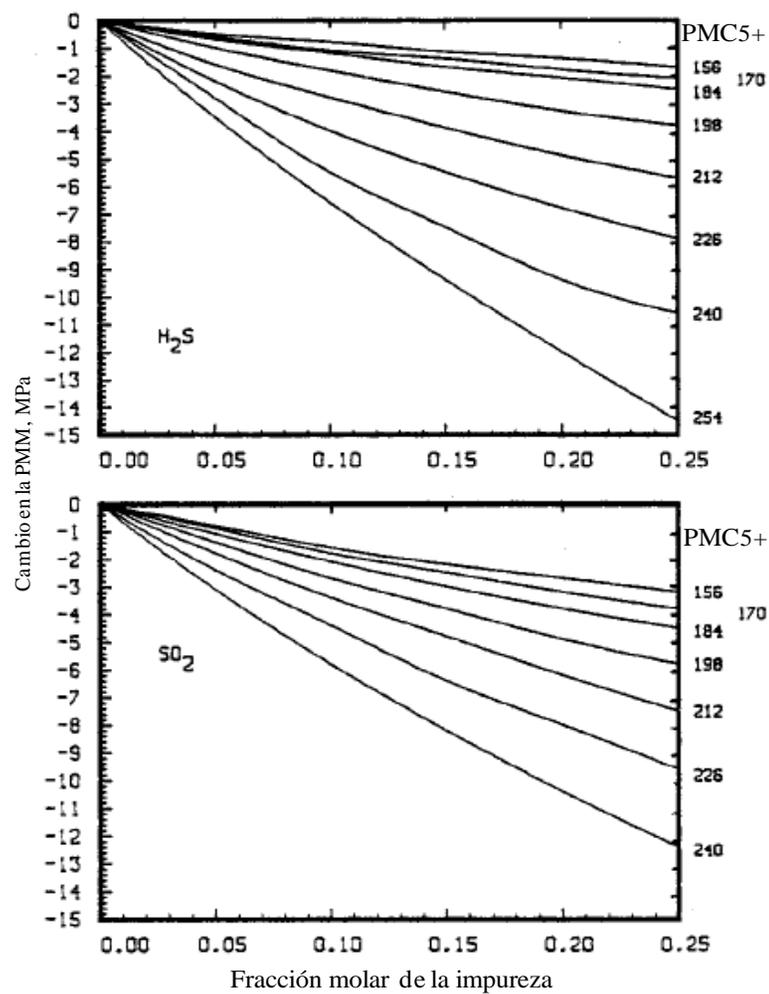


Figura C.6. Correlación de Enick/Corrección de las impurezas H<sub>2</sub>S, SO<sub>2</sub> (Enick et al, 1988)

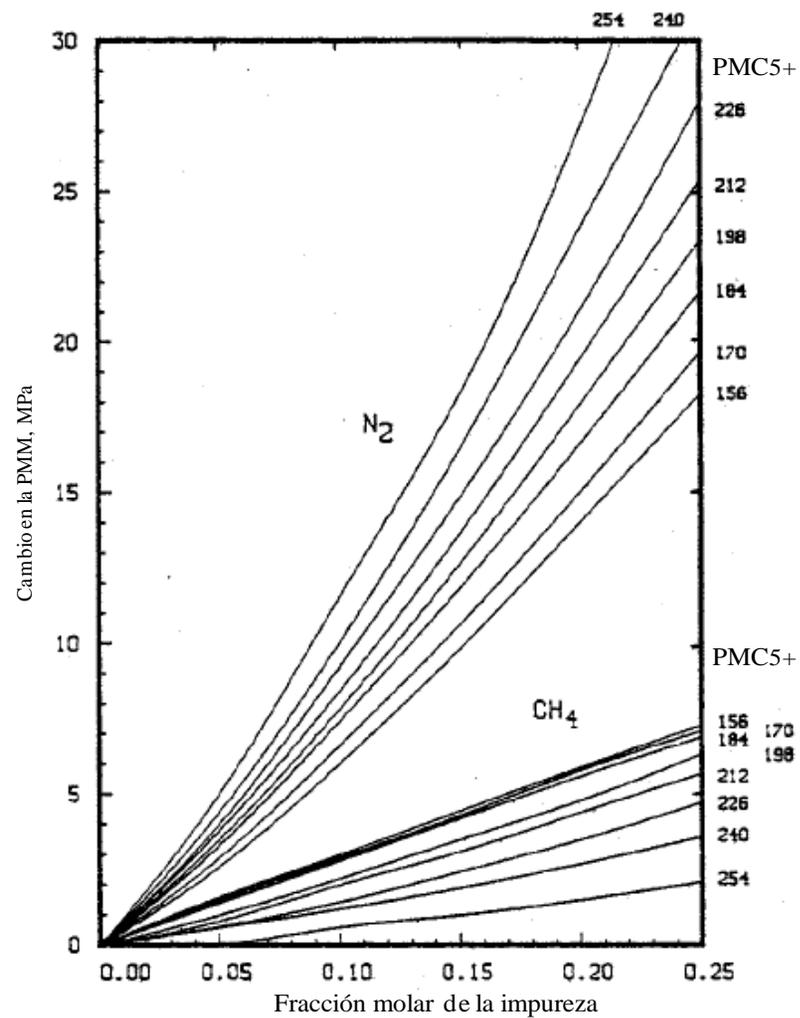
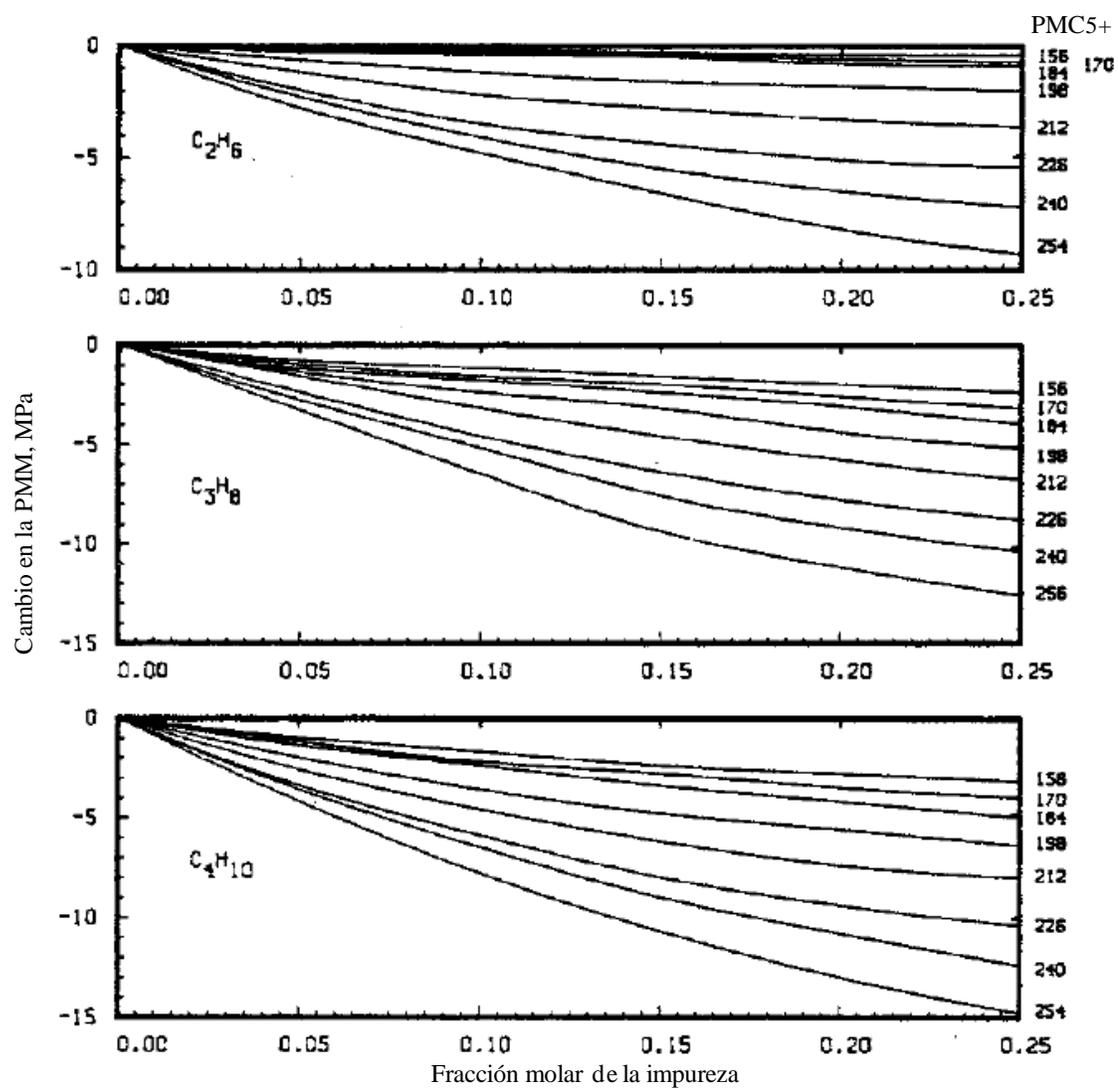


Figura C.7. Correlación de Enick/Corrección de las impurezas N<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub> (Enick et al, 1988)

Figura C.8. Correlación de Enick/Corrección de las impurezas  $C_2 - C_4$  (Enick et al, 1988)

## APÉNDICE D: CÓDIGO DE LA RED NEURONAL “*FEEDFORWARD BACKPROPAGATION*”

```

clc
clear all

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
                    Red Neuronal "Feedforward Backpropagation" para predecir PMM en la
                    inyección de CO2 puro e impuro
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%

%Se procede a cargar la base de datos
load ('datos20.txt');          %Base de datos completa (181 datos)

%Se elige aleatoriamente de la base de datos los vectores de entrada para entrenar y probar la
%red neuronal
[input,validation,target] = dividerand (datos,%entrenamiento,%validacion,%prueba)
[input_rand,val,test_rand] = dividerand (data,0.8,0,0.2);

%Se define de la base de datos las entradas y la salida de la red neuronal
input1 = datos20 (:,1:8)';
target1 = datos20 (:,9)';

%Normalización de la base de datos en el intervalo [0,1]
for i = 0:7
    i = i+1;
    input_n(i,:) = (input1(i,:) - min(input1(i,:)))/(max(input1(i,:)) - min(input1(i,:)));
    end
target_n = (target1 - min(target1(:)))/(max(target1(:)) - min(target1(:)));

```

```
%Se define de la base de datos normalizada los parámetros correspondientes al entrenamiento y
%prueba de la red, al igual que el target (PMM)
    input1_n1= input_n(:,1:145);           %Entrada entrenamiento
    target1_n1= target_n(:,1:145);        %Target entrenamiento
    testinput1_n1= input_n(:,146:181);    %Entrada prueba
    testtarget1_n1= target_n(:,146:181);  %Target prueba

%Se define la arquitectura de la red neuronal. Red feed-forward backpropagation (newff)
%net = newff (minmax(entrada entrenamiento), [N_Capa1,N_Capa2,N_salida], {'FT','FT','FT'}, 'FE')
%N: Número de neuronas
%FT: Función transferencia
%FE: Función entrenamiento
    Net = newff (minmax(input1_n1), [8,4,1], {'logsig','logsig','logsig'}, 'trainlm');

%CRITERIOS DE PARADA EN EL ENTRENAMIENTO DE LA RED NEURONAL

%El entrenamiento finaliza si:
%El mse cae por debajo del "goal"
    net.trainParam.goal = 10.^-3;
%Si la magnitud del gradiente es menor que "mingrad"
    net.trainParam.min_grad = 10.^-6;
%Sirve para determinar cada cuantas iteraciones (con que frecuencias) será mostrado el estado
%de entrenamiento.
    net.trainParam.show = 50;
%Número máximo de iteraciones
    net.trainParam.epochs = 500;
%Rendimiento de la red. Mean Squared Error (mse)
    net.performFcn = 'mse';
```

```
%Se generan las carpetas correspondientes para guardar los resultados obtenidos
B = '8n_(4-20)n_';
carpb = strcat (b,num2str(1));
mkdir (carpb);
cd (carpb);
a = '8n_4n';
carp = strcat (a,num2str(1));
mkdir (carp);
cd (carp);

for j=0:2;
    j=j+1;

%Iniciar pesos y bias para la red neuronal
net.initFcn = 'initlay';
net.inputWeights{1,1}.initFcn = 'rands';
net.biases{1}.initFcn = 'rands';
net = init(net);

%Entrenamiento de la red neuronal
[net,tr>Error] = train(net,input1_n1,target1_n1);

%Simulación de los datos de entrada
sim_training = sim(net,input1_n1);           %Entrenamiento
sim_test = sim(net,testinput1_n1);         %Prueba

%Pesos y bias de la red neuronal
pesos_1 = net.IW{1,1};                      %Pesos entre la capa de entrada y la primera capa oculta
```

```
bias_1 = net.b {1};           %Tendencias (bias) de las neuronas de la primera capa oculta

pesos_2 = net.LW {2};        %Pesos entre la primera capa oculta y la segunda capa oculta
bias_2 = net.b {2};         %Tendencias (bias) de las neuronas de la segunda capa oculta

peso_salida = net.LW {3,2};  %Pesos entre la segunda capa oculta y la salida
bias_salida = net.b {3};     %Tendencia (bias) entre la segunda capa oculta y la salida

%Targets de entrenamiento y prueba antes de normalizar
target_train = target1 (:,1:145);
target_test = target1 (:,146:181);

%Des-normalización de los resultados
outputpredicted1 = sim_training.*(max(target_train)- min(target_train))+min(target_train);
outputtest1 = sim_test.*(max(target_test)- min(target_test))+min(target_test);

%Promedio y desviación estándar de la PMM predicha
PMMprom_train = mean (outputpredicted1);
PMMprom_test = mean (outputtest1);

PMMds_train = std (outputpredicted1);
PMMds_test = std (outputtest1);

%ERRORES DE ENTRENAMIENTO
%Cálculo del error absoluto
error_train = abs(((target_train - outputpredicted1)./target_train).*100);
[Nr,Nc] = size(target_train);
vector = 1:145;
```

```
%Error mínimo
    errormin_train = min(error_train);
%Error máximo
    errormax_train = max(error_train);
%Error promedio
    errorprom_train = mean(error_train)
%Desviación estandar
    desviacion_estandar_train = std (outputpredicted1);

%ERRORES DE PRUEBA
%Cálculo del error absoluto
    error_test = abs(((target_test - outputtest1)./target_test).*100);
    [Nr,Nc] = size(target_test);
    vector = 1:36;
%Error mínimo
    errormin_test = min(error_test);
%Error máximo
    errormax_test = max(error_test);
%Error promedio
    errorprom_test = mean(error_test)
%Desviación estándar
    desviacion_estandar_test = std (outputtest1);

%Se generan carpetas para guardar los resultados obtenidos
    f = 'red2_';
    folder = strcat (f, num2str(j));
    mkdir (folder);
    cd (folder);
```

```
%GRÁFICAS
%Regresión lineal
    %Entrenamiento
    Rtrain = plotregression (target_train,outputpredicted1,'Entrenamiento');
    XLABEL ('Target');
    YLABEL ('Salida de la red');
    saveas (Rtrain,'Rtrain.fig');
    %Prueba
    Rtest = plotregression (target_test,outputtest1,'Prueba');
    XLABEL ('Target');
    YLABEL ('Salida de la red');
    saveas (Rtest,'Rtest.fig');

%Rendimiento de la red neuronal
    Perform = plotperform(tr);
    saveas (Perform,'Perform.fig');

%Para guardar los resultados obtenidos de la red neuronal
    filename = [ 'resultados2_' num2str(j) '.mat' ];
    save (filename);

%Se cierran las carpetas
    cd ..
end
    cd ..
    cd ..
```