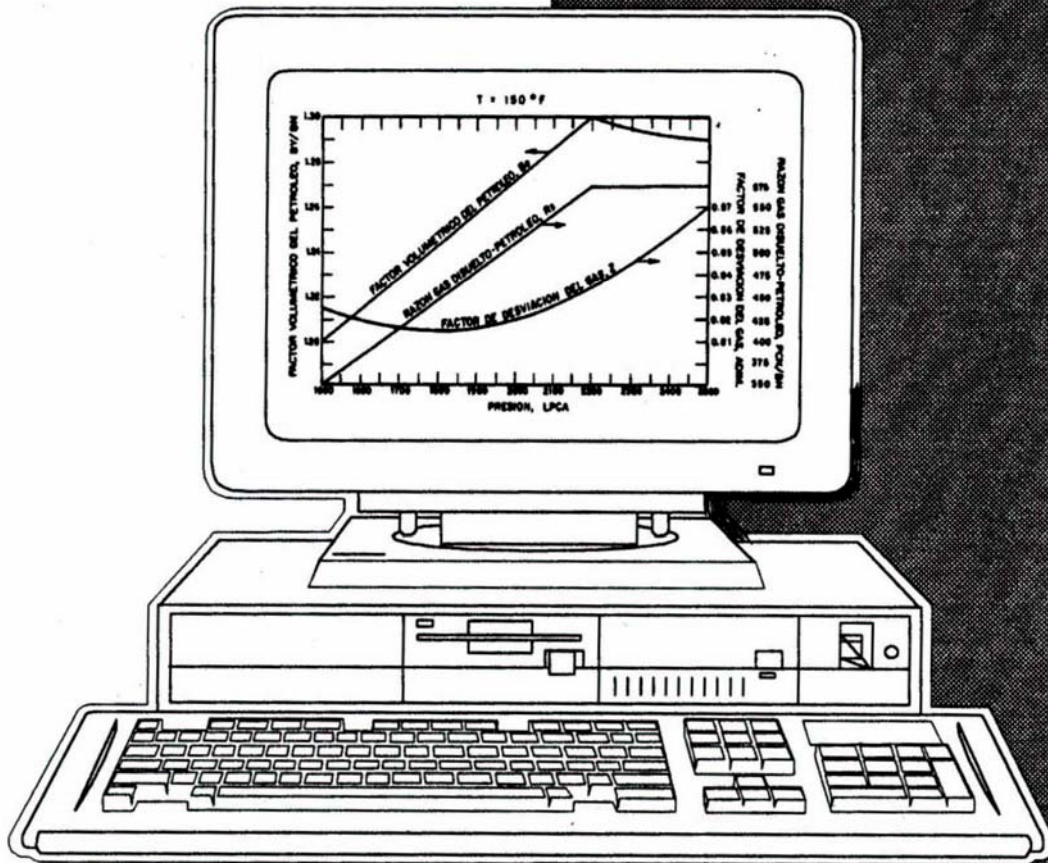


# Correlaciones Numéricas P.V.T.

Carlos Bánzer S.



**Universidad del Zulia**  
**Instituto de Investigaciones Petroleras**  
**Fundación Laboratorio de Servicios Técnicos Petroleros**

**Maracalbo, ENERO de 1996**



---

**Correlaciones Numéricas P.V.T.**  
**Ing. Carlos Bánzer S.**

**Edición Preliminar**

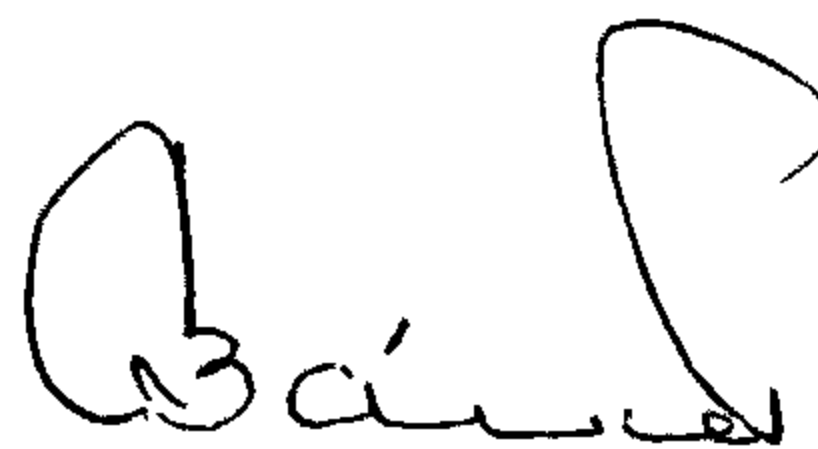
---

## Agradecimiento

El autor expresa su sincero agradecimiento al Instituto de Investigaciones Petroleras de la Universidad del Zulia (INPELUZ), y a la Fundación Laboratorio de Servicios Técnicos Petroleros (FLSTP), a nombre de sus Directores: Prof. Renato Acosta (Director-Presidente INPELUZ-FLSTP) e Ing. Carmelo Urdaneta Galué (Director-Gerente FLSTP), por haberme facilitado los materiales y equipos necesarios para la elaboración de este trabajo.

Especial agradecimiento al Prof. Douglas A. Alvarado, quien de manera desinteresada y generosa me proporcionó parte del material original que se presenta.

Finalmente, especial agradecimiento a todas aquellas personas que puedan apreciar la modesta importancia de este esfuerzo.



Ing. Carlos Bánzer S.

Maracaibo, enero de 1996

# Contenido

	Página
<b>Agradecimiento</b>	II
<b>Nomenclatura</b>	VI
<b>Introducción</b>	1
<b>Correlaciones P.V.T.</b>	1
<b>Propiedades Físicas del Gas</b>	2
<b>Gravedad Específica del Gas, <math>\gamma_g</math></b>	2
<b>Presión y Temperatura Seudocríticas de Gases Naturales, <math>p_{sc}</math> y <math>T_{sc}</math></b>	3
Método de Kay, W.D.	5
Método de Stewart, W.F., Burkhardt, S.F. y Voo, D.	5
Correlación de Brown, G.G., Katz, D.L., Oberfell, G.G. y Alden, R.C.	6
Correlación de Sutton, R.P.	7
<b>Presión y Temperatura Seudocríticas del Componente Pesado, <math>p_{scC7+}</math> y <math>T_{scC7+}</math></b>	7
Correlación de Mathews, T.A., Roland, C.H. y Katz, D.L.	8
Correlación de Kessler, M.G. y Lee, B.I.	9
<b>Factor de Compresibilidad del Gas, <math>z</math></b>	13
Correlación Gráfica de Standing, M.B. y Katz, D.L.	14
<b>Ajustes de las Curvas de Standing, M.B. y Katz, D.L.</b>	17
Método de Sarem, A.M.	18
Método de Papay, J.	19
Método de Hall, K.R. y Yarborough, L.	19
Método de Brill, J.P. y Beggs, H.D.	20
Método de Dranchuk, P.M., Purvis, R.A. y Robinson, D.B.	21
Método de Dranchuk, P.M. y Abou-Kassem, J.H.	22
Método de Gopal, V.N.	23
<b>Factor Volumétrico del Gas, <math>B_g</math></b>	29
<b>Compresibilidad del Gas, <math>c_g</math></b>	30
Método de Mattar, L., Brar, G.S. y Aziz, K.	32
<b>Viscosidad del Gas, <math>\mu_g</math></b>	39
Correlación de Carr, N.L., Kobayashi, R. y Burrows, D.B.	39
Correlación de Lee, A.L., González, M.H. y Eakin, B.E.	43
<b>Densidad del Gas, <math>\rho_g</math></b>	45
<b>Referencias</b>	46

	Página
<b>Propiedades Físicas del Petróleo</b>	48
<b>Gravedad Específica del Petróleo, <math>\gamma_o</math></b>	48
<b>Presión de Burbujeo, <math>p_b</math></b>	48
Correlación de Standing, M.B.	49
Correlación de Lasater, J.A.	51
Correlación de Vázquez, M.E. y Beggs, H.D.	54
Correlación de Glaso, O.	55
Correlación de la TOTAL, C.F.P.	57
Correlación de Al-Marhoun, M.A.	57
Correlación de Dokla, M.E. y Osman, M.E.	58
Correlación de Petrosky, G.E., Jr. y Farshad, F.F.	59
Correlación de Kartoatmodjo, T. y Schmidt, Z.	59
<b>Razón Gas Disuelto-Petróleo, <math>R_s</math></b>	63
Correlación de Standing, M.B.	65
Correlación de Lasater, J.A.	65
Correlación de Vázquez, M.E. y Beggs, H.D.	66
Correlación de Glaso, O.	66
Correlación de la TOTAL, C.F.P.	66
Correlación de Al-Marhoun, M.A.	67
Correlación de Dokla, M.E. y Osman, M.E.	67
Correlación de Petrosky, G.E., Jr. y Farshad, F.F.	67
Correlación de Kartoatmodjo, T. y Schmidt, Z.	68
<b>Factor Volumétrico del Petróleo, <math>B_o</math></b>	72
Correlación de Standing, M.B.	72
Correlación de Vázquez, M.E. y Beggs, H.D.	74
Correlación de Glaso, O.	75
Correlación de la TOTAL, C.F.P.	75
Correlación de Al-Marhoun, M.A.	75
Correlación de Dokla, M.E. y Osman, M.E.	76
Correlación de Petrosky, G.E., Jr. y Farshad, F.F.	76
Correlación de Kartoatmodjo, T. y Schmidt, Z.	76
<b>Factor Volumétrico Total, <math>B_t</math></b>	80
Correlación de Glaso, O.	82
Correlación de Al-Marhoun, M.A.	82
<b>Compresibilidad del Petróleo, <math>c_o</math></b>	83
Correlación de Vázquez, M.E. y Beggs, H.D.	84
Correlación de Petrosky, G.E., Jr. y Farshad, F.F.	85
Correlación de Kartoatmodjo, T. y Schmidt, Z.	85
Correlación de McCain, W.D., Jr., Rollins, J.B. y Villena-Lanzi, A.J.	86
<b>Viscosidad del Petróleo, <math>\mu_o</math></b>	93
<b>Petróleo Muerto</b>	
Correlación de Beal, C.	98
Correlación de Beggs, H.D. y Robinson, J.R.	99

	<b>Página</b>
Correlación de Glaso, O.	100
Correlación de Egbogah, E.O.	100
Correlación de Kartoatmodjo, T. y Schmidt, Z.	100
<b>Petróleo Saturado</b>	
Correlación de Chew, J.N. y Connally, C.A., Jr.	101
Correlación de Beggs, H.D. y Robinson, J.R.	103
Correlación de Kartoatmodjo, T. y Schmidt, Z.	103
<b>Petróleo Subsaturado</b>	
Correlación de Beal, C.	103
Correlación de Vázquez, M.E. y Beggs, H.D.	105
Correlación de Kartoatmodjo, T. y Schmidt, Z.	105
<b>Densidad del Petróleo, <math>\rho_o</math></b>	108
<b>Tensión Interfacial Gas-Petróleo, <math>\sigma_{go}</math></b>	110
Correlación de Baker, O. y Swerdloff, W.	110
<b>Referencias</b>	111
<b>Propiedades Físicas del Agua</b>	114
<b>Presión de Burbujeo, <math>p_{bw}</math></b>	114
<b>Razón Gas Disuelto-Agua, <math>R_{sw}</math></b>	114
Correlación de Culberson, O.L. y McKetta, J.J., Jr.	114
Correlación de McCoy, R.L.	116
<b>Factor Volumétrico del Agua, <math>B_w</math></b>	117
Correlación de McCain, W.D., Jr.	118
Correlación de McCoy, R.L.	118
<b>Compresibilidad del Agua, <math>c_w</math></b>	121
Correlación de Dodson, C.R. y Standing, M.B.	121
Correlación de Osif, T.L.	122
Correlación de Ramey, H.J., Jr.	124
<b>Viscosidad del Agua, <math>\mu_w</math></b>	126
Correlación de Van Wingen, N.	127
Correlación de Matthews, C.S. y Russel, D.G.	128
Correlación de McCain, W.D., Jr.	129
Correlación de McCoy, R.L.	130
<b>Densidad del Agua, <math>\rho_w</math></b>	131
Correlación de McCain, W.D., Jr.	132
<b>Tensión Interfacial Gas-Agua, <math>\sigma_{gw}</math></b>	133
Correlación de Jennings, H.Y., Jr. y Newman, G.H.	133
<b>Referencias</b>	134
<b>Unidades y Factores de Conversión</b>	136
<b>Glosario de Términos y Definiciones</b>	138

# Nomenclatura

Símbolo	Descripción	Unidades
$a_0, a_1, \dots$	Constantes	
$A_1, A_2, \dots$	Constantes	
$A, B, C, \dots$	Contantes	
$B_g$	Factor volumétrico del gas	BY/PCN o PCY/PCN
$B_o$	Factor volumétrico del petróleo	BY/BN
$B_{ob}$	Factor volumétrico del petróleo a $p_b$	BY/BN
$B_t$	Factor volumétrico total o bifásico	BY/BN
$B_w$	Factor volumétrico del agua	BY/BN
$B_{wb}$	Factor volumétrico del agua a $p_b$	BY/BN
$c_g$	Compresibilidad isotérmica del gas	$\text{lpc}^{-1}$
$c_o$	Compresibilidad isotérmica del petróleo	$\text{lpc}^{-1}$
$c_r$	Compresibilidad seudorreducida	adim.
$c_w$	Compresibilidad isotérmica del agua	$\text{lpc}^{-1}$
$E_g$	Factor de expansión del gas	PCN/BY o PCN/PCY
$M$	Peso molecular del gas	lbs/lb-mol
$M_{C_{7+}}$	Peso molecular del $C_{7+}$	lbs/lb-mol
$n$	Moles	lb-mol
$p$	Presión	lpca.
$p_b$	Presión del punto de burbujeo	lpca.
$p_{ci}$	Presión crítica del componente $i$	lpca.
$p_i$	Presión inicial	lpca.
$p_{sc}$	Presión seudocrítica	lpca.
$p_{scC_{7+}}$	Presión seudocrítica del $C_{7+}$	lpca.
$p_{sp}$	Presión del separador	lpca.
$p_{sr}$	Presión seudorreducida	adim.
$R$	Constante universal de los gases	pág. 3
$R$	Razón gas producido-petróleo (RGP)	PCN/BN
$R_s$	Razón gas disuelto-petróleo	PCN/BN
$R_{sb}$	Razón gas disuelto-petróleo a $p_b$	PCN/BN
$R_{si}$	Razón gas disuelto-petróleo a $p_i$	PCN/BN
$R_{sw}$	Solubilidad del gas natural en el agua	PCN/BN
$S$	Salinidad del agua	PPM
$T$	Temperatura	$^{\circ}\text{F}$
$T_b$	Temperatura de ebullición	$^{\circ}\text{R}$
$T_{ci}$	Temperatura crítica del componente $i$	$^{\circ}\text{R}$
$T_{sc}$	Temperatura seudocrítica	$^{\circ}\text{R}$
$T_{scC_{7+}}$	Temperatura seudocrítica del $C_{7+}$	$^{\circ}\text{R}$
$T_{sp}$	Temperatura del separador	$^{\circ}\text{F}$
$T_{sr}$	Temperatura seudorreducida	adim.
$V$	Volumen	$\text{pie}^3$
$y_i$	Componente $i$ en la mezcla	fracc. mol.
$z$	Factor de compresibilidad del gas	adim.



**CORRELACIONES NUMÉRICAS P.V.T.**

---

<b>Símbolo</b>	<b>Descripción</b>	<b>Unidades</b>
$\gamma_{API}$	Gravedad API del petróleo	°API
$\gamma_{C7+}$	Gravedad específica del $C_{7+}$ (agua = 1)	adim.
$\gamma_g$	Gravedad específica del gas (aire = 1)	adim.
$\gamma_{gc}$	Gravedad específica del gas corregida (aire = 1)	adim.
$\gamma_{gd}$	Gravedad específica del gas disuelto (aire = 1)	adim.
$\gamma_o$	Gravedad específica del petróleo (agua = 1)	adim.
$\gamma_w$	Gravedad específica del agua	adim.
$\mu_g$	Viscosidad del gas	cp.
$\mu_{gl}$	Viscosidad del gas a 1 atm. y $T$	cp.
$\mu_o$	Viscosidad del petróleo	cp.
$\mu_{ob}$	Viscosidad del petróleo a $p_b$	cp.
$\mu_{od}$	Viscosidad del petróleo (muerto) libre de gas	cp.
$\mu_w$	Viscosidad del agua	cp.
$\mu_{wl}$	Viscosidad del agua a 1 atm. y $T$	cp.
$\nu$	Viscosidad cinemática	cts.
$\rho_g$	Densidad del gas	lbs/pie <sup>3</sup>
$\rho_o$	Densidad del petróleo	lbs/pie <sup>3</sup>
$\rho_{ob}$	Densidad del petróleo a $p_b$	lbs/pie <sup>3</sup>
$\rho_{ol}$	Densidad del petróleo a 1 atm. y $T$	lbs/pie <sup>3</sup>
$\rho_r$	Densidad reducida	adim.
$\rho_w$	Densidad del agua	lbs/pie <sup>3</sup>
$\sigma_{go}$	Tensión interfacial gas-petróleo	dinas/cm
$\sigma_{gw}$	Tensión interfacial gas-agua	dinas/cm



# Introducción

En el análisis del comportamiento de yacimientos, cálculo de reservas y diseño de equipos, se requiere el conocimiento de las propiedades físicas de los fluidos. Estas propiedades normalmente se determinan en el laboratorio mediante el análisis de muestras de fluidos tomadas en el fondo de los pozos o mediante una apropiada recombinación de muestras tomadas en superficie.

El conjunto de pruebas necesarias para determinar estas propiedades se denomina análisis Presión-Volumen-Temperatura, P.V.T., como comúnmente se le llama, y consiste en determinar las relaciones entre presión, volumen y temperatura para una mezcla de hidrocarburos (líquido y gas) en particular.

Muchas veces sin embargo, no se dispone de información experimental, debido a que no se pueden obtener muestras representativas de los fluidos o porque el horizonte productor no garantiza el gasto en realizar un análisis P.V.T. de los fluidos del yacimiento. En estos casos, las propiedades físicas de los fluidos deben ser determinadas por analogía o mediante el uso de correlaciones empíricas.

En el pasado, las correlaciones P.V.T. fueron presentadas en forma tabular y/o gráfica; sin embargo, con la aparición de las calculadoras manuales programables y las computadoras personales, tales correlaciones han sido reducidas a simples ecuaciones numéricas o expresiones analíticas con el propósito de utilizarlas en programas de computación.

En este sentido, el objetivo de este trabajo es presentar una revisión de las propiedades físicas de los fluidos y las correlaciones que se han desarrollado y reducido a la forma anteriormente mencionada para su determinación. Adicionalmente, se presentan ejemplos numéricos con el propósito de ilustrar el uso de las correlaciones sin intentar establecer criterios comparativos entre las mismas.

## Correlaciones P.V.T.

Las correlaciones P.V.T. son desarrolladas a partir de datos de laboratorio y/o de campo y formuladas de manera que puedan ser utilizadas con datos obtenidos sin mucha pérdida de tiempo y/o inversión de esfuerzo. Estos datos son:

**a) Propiedades de los fluidos**

- Gravedad específica del petróleo,  $\gamma_o$
- Gravedad específica del gas,  $\gamma_g$
- Razón gas producido-petróleo,  $R$

**b) Propiedades del yacimiento**

- Presión,  $p$
- Temperatura,  $T$

Antes de determinar una propiedad, se debe asegurar que la aplicación de interés se encuentra dentro del rango de los datos para la cual la correlación fue desarrollada. Una vez hecho esto, la correlación utilizada será adecuada y se obtendrán resultados confiables.

# Propiedades Físicas del Gas

El gas natural puede ocurrir como tal, en yacimientos de gas libre o asociado con yacimientos de petróleo y de condensado. En vista de que el gas natural normalmente se encuentra presente en los yacimientos de hidrocarburos, es de gran importancia el conocimiento de ciertas propiedades físicas del mismo que son fundamentales en el análisis del comportamiento de yacimientos de petróleo, gas y condensado.

En esta sección se presenta una revisión de las propiedades físicas de gases naturales hidrocarburos y las correlaciones numéricas y analíticas que se han desarrollado para su determinación.

Las relaciones que describen el comportamiento Presión-Volumen-Temperatura, P.V.T. de gases son llamadas *ecuaciones de estado*. La ecuación de estado más simple, es llamada la *ley de los gases ideales*\*1:

$$pV = nRT \dots\dots\dots (1.1)$$

donde  $V$  es el volumen de  $n$  moles de gas a la presión  $p$  y temperatura  $T$ , y  $R$  la constante universal de los gases.

Esta ecuación es el resultado de los esfuerzos combinados de Boyle, Charles, Avogadro y Gay Lussac, y es solo aplicable a presiones cercanas a la presión atmosférica para la cual fue experimentalmente obtenida y a las cuales los gases se comportan como ideales.

Debido a que  $n$  es igual al peso total de gas,  $m$ , dividido por el peso molecular,  $M$ , la Ec. (1.1) puede escribirse como:

$$pV = \frac{m}{M} RT \dots\dots\dots (1.2)$$

Las Ecs. (1.1) y (1.2) son formas de la ecuación general de los gases ideales.

El valor de la constante  $R$  depende de las unidades empleadas de presión, volumen y temperatura. Por ejemplo, considérese  $p$  en libras por pulgada cuadrada absoluta (lpca),  $V$  en pies cúbicos,  $T$  en grados Rankine (°R) y los moles de gas en lbs-mol. La hipótesis de Avogadro establece que 1 lb-mol ( $n = 1$ ) de cualquier gas ideal ocupa un volumen de 379.4 pies cúbicos a 14.7 lpca. y 60 °F. Por lo tanto:

$$R = \frac{PV}{nT} = \frac{(14.7 \text{ lpca})(379.4 \text{ p.cu.})}{(1 \text{ lb - mol})(520 \text{ °R})} = 10.73 \frac{\text{lpca - p.cu.}}{\text{lb - mol °R}}$$

Para otras unidades de  $p$ ,  $V$ ,  $T$  y  $n$ , la Tabla 1.1 presenta diferentes valores de  $R$ .

## Gravedad Específica del Gas, $\gamma_g$ :

La gravedad específica del gas se define como la razón de la densidad del gas a la densidad del aire, ambas medidas a las mismas condiciones de presión y temperatura. Como la gravedad del gas se mide generalmente a condiciones normales (14.7 lpca y 60 °F), tanto el gas como el aire se comportan como gases ideales y puede escribirse:

$$\gamma_g = \frac{\rho_g}{\rho_a} \dots\dots\dots (1.3)$$

\*Referencias al final de la sección

**CORRELACIONES NUMÉRICAS P.V.T.**

TABLA 1.1.- VALORES DE LA CONSTANTE R PARA DIFERENTES UNIDADES DE $p$ , $V$ , $T$ y $n$ (Adaptada de Ref. 1)				
$p$	$V$	$T$	$n$	$R$
Atm.	p.cu.*	°R (460 + °F)	lbs-mol	0.73024
Atm.	p.cu.*	°K (273.16 + °C)	lbs-mol	1.3144
Atm.	c.cu.**	°K (273.16 + °C)	grs-mol	82.057
Atm.	litros	°K (273.16 + °C)	grs-mol	0.08206
lpca.	p.cu.*	°R (460 + °F)	lbs-mol	10.73
lppca.***	p.cu.*	°R (460 + °F)	lbs-mol	1545.3
*Pies cúbicos    **Centímetros cúbicos ***Libras por pie cuadrado absoluta				

La densidad de un gas se define como la masa por unidad de volumen, así, de la Ec.(1.2) se tiene:

$$\rho_g = \frac{m}{V} = \frac{pM}{RT} \dots\dots\dots (1.4)$$

Reemplazando la Ec. (1.4) en la Ec. (1.3) para el gas y el aire a las mismas condiciones de presión y temperatura:

$$\gamma_g = \frac{\frac{pM_g}{RT}}{\frac{pM_a}{RT}} = \frac{M_g}{M_a} = \frac{M}{28.96} \dots\dots\dots (1.5)$$

donde;

- $M_g$  : Peso molecular del gas, lbs/lb-mol o grs/gr-mol
- $M_a$  : Peso molecular del aire, (= 28.96 lbs/lb-mol)

Si no se conoce el peso molecular del gas, pero se conocen los pesos moleculares de las fracciones molares de la mezcla,  $M_i$ , se determina el peso molecular *aparente* de la misma mediante:

$$M = \sum_{i=1}^n y_i M_i \dots\dots\dots (1.6)$$

donde;

- $M_i$  : Peso molecular del componente  $i$  en la mezcla, lbs/lb-mol o grs/gr-mol
- $y_i$  : Componente  $i$  en la mezcla, fracción molar
- $n$  : Número de componentes en la mezcla

Así, una vez obtenido el peso molecular aparente de la mezcla mediante la Ec. (1.6), se determina la gravedad específica de la misma mediante la Ec. (1.5). La Tabla 1.2 presenta algunas propiedades físicas de gases hidrocarburos parafínicos puros y de otros componentes comúnmente encontrados en el gas natural.

**Presión y Temperatura Seudocríticas de Gases Naturales,  $p_{sc}$  y  $T_{sc}$ :**

Con el propósito de estudiar el comportamiento de mezclas gaseosas, se ha introducido el concepto de presión y temperatura seudocríticas,  $p_{sc}$  y  $T_{sc}$ .

TABLA 1.2.- PROPIEDADES FÍSICAS DE COMPONENTES PUROS  
DEL GAS NATURAL (Adaptada de Ref. 2)

Componente	Fórmula	Símbolo (para cálculos)	Peso Molecular (lbs/lb-mol)	Temp. Crítica (°R)	Pres. Crítica (lpca)	Vol. Crítico (pie <sup>3</sup> /lbs)	Grav. Espec. del Gas (aire = 1)	Grav. Espec. del Líquido (agua = 1)
Metano	CH <sub>4</sub>	C <sub>1</sub>	16.043	343.37	667.8	0.0988	0.554	
Etano	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	C <sub>2</sub>	30.070	550.09	707.8	0.0783	1.038	0.356*
Propano	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	C <sub>3</sub>	44.097	666.01	616.3	0.0727	1.523	0.508*
n-Butano	nC <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	n-C <sub>4</sub>	58.124	765.65	550.7	0.0703	2.007	0.508*
i-Butano	iC <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	i-C <sub>4</sub>	58.124	734.98	529.1	0.0714	2.007	0.563
n-Pentano	nC <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	n-C <sub>5</sub>	72.151	845.70	488.6	0.0675	2.491	0.631
i-Pentano	iC <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	i-C <sub>5</sub>	72.151	829.10	490.4	0.0679	2.491	0.625
n-Hexano	nC <sub>6</sub> H <sub>14</sub>	n-C <sub>6</sub>	86.178	913.70	436.9	0.0688	2.975	0.664
n-Heptano	nC <sub>7</sub> H <sub>16</sub>	n-C <sub>7</sub>	100.205	972.80	396.8	0.0691	3.460	0.688
n-Octano	nC <sub>8</sub> H <sub>18</sub>	n-C <sub>8</sub>	114.232	1024.22	360.6	0.0690	3.944	0.707
n-Nonano	nC <sub>9</sub> H <sub>18</sub>	n-C <sub>9</sub>	128.259	1070.68	332.0	0.0684	4.428	0.722
n-Decano	nC <sub>10</sub> H <sub>22</sub>	n-C <sub>10</sub>	142.286	1112.10	304.0	0.0679	4.913	0.734
Aire	N <sub>2</sub> +O <sub>2</sub>	N <sub>2</sub> +O <sub>2</sub>	28.963	238.69	546.9	0.0517	1.000	0.875*
Agua	H <sub>2</sub> O	H <sub>2</sub> O	18.015	1165.16	3198.8	0.0497	0.622	1.000
Dióxido de carbono	CO <sub>2</sub>	CO <sub>2</sub>	44.010	547.90	1071.0	0.0344	1.520	0.818*
Helio	He	He	4.003	9.69	32.99	0.2300	0.138	0.138
Sulfuro de hidrógeno	H <sub>2</sub> S	H <sub>2</sub> S	34.076	672.70	1306.0	0.0461	1.177	0.801*
Nitrógeno	N <sub>2</sub>	N <sub>2</sub>	28.013	227.60	493.0	0.0510	0.967	
Oxígeno	O <sub>2</sub>	O <sub>2</sub>	31.999	278.57	731.4	0.0367	1.105	1.142*

\*A la presión de saturación y 60 °F

Una serie de métodos o reglas de combinación han sido propuestos para determinar estas propiedades pseudocríticas cuando se conoce la composición de la mezcla gaseosa. Estos métodos o reglas de combinación suponen que cada componente contribuye a la presión y temperatura pseudocríticas en proporción a su porcentaje de volumen en el gas y a la presión y temperatura críticas, respectivamente, de dicho componente.

Entre los métodos o reglas de combinación más conocidos se tienen los siguientes:

**Método de Kay, W.B.<sup>3</sup>:**

La presión y temperatura pseudocríticas están dadas por:

$$P_{scM} = \sum_{i=1}^n y_i P_{ci} \dots\dots\dots (1.7)$$

$$T_{scM} = \sum_{i=1}^n y_i T_{ci} \dots\dots\dots (1.8)$$

donde;

- $P_{scM}$  : Presión pseudocrítica de la mezcla, lpca.
- $T_{scM}$  : Temperatura pseudocrítica de la mezcla, °R
- $P_{ci}$  : Presión crítica del componente  $i$ , lpca.
- $T_{ci}$  : Temperatura crítica del componente  $i$ , °R
- $y_i$  : Componente  $i$  en la mezcla, fracción molar
- $n$  : Número de componentes en la mezcla

**Método de Stewart, W.F., Burkhardt, S.F. y Voo, D.<sup>4</sup>:**

Las ecuaciones de este método son:

$$J = \frac{1}{3} \sum_{i=1}^n y_i (T_c / p_c)_i + \frac{2}{3} \left[ \sum_{i=1}^n y_i (T_c / p_c)_i^{1/2} \right]^2 \dots\dots\dots (1.9)$$

$$K = \sum_{i=1}^n y_i (T_c / p_c^{1/2})_i \dots\dots\dots (1.10)$$

donde;

$$T_{scM} = \frac{K^2}{J} \dots\dots\dots (1.11)$$

$$P_{scM} = \frac{T_{scM}}{J} \dots\dots\dots (1.12)$$

Sutton<sup>5</sup>, modificó el método de Stewart y Cols. para aplicarlo a gases naturales con alto peso molecular ( $\gamma_g > 1.25$ ). Los términos  $J$  y  $K$  fueron ajustados mediante los siguientes factores:

$$J' = J - \epsilon_J \dots\dots\dots (1.13)$$

$$K' = K - \epsilon_K \dots\dots\dots (1.14)$$

donde;

$$\epsilon_J = 0.6081F_J + 1.1325F_J^2 - 14.004F_J y_{C7+} + 64.434F_J y_{C7+}^2 \dots\dots\dots (1.15)$$

$$\epsilon_K = (T_c / p_c^{1/2})_{C7+} \left[ 0.3129 y_{C7+} - 4.8156 y_{C7+}^2 + 27.3751 y_{C7+}^3 \right] \dots\dots\dots (1.16)$$

y

$$F_J = \frac{1}{3} \left[ \sum_{i=1}^n y(T_c / p_c) \right]_{C7+} + \frac{2}{3} \left[ \sum_{i=1}^n y(T_c / p_c)^{1/2} \right]_{C7+}^2 \dots\dots\dots (1.17)$$

Luego, la presión y temperatura pseudocríticas de la mezcla se determinan mediante las Ecs. (1.11) y (1.12) utilizando los valores ajustados  $J'$  y  $K'$ .

Cuando no se conoce la composición del gas, pero se conoce su gravedad específica, aún puede determinarse su presión y temperatura pseudocríticas mediante las siguientes correlaciones.

**Correlación de Brown, G.G., Katz, D.L., Oberfell, G.G. y Alden, R.C.<sup>6</sup>:**

Esta correlación se presenta en la Fig. 1.1, donde la presión y temperatura pseudocríticas,  $p_{sc}$  y  $T_{sc}$ , están en función de la gravedad específica del gas,  $\gamma_g$  (aire = 1), y puede ser utilizada para gas natural en general o para condensado.

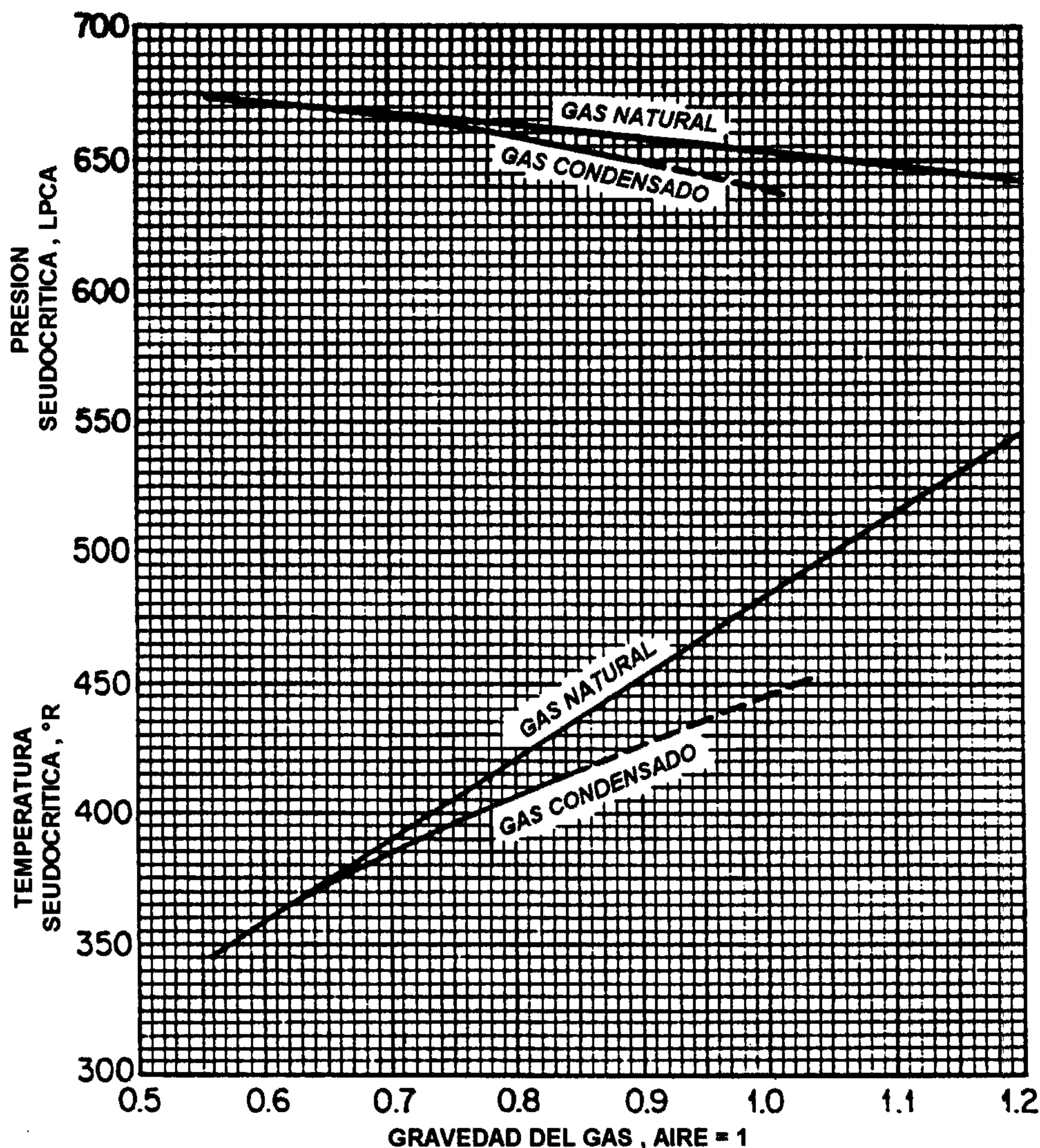


Fig. 1.1.- Presión y temperatura pseudocríticas de gases naturales (Ref. 6).



## CORRELACIONES NUMÉRICAS P.V.T.

Las curvas en esta figura representan mezclas gaseosas con cantidades despreciables de N<sub>2</sub>, CO<sub>2</sub> y H<sub>2</sub>S. Si la mezcla gaseosa contiene cantidades apreciables de componentes no hidrocarburos (mayor de 5% por volumen), la gravedad específica de la mezcla debe ser corregida por estos componentes. Así, si  $\gamma_{gM}$  es la gravedad específica de la mezcla total de gas, la gravedad específica de la porción de gas hidrocarburo,  $\gamma_{gHC}$ , está dada por<sup>7</sup>:

$$\gamma_{gHC} = \frac{\gamma_{gM} - 0.967y_{N_2} - 1.52y_{CO_2} - 1.18y_{H_2S}}{1 - y_{N_2} - y_{CO_2} - y_{H_2S}} \dots\dots\dots (1.18)$$

donde;

- $\gamma_{gHC}$  : Gravedad específica de la porción de gas hidrocarburo, (aire = 1)
- $\gamma_{gM}$  : Gravedad específica de la mezcla total de gas, (aire = 1)
- $y_{N_2}$  : Contenido de N<sub>2</sub>, fracción molar
- $y_{CO_2}$  : Contenido de CO<sub>2</sub>, fracción molar
- $y_{H_2S}$  : Contenido de H<sub>2</sub>S, fracción molar

En la Ec. (1.18),  $\gamma_{gHC} \geq 0.55$  (gravedad específica del metano).

Un ajuste de las curvas de la Fig. 1.1, está dado mediante las siguientes ecuaciones<sup>7</sup>:

**Gas Natural:**

$$P_{scHC} = 677 + 15\gamma_{gHC} - 37.5\gamma_{gHC}^2 \dots\dots\dots (1.19)$$

$$T_{scHC} = 168 + 325\gamma_{gHC} - 12.5\gamma_{gHC}^2 \dots\dots\dots (1.20)$$

**Gas Condensado:**

$$P_{scHC} = 706 - 51.7\gamma_{gHC} - 11.1\gamma_{gHC}^2 \dots\dots\dots (1.21)$$

$$T_{scHC} = 187 + 330\gamma_{gHC} - 71.5\gamma_{gHC}^2 \dots\dots\dots (1.22)$$

**Correlación de Sutton, R.P.<sup>6</sup>:**

Sutton desarrolló las siguientes ecuaciones para gas natural:

$$P_{scHC} = 756.8 - 131\gamma_{gHC} - 3.6\gamma_{gHC}^2 \dots\dots\dots (1.23)$$

$$T_{scHC} = 169.2 + 349.5\gamma_{gHC} - 74\gamma_{gHC}^2 \dots\dots\dots (1.24)$$

Estas ecuaciones fueron obtenidas a partir de 264 muestras diferentes de gas en el siguiente rango de gravedades específicas:  $0.571 < \gamma_{gHC} < 1.679$ .

Finalmente, la presión y temperatura pseudocríticas de la mezcla total de gas,  $P_{scM}$  y  $T_{scM}$  se determinan mediante las siguientes ecuaciones<sup>7</sup>:

$$P_{scM} = (1 - y_{N_2} - y_{CO_2} - y_{H_2S}) P_{scHC} + 493y_{N_2} + 1071y_{CO_2} + 1306y_{H_2S} \dots\dots (1.25)$$

$$T_{scM} = (1 - y_{N_2} - y_{CO_2} - y_{H_2S}) T_{scHC} + 227y_{N_2} + 548y_{CO_2} + 672y_{H_2S} \dots\dots (1.26)$$

En estas ecuaciones, la presión y temperatura pseudocríticas de la porción de gas hidrocarburo  $P_{scHC}$  y  $T_{scHC}$ , pueden ser representadas por las ecuaciones anteriores dependiendo del tipo de gas hidrocarburo considerado.

**Presión y Temperatura Seudocríticas del Componente Pesado,  $P_{scC7+}$  y  $T_{scC7+}$ :**

En el análisis cromatográfico del gas natural y del gas condensado, solo se analizan los componentes hidrocarburos del metano al hexano, C<sub>1</sub> a C<sub>6</sub> y los componentes no hidrocarburos

## PROPIEDADES FÍSICAS DEL GAS

$N_2$ ,  $CO_2$ ,  $H_2S$ ,  $O_2$ . El resto, o sea los elementos más pesados que aparecen en pequeñas proporciones como el  $C_{6+}$  (hexanos y componentes más pesados) o  $C_{7+}$  (heptanos y componentes más pesados) se expresan como un solo componente del sistema y generalmente son caracterizados por su peso molecular y gravedad específica.

Las siguientes correlaciones permiten determinar la presión y temperatura pseudocríticas del  $C_{7+}$ :

### Correlación de Mathews, T.A., Roland, C.H. y Katz, D.L.<sup>8</sup>:

Mathews y Cols. en base a una serie de micro-distilaciones de fracciones de  $C_{7+}$  de condensados obtuvieron la correlación gráfica de la Fig. 1.2, por medio de la cual puede determinarse la presión y temperatura pseudocríticas del  $C_{7+}$  en función de la gravedad específica,  $\gamma_{C_{7+}}$  (agua = 1) y del peso molecular,  $M_{C_{7+}}$ . Para fracciones de pentanos y compuestos más pesados,  $C_{5+}$ , y hexanos y compuestos más pesados,  $C_{6+}$ , la correlación también puede ser utilizada.

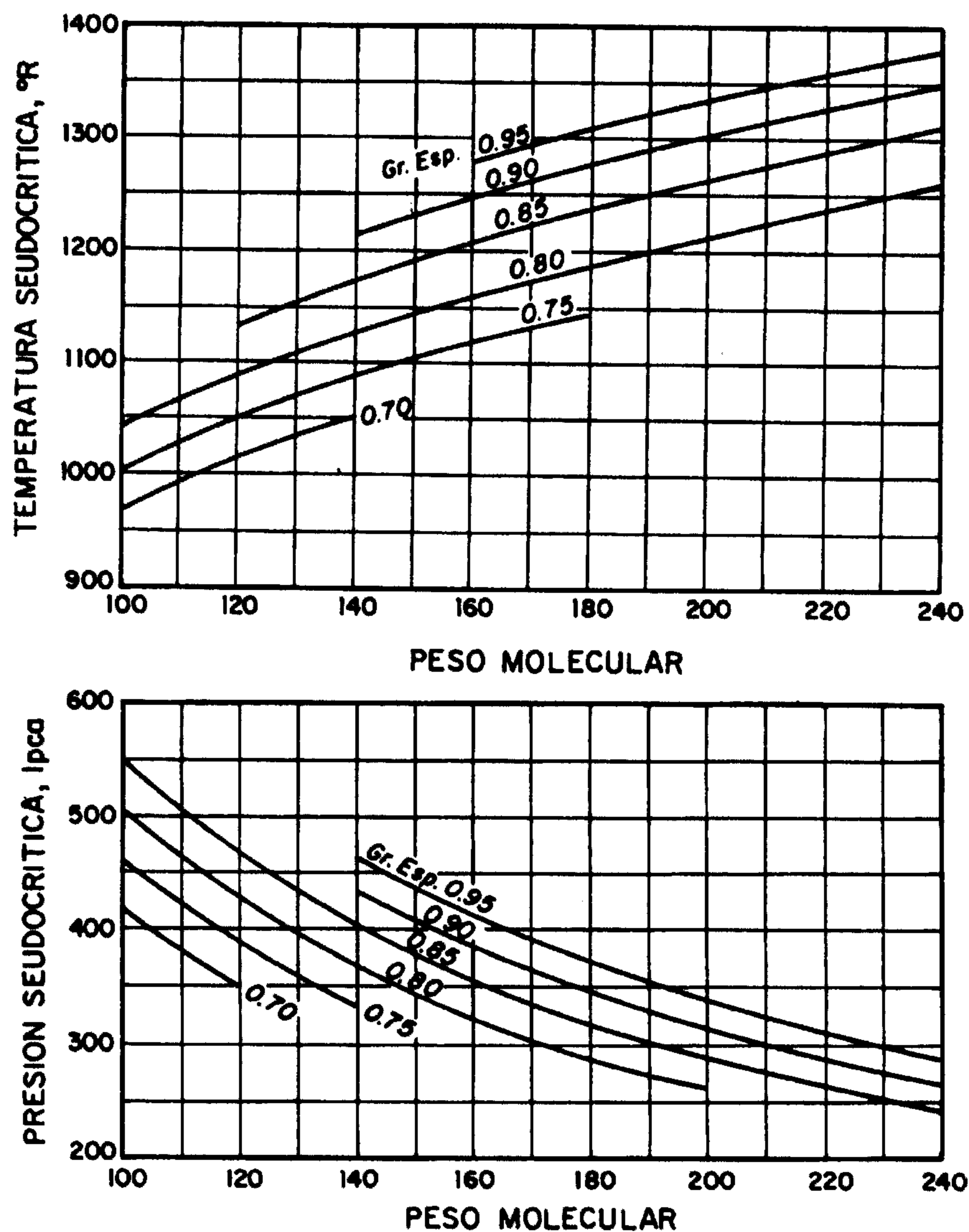


Fig. 1.2.- Presión y temperatura pseudocríticas del  $C_{7+}$  (Ref. 8).

**CORRELACIONES NUMÉRICAS P.V.T.**

Un ajuste de las curvas de la Fig. 1.2, está dado por las siguientes ecuaciones<sup>7</sup>:

$$P_{scC7+} = 1188 - 431 \log(M_{C7+} - 61.1) + [2319 - 852 \log(M_{C7+} - 53.71)](\gamma_{C7+} - 0.8) \quad (1.27)$$

$$T_{scC7+} = 608 + 364 \log(M_{C7+} - 71.2) + (2450 \log M_{C7+} - 3800) \log \gamma_{C7+} \quad (1.28)$$

donde;

- $P_{scC7+}$  : Presión pseudocrítica del  $C_{7+}$ , lpca.
- $T_{scC7+}$  : Temperatura pseudocrítica del  $C_{7+}$ , °R
- $M_{C7+}$  : Peso molecular del  $C_{7+}$ , lbs/lb-mol
- $\gamma_{C7+}$  : Gravedad específica del  $C_{7+}$ , (agua = 1)

La precisión de estas ecuaciones en el ajuste de más de 20 valores de las curvas de Mathews y Cols. es la siguiente<sup>7</sup>:

	$P_{scC7+}$	$T_{scC7+}$
Número de puntos	25	28
Error relativo promedio	-0.51%	-0.29%
Desviación estandar	1.61%	0.97%

**Correlación de Kessler, M.G. y Lee, B.I.<sup>9</sup>:**

Sutton<sup>5</sup> y Whitson<sup>10</sup> evaluaron varios métodos para estimar la presión y temperatura pseudocríticas del  $C_{7+}$  recomendando utilizar las correlaciones desarrolladas por Kessler y Lee.

$$P_{scC7+} = \exp \left[ 8.3634 - \frac{0.0566}{\gamma_{C7+}} - \left( 0.24244 + \frac{2.2898}{\gamma_{C7+}} + \frac{0.11857}{\gamma_{C7+}^2} \right) T_b \times 10^{-3} + \left( 1.4685 + \frac{3.648}{\gamma_{C7+}} + \frac{0.47227}{\gamma_{C7+}^2} \right) T_b^2 \times 10^{-7} - \left( 0.42019 + \frac{1.6977}{\gamma_{C7+}^2} \right) T_b^3 \times 10^{-10} \right] \quad (1.29)$$

$$T_{scC7+} = 341.7 + 811\gamma_{C7+} + (0.4244 + 0.1174\gamma_{C7+}) T_b + (0.4669 - 3.2623\gamma_{C7+}) \times \frac{10^5}{T_b} \quad (1.30)$$

donde;

- $P_{scC7+}$  : Presión pseudocrítica del  $C_{7+}$ , lpca.
- $T_{scC7+}$  : Temperatura pseudocrítica del  $C_{7+}$ , °R
- $\gamma_{C7+}$  : Gravedad específica del  $C_{7+}$ , (agua = 1)
- $T_b$  : Temperatura de ebullición, °R

La temperatura de ebullición se determina mediante la siguiente ecuación desarrollada por Whitson<sup>10</sup>:

$$T_b = \left[ 4.5579 M_{C7+}^{0.15178} \gamma_{C7+}^{0.15427} \right]^3 \quad (1.31)$$

Standing<sup>7</sup>, recomienda tomar los siguientes valores para condensados cuando no se conoce el peso molecular ni la gravedad específica del componente pesado:

- $M_{C7+} = 128$  (equivalente al  $C_9$ )
- $P_{scC7+} = 385$  lpca.
- $T_{scC7+} = 1100$  °F

Las sumatorias de las Ecs. (1.7)-(1.10) deben incluir la  $p_c$  y  $T_c$  del  $C_{7+}$  determinadas por la Fig. 1.2 ó Ecs. (1.27) y (1.28), o Ecs. (1.29) y (1.30).

**Ejemplo 1.1:**

Utilizando los métodos de Kay, W.B. y de Stewart, W.F., Burkhardt, S.F. y Voo, D. y las correlaciones de Brown, G.G., Katz, D.L., Oberfell, G.G. y Alden, R.C. y de Sutton, R.P. determinar la presión y temperatura pseudocríticas para el gas cuya composición se presenta en la Tabla 1.3.

**Solución:**

La composición se presenta en la Col. ( 2 ), y las propiedades físicas, Cols. ( 3 )-( 5 ), se tomaron de la Tabla 1.2.

**Correlación de Mathews, T.A., Roland, C.H. y Katz, D.L.**

De las Ecs. (1.27) y (1.28):

$$p_{scC7+} = 1188 - 431 \log(142 - 61.1) + [2319 - 852 \log(142 - 53.71)](0.807 - 0.8)$$

$$p_{scC7+} = 370.3 \text{ lpca.}$$

$$T_{scC7+} = 608 + 364 \log(142 - 71.2) + (2450 \log(142) - 3800) \log(0.807)$$

$$T_{scC7+} = 1144.23 \text{ }^\circ\text{R}$$

**Correlación de Kessler, M.G. y Lee, B.I.**

De la Ec. (1.31):

$$T_b = \left[ 4.5579 (142)^{0.15178} (0.807)^{0.15427} \right]^3 = 818.87 \text{ }^\circ\text{R}$$

De las Ecs. (1.29) y (1.30):

$$p_{scC7+} = \exp \left[ 8.3634 - \frac{0.0566}{0.807} - \left( 0.24244 + \frac{2.2898}{0.807} + \frac{0.11857}{0.807^2} \right) (818.87 \times 10^{-3}) + \left( 1.4685 + \frac{3.648}{0.807} + \frac{0.47227}{0.807^2} \right) (818.87^2 \times 10^{-7}) - \left( 0.42019 + \frac{1.6977}{0.807^2} \right) (818.87^3 \times 10^{-10}) \right]$$

$$p_{scC7+} = 367.3 \text{ lpca.}$$

$$T_{scC7+} = 341.7 + (811)(0.807) + [0.4244 + (0.1174)(0.807)](818.87) + [0.4669 - (3.2623)(0.807)] \left( \frac{10^5}{818.87} \right)$$

$$T_{scC7+} = 1156.80 \text{ }^\circ\text{R}$$

**Método de Kay, W.B.**

Las sumas totales de las Cols. ( 7 ) y ( 8 ) corresponden a la presión y temperatura pseudo-críticas de la mezcla:

$$p_{scM} = 709.2 \text{ lpca.}$$

$$T_{scM} = 505.8 \text{ }^\circ\text{R}$$

**Método de Stewart, W.F., Burkhardt, S.F. y Voo, D.**

De las sumas totales de las Cols. ( 11 ), ( 12 ) y ( 13 ) y Ecs. (1.9) y (1.10):

TABLA 1.3.- CALCULO DE LA PRESION Y TEMPERATURA SEUDOCRITICAS POR LOS METODOS DE KAY, W.B. Y DE STEWART, W.F., BURKHARDT, S.F. Y VOO, D. Y LAS CORRELACIONES DE BROWN, G.G., KATZ, D.L., OBERFELL, G.G. Y ALDEN, R.C. Y DE SUTTON, R.P.

(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)	(12)	(13)
Componente	Fracc. Mol. $y_i$	Peso Mol. (lbs/lb-mol)	Temp. Crit. (°R)	Pres. Crit. (lpca)	(2) x (3)	(2) x (4)	(2) x (5)	(4)/(5)	(4)/√(5)	(2) x (9)	(2)x√(9)	(2) x (10)
H <sub>2</sub> S	0.0491	34.076	672.70	1306.0	1.673	33.0	64.1	0.515	18.61	0.0253	0.0353	0.9138
CO <sub>2</sub>	0.1101	44.010	547.90	1071.0	4.846	60.3	117.9	0.512	16.74	0.0564	0.0787	1.8431
N <sub>2</sub>	0.0051	28.013	227.60	493.0	0.143	1.2	2.5	0.462	10.25	0.0024	0.0035	0.0523
C <sub>1</sub>	0.5770	16.043	343.37	667.8	9.257	198.1	385.3	0.514	13.29	0.2966	0.4137	7.6683
C <sub>2</sub>	0.0722	30.070	550.09	707.8	2.171	39.7	51.1	0.777	20.68	0.0561	0.0637	1.4931
C <sub>3</sub>	0.0455	44.097	666.01	616.3	2.006	30.3	28.0	1.081	26.82	0.0492	0.0473	1.2203
i-C <sub>4</sub>	0.0096	58.124	734.98	529.1	0.558	7.1	5.1	1.389	31.96	0.0133	0.0113	0.3068
n-C <sub>4</sub>	0.0195	58.124	765.65	550.7	1.133	14.9	10.7	1.390	32.62	0.0271	0.0230	0.6361
i-C <sub>5</sub>	0.0078	72.151	829.10	490.4	0.563	6.5	3.8	1.691	37.45	0.0132	0.0101	0.2921
n-C <sub>5</sub>	0.0071	72.151	845.70	488.6	0.512	6.0	3.5	1.731	38.27	0.0123	0.0093	0.2717
C <sub>6</sub>	0.0145	86.178	913.70**	436.9**	1.250	13.2	6.3	2.091	43.72	0.0303	0.0210	0.6339
C <sub>7+</sub> *	0.0835	142.00	1144.23**	370.3**	11.857	95.5	30.9	3.090	59.47	0.2580	0.1468	4.9657
	1.0000				35.969	505.8	709.2			0.8402	0.8637	20.2972

\*  $M_{C7+} = 142$  lbs/lb-mol,  $\gamma_{C7+} = 0.807$  (agua = 1)

\*\* Ecs. (1.27) y (1.28)

$$J = \frac{1}{3} (11) + \frac{2}{3} (12)^2 = \frac{1}{3} (0.8402) + \frac{2}{3} (0.8637)^2 = 0.77739$$

$$K = (13) = 20.2972$$

De las Ecs. (1.11) y (1.12):

$$T_{scM} = \frac{K^2}{J} = \frac{(20.2972)^2}{0.77739} = 529.9 \text{ } ^\circ\text{R}$$

$$P_{scM} = \frac{T_{scM}}{J} = \frac{529.9}{0.77739} = 681.7 \text{ lpca.}$$

Aplicando la modificación de Sutton, se tiene:

De la Ec. (1.17):

$$F_J = \frac{1}{3} (0.2580) + \frac{2}{3} (0.1468)^2 = 0.10037$$

De las Ecs. (1.15) y (1.16):

$$\varepsilon_J = (0.6081)(0.10037) + (1.1325)(0.10037)^2 - (14.004)(0.10037)(0.0835) + (64.434)(0.10037)(0.0835)^2 = 0.00017$$

$$\varepsilon_K = (59.47)[(0.3129)(0.0835) - (4.8156)(0.0835)^2 + (27.3751)(0.0835)^3] = 0.50483$$

De las Ecs. (1.13) y (1.14):

$$J' = 0.77739 - 0.00017 = 0.77722$$

$$K' = 20.2972 - 0.50483 = 19.79237$$

Finalmente, de las Ecs. (1.11) y (1.12):

$$T_{scM} = \frac{(19.79237)^2}{0.77722} = 504.0 \text{ } ^\circ\text{R}$$

$$P_{scM} = \frac{504.0}{0.77722} = 648.5 \text{ lpca.}$$

**Correlación de Brown, G.G., Katz, D.L., Oberfell, G.G. y Alden, R.C.**

La suma total de la Col. ( 6 ), corresponde al peso molecular *aparente* de la mezcla:

$$M = 35.969 \text{ lbs/lb-mol}$$

De la Ec. (1.5):

$$\gamma_{gM} = \frac{35.969}{28.96} = 1.242$$

De la Ec. (1.18):

$$\gamma_{gHC} = \frac{1.242 - (0.967)(0.0051) - (1.52)(0.1101) - (1.18)(0.0491)}{1 - 0.0051 - 0.1101 - 0.0491} = 1.211$$

De las Ecs. (1.19) y (1.20):

$$P_{scHC} = 677 + (15)(1.211) - (37.5)(1.211)^2 = 640.2 \text{ lpca.}$$

$$T_{scHC} = 168 + (325)(1.211) - (12.5)(1.211)^2 = 543.2 \text{ } ^\circ\text{R}$$

De las Ecs. (1.25) y (1.26):

$$p_{scM} = (1 - 0.0051 - 0.1101 - 0.0491)(640.2) + (493)(0.0051) + (1071)(0.1101) + (1306)(0.0491)$$

$$p_{scM} = 719.6 \text{ lpca.}$$

$$T_{scM} = (1 - 0.0051 - 0.1101 - 0.0491)(543.2) + (227)(0.0051) + (548)(0.1101) + (672)(0.0491)$$

$$T_{scM} = 548.4 \text{ }^\circ\text{R}$$

**Correlación de Sutton, R.P.**

De las Ecs. (1.23) y (1.24):

$$p_{scHC} = 756.8 - (131)(1.211) - (3.6)(1.211)^2 = 592.9 \text{ lpca.}$$

$$T_{scHC} = 169.2 + (349.5)(1.211) - (74)(1.211)^2 = 483.9 \text{ }^\circ\text{R}$$

De las Ecs. (1.25) y (1.26):

$$p_{scM} = 680.0 \text{ lpca.}$$

$$T_{scM} = 498.9 \text{ }^\circ\text{R}$$

Un resumen de los resultados de  $p_{scM}$  y  $T_{scM}$ , es como sigue:

Método/Correlación	$p_{scM}$ , lpca.	$T_{scM}$ , °R
Kay, W.B.	709.2	505.8
Stewart, W.F. y Cols.	681.7	529.9
Modif. de Sutton, R.P.	648.5	504.0
Brown, G.G. y Cols.	719.6	548.4
Sutton, R.P.	680.0	498.9

**Factor de Compresibilidad del Gas, z:**

Las ecuaciones anteriores aplicadas a gases ideales, solo se cumplen para presiones y temperaturas relativamente bajas. Con el propósito de utilizar la ecuación general de los gases a altas presiones y temperaturas, es necesario modificar las Ecs. (1.1) y (1.2). El método más común de corregir estas ecuaciones, consiste en introducir un factor de corrección denominado *factor de compresibilidad*, *factor de desviación* o *factor z* del gas:

$$pV = nzRT \dots\dots\dots (1.32)$$

$$pV = \frac{m}{M} zRT \dots\dots\dots (1.33)$$

Este factor adimensional es afectado por presión, temperatura y composición del gas, y varía por lo general entre 0.70 y 1.20; 1.00 representa el comportamiento ideal.

La Fig. 1.3 muestra los efectos de presión, temperatura y composición sobre los factores de desviación de dos gases de gravedades específicas 0.90 y 0.665 respectivamente. Las curvas muestran que los factores de desviación del gas descienden de un valor unitario a presiones bajas, a un mínimo cerca de 2500 lpca. Aumentan de nuevo a la unidad cerca de 5000 lpca y luego, a presiones mayores, aumentan por encima de la unidad. Entre 0 y 5000 lpca, los factores de desviación, a una misma temperatura, son menores para el gas más pesado y para un mismo gas, son menores a bajas temperaturas.

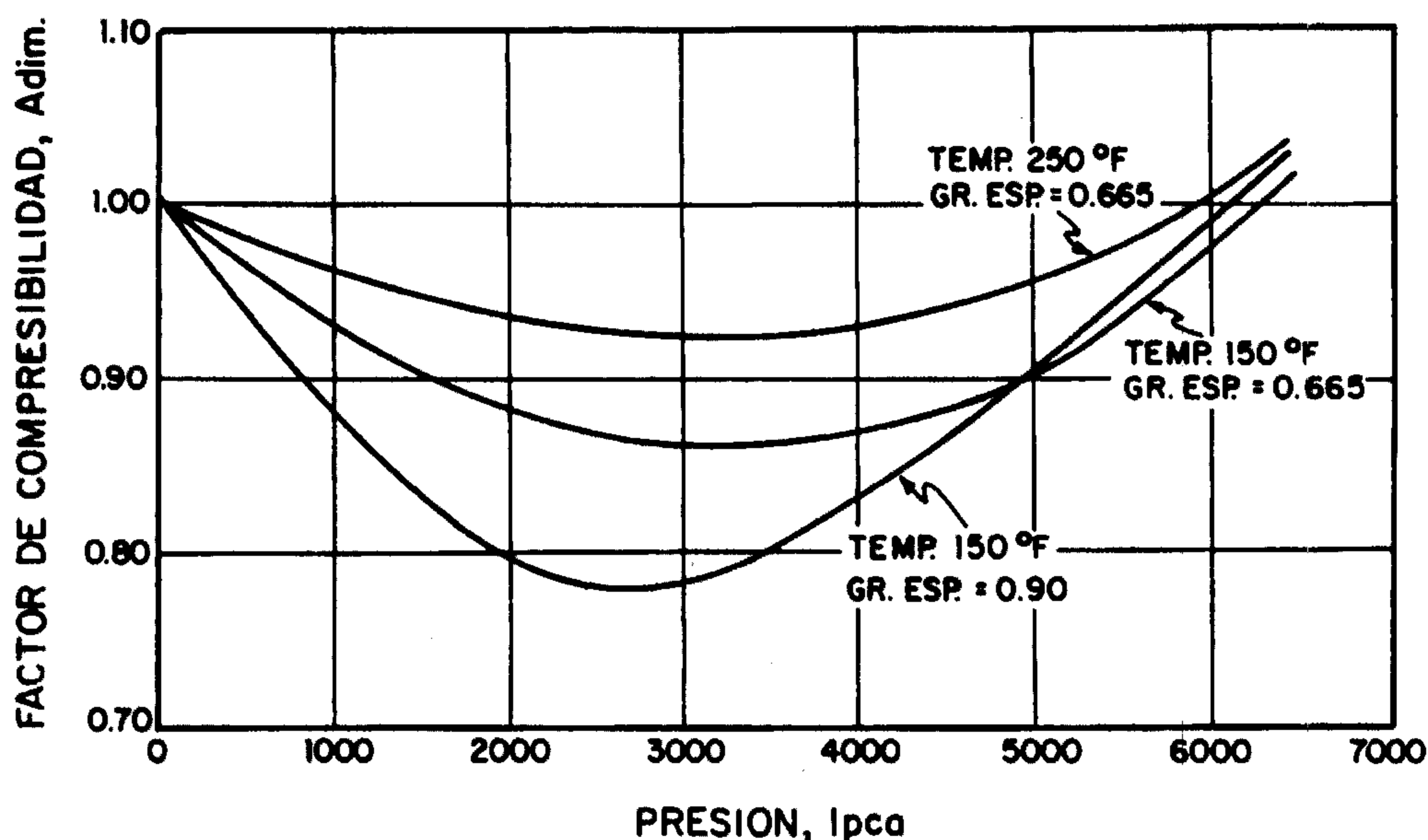


Fig. 1.3.- Efectos de presión, temperatura y composición sobre el factor de desviación del gas.

Este factor se puede obtener experimentalmente dividiendo el volumen real de  $n$  moles de un gas a  $p$  y  $T$  por el volumen ideal ocupado por la misma masa de gas a iguales condiciones de  $p$  y  $T$ .

El valor de  $z$  para diferentes gases ha sido determinado en base al Teorema de los Estados Correspondientes, el cual establece que: a las mismas condiciones de presión y temperatura seudorreducidas, todos los gases tienen el mismo factor de compresibilidad  $z$ . La presión y temperatura seudorreducidas  $p_{sr}$  y  $T_{sr}$ , están definidas por:

$$p_{sr} = \frac{p}{p_{scM}} \dots\dots\dots (1.34)$$

$$T_{sr} = \frac{T}{T_{scM}} \dots\dots\dots (1.35)$$

donde  $p$  y  $T$  son la presión y temperatura absolutas a la cual se desea determinar  $z$  y  $p_{scM}$  y  $T_{scM}$  la presión y temperatura seudocríticas, tal como se discutió anteriormente.

**Correlación Gráfica de Standing, M.B. y Katz, D.L.<sup>11</sup>:**

Basados en el Teorema de los Estados Correspondientes, Standing y Katz desarrollaron la correlación gráfica mostrada en la Fig. 1.4, la cual puede utilizarse para determinar el factor de compresibilidad de un gas natural a partir de la presión y temperatura seudorreducidas, definidas anteriormente. Las Figs. 1.5 y 1.6 presentan factores de compresibilidad de gases naturales a bajas presiones seudorreducidas y a presiones cercanas a la presión atmosférica.

Las Figs. 1.4, 1.5 y 1.6 fueron desarrolladas independientemente, cada una basada sobre un grupo de datos diferentes. Por lo tanto, factores de compresibilidad obtenidos de estas figuras a las mismas condiciones seudorreducidas pueden ser ligeramente diferentes.

El método gráfico de Standing y Katz ha tenido bastante aceptación en la industria del petróleo por dos razones básicas: Exactitud dentro de un 3% en relación a los valores experi-



CORRELACIONES NUMÉRICAS P.V.T.

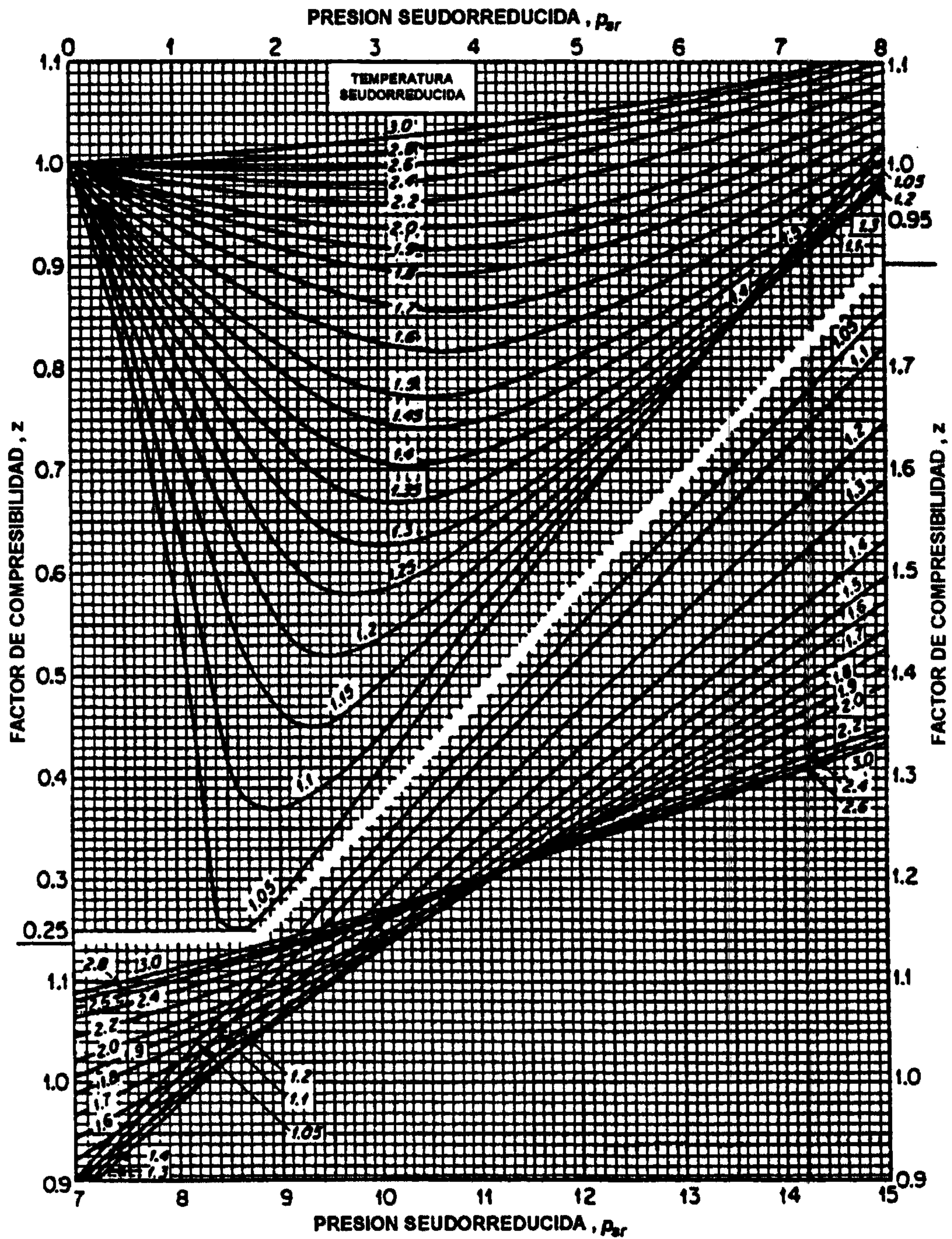


Fig. 1.4.- Factores de compresibilidad para gases naturales (Ref. 11).

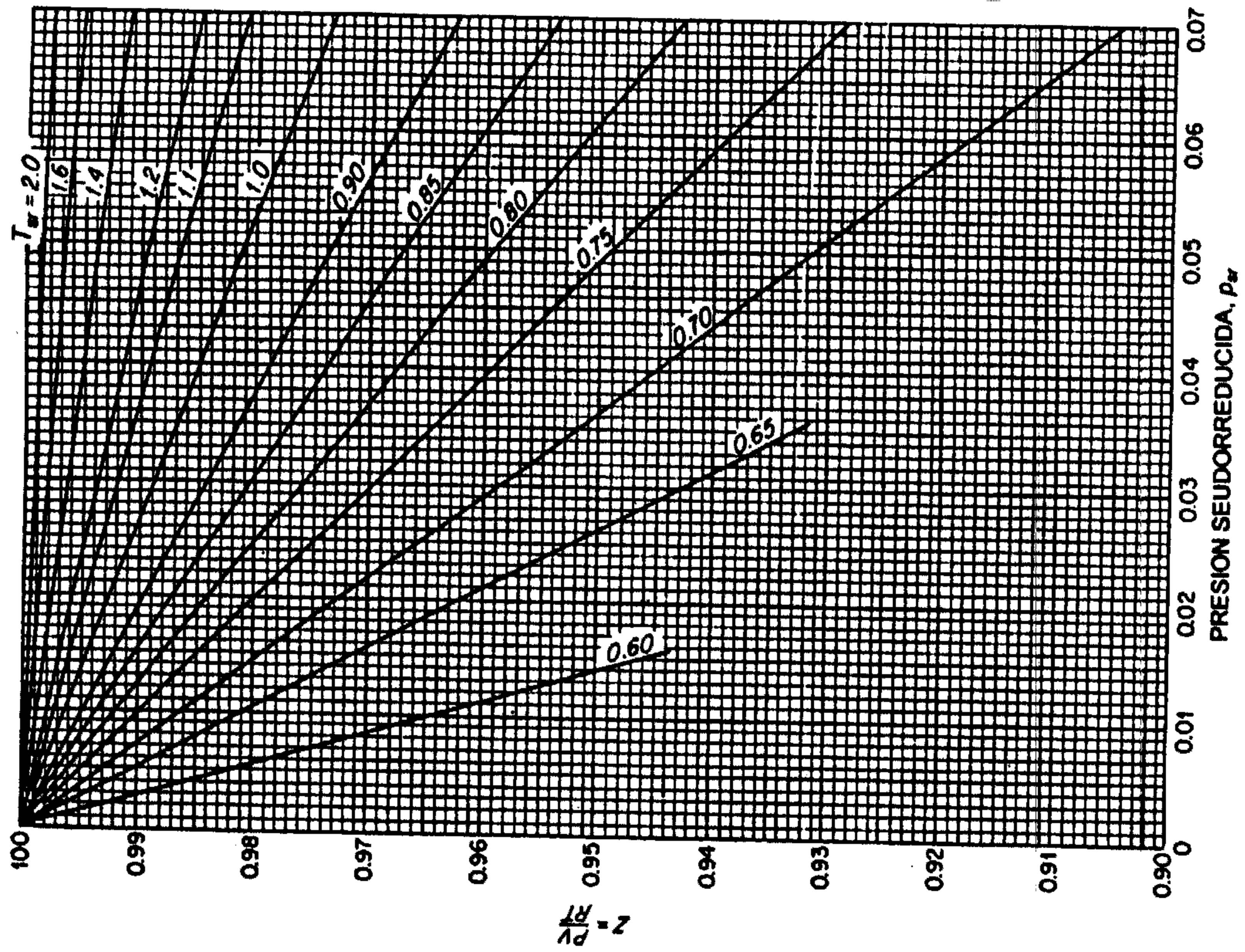


Fig. 1.6.- Factores de compresibilidad para gases naturales cerca de la presión atmosférica (Ref. 6).

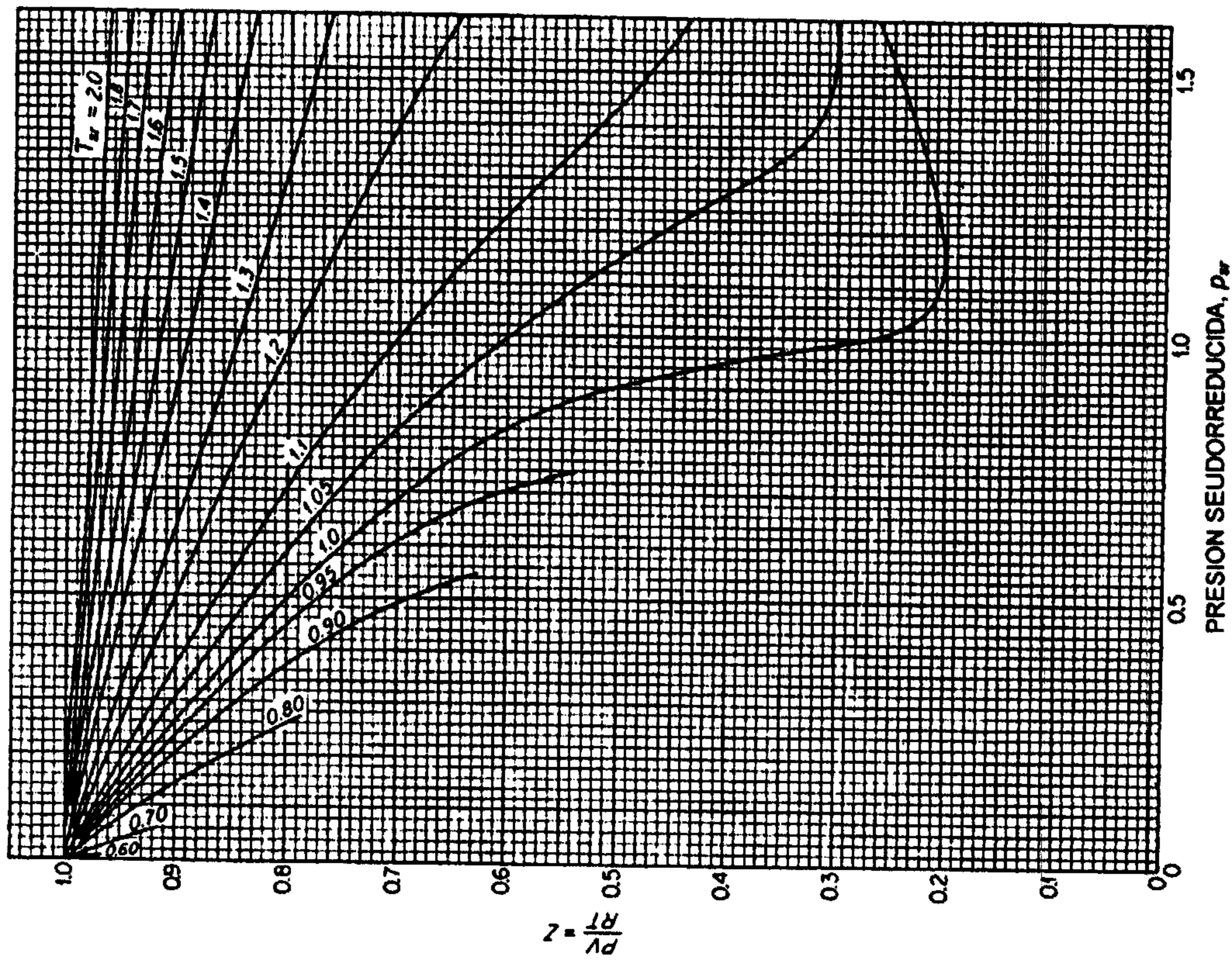


Fig. 1.5.- Factores de compresibilidad para gases naturales a bajas presiones seudorreducidas (Ref. 6).

mentales de  $z$  y facilidad en los cálculos. Para tener buenos resultados con este método se debe tener en cuenta las siguientes limitaciones del mismo:

1. El gas debe ser rico en metano ( $C_1 > 90\%$ ).
2. El gas no debe tener hidrocarburos aromáticos.
3. El gas no debe tener impurezas. El contenido de 20% de  $N_2$  produce un error del 4%. La presencia de  $CO_2$  produce un error en el cálculo de  $z$  igual al valor del porcentaje de  $CO_2$  en la mezcla.
4. No presenta buenos resultados a presiones y temperaturas cercanas a la crítica.
5. No se recomienda su uso en el cálculo de  $z$  a presiones mayores de 10.000 lpca.

Cuando el gas natural contiene significantes fracciones de dióxido de carbono ( $CO_2$ ) y/o sulfuro de hidrógeno ( $H_2S$ ), se recomienda utilizar la corrección hecha por Wichert y Aziz<sup>12,13</sup> al método de Standing y Katz. Esta corrección consiste en calcular la presión y temperatura pseudocríticas utilizando las siguientes ecuaciones:

$$\varepsilon = 120 [(y_{CO_2} + y_{H_2S})^{0.9} - (y_{CO_2} + y_{H_2S})^{1.6}] + 15 (y_{H_2S}^{0.5} - y_{H_2S}^4) \dots\dots\dots (1.36)$$

$$T'_{scM} = \sum_{i=1}^n y_i T_{ci} - \varepsilon \dots\dots\dots (1.37)$$

$$p'_{scM} = \frac{\left( \sum_{i=1}^n y_i p_{ci} \right) \cdot T'_{scM}}{\sum_{i=1}^n y_i T_{ci} + y_{H_2S} (1 - y_{H_2S}) \cdot \varepsilon} \dots\dots\dots (1.38)$$

donde;

- $\varepsilon$  : Factor de ajuste, °R
- $p_{ci}$  : Presión crítica del componente  $i$ , lpca.
- $T_{ci}$  : Temperatura crítica del componente  $i$ , °R
- $y_{CO_2}$  : Contenido de  $CO_2$ , fracción molar
- $y_{H_2S}$  : Contenido de  $H_2S$ , fracción molar
- $y_i$  : Componente  $i$  en la mezcla, fracción molar
- $p'_{scM}$  : Presión pseudocrítica de la mezcla corregida por  $CO_2$  y/o  $H_2S$ , lpca.
- $T'_{scM}$  : Temperatura pseudocrítica de la mezcla corregida por  $CO_2$  y/o  $H_2S$ , °R

Wichert y Aziz determinaron que sus ecuaciones presentaron un error absoluto de 0.97% con un error máximo de 6.59% sobre el siguiente rango de datos:  $154 < p(\text{lpca}) < 7026$  y  $40 < T(^{\circ}F) < 300$ , y para concentraciones de  $CO_2 < 54.46\%$  (% molar) y  $H_2S < 73.85\%$  (% molar). El factor de ajuste,  $\varepsilon$ , también puede ser obtenido de la Fig. 1.7.

Luego, teniendo  $p'_{scM}$  y  $T'_{scM}$  corregidas por  $CO_2$  y/o  $H_2S$ , se calcula  $p_{sr}$  y  $T_{sr}$  con las cuales se obtiene  $z$  de la Fig. 1.4, 1.5 ó 1.6.

Cuando no se conoce la composición del gas, se deben reemplazar las sumatorias de las Ecs. (1.37) y (1.38) por  $p_{scM}$  y  $T_{scM}$  calculadas en base a la gravedad específica del gas.

**Ajustes de las Curvas de Standing, M.B. y Katz, D.L.:**

El método gráfico de Standing y Katz ha sido utilizado con mucha confianza por la industria del petróleo durante los últimos 40 años, y por ello muchos autores han tratado de ajustar estas curvas por métodos numéricos con el fin de obtener valores de  $z$  por medio del computador. Entre los métodos o ajustes más conocidos se tienen los siguientes:

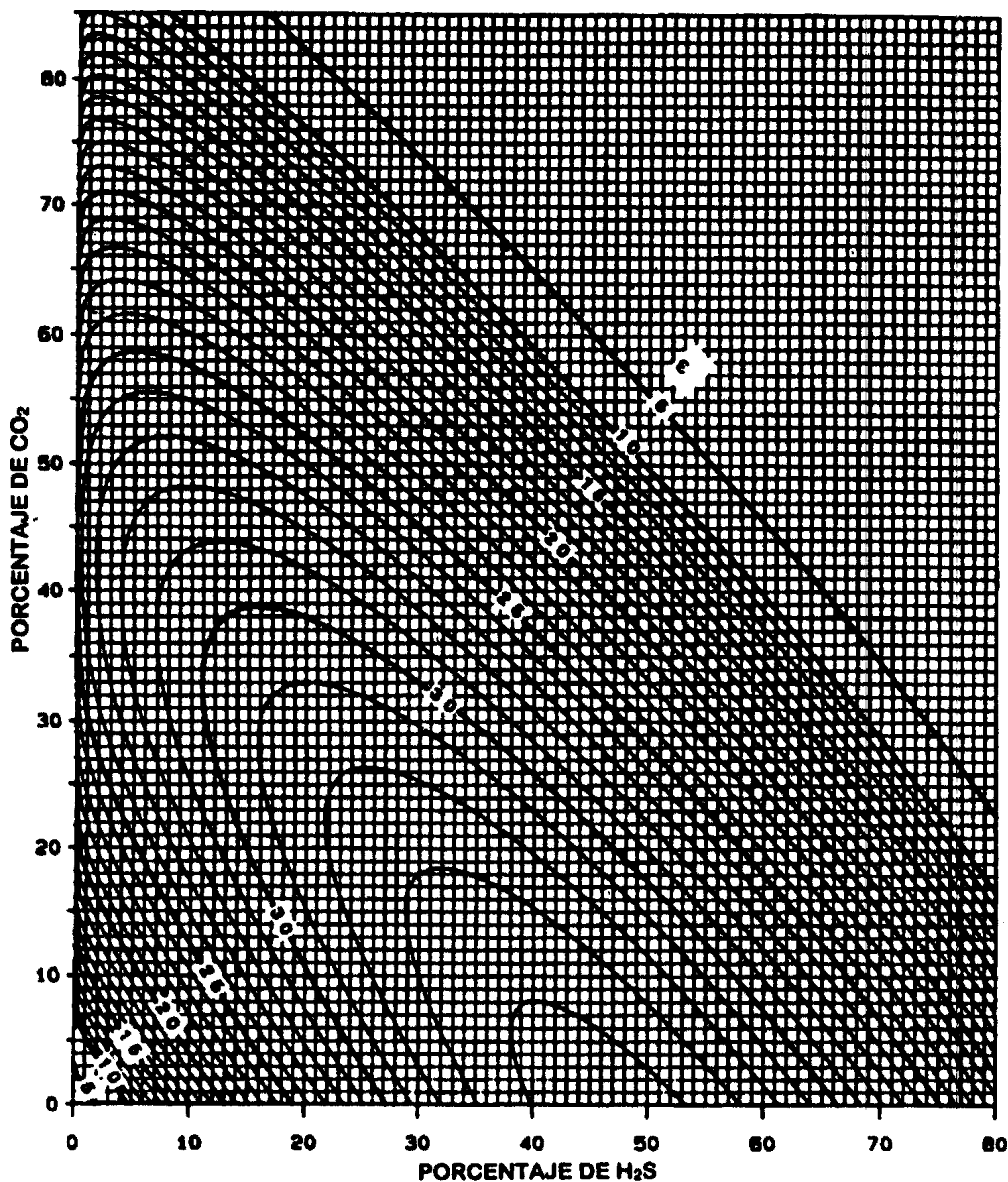


Fig. 1.7.- Factor de ajuste por componentes no-hidrocarburos para la presión y temperatura seudocríticas de gases naturales (Ref. 12).

**Método de Sarem, A.M.<sup>14</sup>:**

Este método para determinar  $z$  se basa en los Polinomios de Legendre de grado 0 a 5. La ecuación básica de ajuste es:

$$z = \sum_{i=0}^5 \sum_{j=0}^5 A_{ij} P_i(x) P_j(y) \dots\dots\dots (1.39)$$

donde;

$$x = \frac{2p_{sr} - 15}{14.8} \dots\dots\dots (1.40)$$

$$y = \frac{2T_{sr} - 4}{1.9} \dots\dots\dots (1.41)$$

**CORRELACIONES NUMÉRICAS P.V.T.**

Los Polinomios de Legendre de grado 0 – 5,  $P_i$  y  $P_j$  tienen las siguientes formas:

$$P_0(a) = 0.7071068$$

$$P_1(a) = 1.224745a$$

$$P_2(a) = 0.7905695 (3a^2 - 1)$$

$$P_3(a) = 0.9354145 (5a^3 - 3a)$$

$$P_4(a) = 0.265165 (35a^4 - 30a^2 + 3)$$

$$P_5(a) = 0.293151 (63a^5 - 70a^3 + 15a)$$

donde  $a$  se reemplaza por "x" y "y" al efectuar la sumatoria de la Ec. (1.39). La Tabla 1.4 presenta los valores de los coeficientes  $A_{ij}$ .

TABLA 1.4.- VALORES DE LOS COEFICIENTES $A_{ij}$						
$i$	$j=0$	$j=1$	$j=2$	$j=3$	$j=4$	$j=5$
0	2.1433504	0.0831762	-0.0214670	-0.0008714	0.0042846	-0.0016595
1	0.3312352	-0.1340361	0.0668810	-0.0271743	0.0088512	-0.002152
2	0.1057287	-0.0503937	0.0050925	0.0105513	-0.0073182	0.0026960
3	0.0521840	0.0443121	-0.0193294	0.0058973	0.0015367	-0.0028327
4	0.0197040	-0.0263834	0.019262	-0.0115354	0.0042910	-0.0081303
5	0.0053096	0.0089178	-0.0108948	0.0095594	-0.0060114	0.0031175

Ejemplo:  $A_{32} = -0.0193294$      $A_{54} = -0.0060114$

Para los intervalos  $0.1 \leq p_{sr} \leq 14.9$  y  $1.05 \leq T_{sr} \leq 2.95$ , el error del método con respecto a los valores leídos en las curvas de Standing y Katz fue menor de 0.4%. El método de Sarem puede ser utilizado cuando el gas natural contiene impurezas corrigiendo  $p_{scM}$  y  $T_{scM}$  por el método de Wichert y Aziz.

**Método de Papay, J.<sup>15,16</sup>:**

La ecuación para el cálculo de  $z$  es la siguiente:

$$z = 1 - \frac{3.52 p_{sr}}{10^{0.9813 T_{sr}}} + \frac{0.274 p_{sr}^2}{10^{0.8157 T_{sr}}} \dots\dots\dots (1.42)$$

Takacs<sup>16</sup>, determinó que el error promedio de este método con respecto a los valores leídos en las curvas de Standing y Katz fue de -4.873% para presiones y temperaturas seudorreducidas en el rango de:  $0.2 \leq p_{sr} \leq 15.0$  y  $1.2 \leq T_{sr} \leq 3.0$ . El método de Papay puede ser utilizado cuando el gas natural contiene impurezas corrigiendo  $p_{scM}$  y  $T_{scM}$  por el método de Wichert y Aziz.

**Método de Hall, K.R. y Yarborough, L.<sup>17,18</sup>:**

Hall y Yarborough basados en la ecuación de estado de Starling-Carnahan desarrollaron las siguientes ecuaciones para el cálculo de  $z$ :

$$z = \frac{0.06125 p_{sr} t \exp[-1.2 (1-t)^2]}{y} \dots\dots\dots (1.43)$$

donde;

$t$  : Recíproco de la temperatura seudorreducida,  $t = T_{sc}/T$

$y$ : Densidad reducida, la cual se obtiene a partir de la solución de la siguiente ecuación:

$$-Ap_{sr} + \frac{y + y^2 + y^3 - y^4}{(1-y)^3} - By^2 + Cy^D = 0 \dots\dots\dots (1.44)$$

donde;

$$A = 0.06125 t \exp[-1.2 (1-t)^2]$$

$$B = 14.76 t - 9.76 t^2 + 4.58 t^3$$

$$C = 90.7 t - 242.2 t^2 + 42.4 t^3$$

$$D = 2.18 + 2.82 t$$

Takacs<sup>16</sup>, determinó que el error promedio en el cálculo de  $z$  por este método fue de  $-0.518\%$  en comparación con el obtenido por el método de Standing y Katz. Para obtener buenos resultados con este método, se recomienda que  $p_{sr}$  y  $T_{sr}$  estén entre los siguientes rangos:  $0.1 \leq p_{sr} \leq 24.0$  y  $1.2 \leq T_{sr} \leq 3.0$ . Para gases naturales con impurezas se recomienda corregir  $p_{scM}$  y  $T_{scM}$  por el método de Wichert y Aziz.

Debido a que la Ec. (1.44) es no lineal, se requiere una solución de ensayo y error para resolverla. Un método de ensayo y error frecuentemente utilizado, es el método de Newton-Raphson<sup>19</sup> el cual utiliza el siguiente procedimiento iterativo (aplicado a este caso):

1. Suponer un valor inicial de  $y_1$  y calcular  $F(y_1)$ , donde  $F(y)$  es el término de la derecha de la Ec. (1.44).
2. Si  $F(y_1) \cong 0$  ó se encuentra dentro de una tolerancia especificada ( $\pm 10^{-4}$ ), se puede considerar que  $y_1$  es la solución. En caso contrario, calcular un nuevo valor de  $y$  utilizando la siguiente aproximación (Series de Taylor):

$$y_2 = y_1 - \frac{F(y_1)}{\frac{dF(y_1)}{dy}}$$

donde la expresión para  $dF(y)/dy$  se obtiene derivando la Ec. (1.44) con respecto a  $y$  a  $T_{sr}$  constante, esto es:

$$\frac{dF}{dy} = \frac{1 + 4y + 4y^2 - 4y^3 + y^4}{(1-y)^4} - 2By + CDy^{(D-1)} \dots\dots\dots (1.45)$$

3. Hacer  $y_1 = y_2$  y repetir el paso 2. Continuar el procedimiento hasta obtener la solución.
4. Sustituir el valor correcto de  $y$  en la Ec. (1.43) para obtener  $z$ .

**Método de Brill, J.P. y Beggs, H.D.<sup>7,20</sup>:**

La ecuación para el cálculo de  $z$  es la siguiente:

$$z = A + \frac{1-A}{\exp(B)} + Cp_{sr}^D \dots\dots\dots (1.46)$$

donde;

$$A = 1.39 (T_{sr} - 0.92)^{0.5} - 0.36 T_{sr} - 0.10$$

$$B = (0.62 - 0.23 T_{sr}) p_{sr} + \left[ \frac{0.066}{T_{sr} - 0.86} - 0.037 \right] p_{sr}^2 + \frac{0.32}{10^{9(T_{sr}-1)}} p_{sr}^6$$

$$C = 0.132 - 0.32 \log T_{sr}$$

$$D = \text{antilog}(0.3106 - 0.49 T_{sr} + 0.1824 T_{sr}^2)$$

**CORRELACIONES NUMÉRICAS P.V.T.**

La exactitud entre los valores calculados y leídos del gráfico de Standing y Katz fue verificado para valores de  $p_{sr}$  de 0, 1, 2, 3, 4, 5, 7, 9, 11 y 13, y valores de  $T_{sr}$  de 1.2, 1.3, 1.4, 1.5, 1.7, 2.0 y 2.4, los resultados fueron los siguientes<sup>7</sup>:

	Rango de $p_{sr}$ , $T_{sr}$	
	$0.0 < p_{sr} < 5.0$ $1.3 < T_{sr} < 1.7$	$0.0 < p_{sr} < 13$ $1.2 < T_{sr} < 2.4$
Número de puntos	24	70
Error relativo promedio	0.19%	0.02%
Desviación estandar	0.96%	1.18%

El método no es válido para temperaturas seudorreducidas fuera del rango de 1.2 a 2.4. Para gases naturales con impurezas se recomienda corregir  $p_{scM}$  y  $T_{scM}$  por el método de Wichert y Aziz.

**Método de Dranchuk, P.M., Purvis, R.A. y Robinson, D.B.<sup>21</sup>:**

Este método es el resultado de un ajuste realizado a la ecuación de estado de Benedict, Webb y Rubin<sup>22</sup> (BWR), la cual escribieron en la siguiente forma:

$$z = 1 + \left( A_1 + \frac{A_2}{T_{sr}} + \frac{A_3}{T_{sr}^3} \right) \rho_r + \left( A_4 + \frac{A_5}{T_{sr}} \right) \rho_r^2 + \frac{A_5 A_6 \rho_r^5}{T_{sr}} + A_7 (1 + A_8 \rho_r^2) \frac{\rho_r^2}{T_{sr}^3} \exp(-A_8 \rho_r^2) \dots\dots\dots (1.47)$$

La densidad reducida,  $\rho_r$  , se calcula mediante la siguiente expresión (obtenida de la ley de los gases):

$$\rho_r = \frac{\rho}{\rho_c} = \frac{z_c P_{sr}}{z T_{sr}} = 0.27 \frac{P_{sr}}{z T_{sr}} \dots\dots\dots (1.48)$$

En esta ecuación se tomó el factor de compresibilidad del gas en el punto crítico,  $z_c = 0.27$ , considerado como un valor apropiado para mezclas compuestas principalmente por metano. Además, utilizando datos de 1500 puntos<sup>23</sup>, se determinaron los siguientes valores para las constantes  $A_1 - A_8$ :

$$\begin{aligned} A_1 &= 0.31506237 & A_2 &= -1.0467099 & A_3 &= -0.57832729 \\ A_4 &= 0.53530771 & A_5 &= -0.61232032 & A_6 &= -0.10488813 \\ A_7 &= 0.68157001 & A_8 &= 0.68446549 \end{aligned}$$

El método reprodujo los 1500 puntos de datos con un error absoluto de 0.54% y una desviación estandar de 0.00445. Los rangos de aplicación del método son:  $0.2 \leq p_{sr} \leq 30.0$  y  $1.05 \leq T_{sr} \leq 3.0$ . Para gases naturales con impurezas se recomienda corregir  $p_{scM}$  y  $T_{scM}$  por el método de Wichert y Aziz.

Para resolver la formulación implícita de la densidad reducida, se debe utilizar un procedimiento iterativo de ensayo y error. Si se utiliza el método iterativo de Newton-Raphson, se tiene:

$$F = z - \left[ 1 + \left( A_1 + \frac{A_2}{T_{sr}} + \frac{A_3}{T_{sr}^3} \right) \rho_r + \left( A_4 + \frac{A_5}{T_{sr}} \right) \rho_r^2 + \frac{A_5 A_6 \rho_r^5}{T_{sr}} + A_7 (1 + A_8 \rho_r^2) \frac{\rho_r^2}{T_{sr}^3} \exp(-A_8 \rho_r^2) \right] = 0 \dots\dots\dots (1.49)$$

y

$$\left(\frac{\partial F}{\partial z}\right)_{T_{sr}} = 1 + \left(A_1 + \frac{A_2}{T_{sr}} + \frac{A_3}{T_{sr}^3}\right) \frac{\rho_r}{z} + 2 \left(A_4 + \frac{A_5}{T_{sr}}\right) \frac{\rho_r^2}{z} + \frac{5A_5A_6\rho_r^5}{zT_{sr}} + \frac{2A_7\rho_r^2}{zT_{sr}^3} [1 + A_8\rho_r^2 - (A_8\rho_r^2)^2] \exp(-A_8\rho_r^2) \dots\dots\dots (1.50)$$

**Método de Dranchuk, P.M. y Abou-Kassem, J.H.<sup>24</sup>:**

Este método es muy similar al anterior, sin embargo; Dranchuk y Abou-Kassem utilizaron la ecuación de estado de Starling<sup>25</sup> la cual escribieron en la siguiente forma:

$$z = 1 + \left(A_1 + \frac{A_2}{T_{sr}} + \frac{A_3}{T_{sr}^3} + \frac{A_4}{T_{sr}^4} + \frac{A_5}{T_{sr}^5}\right) \rho_r + \left(A_6 + \frac{A_7}{T_{sr}} + \frac{A_8}{T_{sr}^2}\right) \rho_r^2 - A_9 \left(\frac{A_7}{T_{sr}} + \frac{A_8}{T_{sr}^2}\right) \rho_r^5 + A_{10} (1 + A_{11}\rho_r^2) \frac{\rho_r^2}{T_{sr}^3} \exp(-A_{11}\rho_r^2) \dots\dots\dots (1.51)$$

De nuevo se utilizó la Ec. (1.48) para la densidad reducida y mediante un procedimiento similar al método anterior y utilizando los mismos 1500 puntos, determinaron los siguientes valores para las constantes  $A_1 - A_{11}$ :

$A_1 = 0.3265$	$A_2 = -1.07$	$A_3 = -0.5339$
$A_4 = 0.01569$	$A_5 = -0.05165$	$A_6 = 0.5475$
$A_7 = -0.7361$	$A_8 = 0.1844$	$A_9 = 0.1056$
$A_{10} = 0.6134$	$A_{11} = 0.721$	

El método reprodujo los 1500 puntos de datos con un error absoluto de 0.307% y una desviación estandar de 0.00378. Los rangos de aplicación del método son:  $0.2 \leq p_{sr} \leq 30.0$  y  $1.0 \leq T_{sr} \leq 3.0$ , y para  $p_{sr} < 1.0$  con  $0.7 < T_{sr} \leq 1.0$ , pero produce resultados inaceptables en la región de  $T_{sr} = 1.0$  y  $p_{sr} \geq 1.0$ . Para gases naturales con impurezas se recomienda corregir  $p_{scM}$  y  $T_{scM}$  por el método de Wichert y Aziz.

Para resolver la Ec. (1.51) se debe utilizar un procedimiento iterativo de ensayo y error. Si se utiliza el método iterativo de Newton-Raphson, se tiene:

$$F = z - \left[ 1 + \left(A_1 + \frac{A_2}{T_{sr}} + \frac{A_3}{T_{sr}^3} + \frac{A_4}{T_{sr}^4} + \frac{A_5}{T_{sr}^5}\right) \rho_r + \left(A_6 + \frac{A_7}{T_{sr}} + \frac{A_8}{T_{sr}^2}\right) \rho_r^2 - A_9 \left(\frac{A_7}{T_{sr}} + \frac{A_8}{T_{sr}^2}\right) \rho_r^5 + A_{10} (1 + A_{11}\rho_r^2) \frac{\rho_r^2}{T_{sr}^3} \exp(-A_{11}\rho_r^2) \right] = 0 \dots\dots\dots (1.52)$$

y

$$\left(\frac{\partial F}{\partial z}\right)_{T_{sr}} = 1 + \left(A_1 + \frac{A_2}{T_{sr}} + \frac{A_3}{T_{sr}^3} + \frac{A_4}{T_{sr}^4} + \frac{A_5}{T_{sr}^5}\right) \frac{\rho_r}{z} + 2 \left(A_6 + \frac{A_7}{T_{sr}} + \frac{A_8}{T_{sr}^2}\right) \frac{\rho_r^2}{z} - 5A_9 \left(\frac{A_7}{T_{sr}} + \frac{A_8}{T_{sr}^2}\right) \frac{\rho_r^5}{z} + \frac{2A_{10}\rho_r^2}{zT_{sr}^3} [1 + A_{11}\rho_r^2 - (A_{11}\rho_r^2)^2] \exp(-A_{11}\rho_r^2) \dots\dots (1.53)$$



**CORRELACIONES NUMÉRICAS P.V.T.**

**Método de Gopal, V.N.<sup>26</sup>:**

Gopal desarrolló las siguientes ecuaciones para el cálculo del factor z:

Rango de $p_{sr}$	Rango de $T_{sr}$	Ecuaciones para z
0.2 y 1.2	1.05 y 1.2	$p_{sr} ( 1.6643 T_{sr} - 2.2114 ) - 0.3647 T_{sr} + 1.4385 \dots\dots\dots (1.54)$
	1.2+ y 1.4	$p_{sr} ( 0.0522 T_{sr} - 0.8511 ) - 0.0364 T_{sr} + 1.0490 \dots\dots\dots (1.55)$
	1.4+ y 2.0	$p_{sr} ( 0.1391 T_{sr} - 0.2988 ) + 0.0007 T_{sr} + 0.9969 \dots\dots\dots (1.56)$
	2.0+ y 3.0	$p_{sr} ( 0.0295 T_{sr} - 0.0825 ) + 0.0009 T_{sr} + 0.9967 \dots\dots\dots (1.57)$
1.2+ y 2.8	1.05 y 1.2	$p_{sr} ( - 1.3570 T_{sr} + 1.4942 ) + 4.6315 T_{sr} - 4.7009 \dots\dots\dots (1.58)$
	1.2+ y 1.4	$p_{sr} ( 0.1717 T_{sr} - 0.3232 ) + 0.5869 T_{sr} + 0.1229 \dots\dots\dots (1.59)$
	1.4+ y 2.0	$p_{sr} ( 0.0984 T_{sr} - 0.2053 ) + 0.0621 T_{sr} + 0.8580 \dots\dots\dots (1.60)$
	2.0+ y 3.0	$p_{sr} ( 0.0211 T_{sr} - 0.0527 ) + 0.0127 T_{sr} + 0.9549 \dots\dots\dots (1.61)$
2.8+ y 5.4	1.05 y 1.2	$p_{sr} ( - 0.3278 T_{sr} + 0.4752 ) + 1.8223 T_{sr} - 1.9036 \dots\dots\dots (1.62)$
	1.2+ y 1.4	$p_{sr} ( - 0.2521 T_{sr} + 0.3871 ) + 1.6087 T_{sr} - 1.6635 \dots\dots\dots (1.63)$
	1.4+ y 2.0	$p_{sr} ( - 0.0284 T_{sr} + 0.0625 ) + 0.4714 T_{sr} - 0.0011 \dots\dots\dots (1.64)$
	2.0+ y 3.0	$p_{sr} ( 0.0041 T_{sr} + 0.0039 ) + 0.0607 T_{sr} + 0.7927 \dots\dots\dots (1.65)$
5.4+ y 15	1.05 y 3.0	$p_{sr} ( 0.711 + 3.66 T_{sr} )^{-1.4667} - 1.637 / (0.319 T_{sr} + 0.522) + 2.071 \dots\dots\dots (1.66)$

El método de Gopal puede ser utilizado cuando el gas natural contiene impurezas corrigiendo  $p_{scM}$  y  $T_{scM}$  por el método de Wichert y Aziz.

**Ejemplo 1.2:**

Utilizando los métodos de Standing, M.B. y Katz, D.L., Sarem, A.M., Papay, J., Hall, K.R. y Yarborough, L., Brill, J.P. y Beggs, H.D., Dranchuk, P.M., Purvis, R.A. y Robinson, D.B., Dranchuk, P.M. y Abou-Kassem, J.H. y de Gopal, V.N., determinar el factor de compresibilidad z para el gas cuya composición se presenta en la Tabla 1.3 a una presión de 3810 lpca. y temperatura de 194 °F.

**Solución:**

Corrección de  $p_{scM}$  y  $T_{scM}$  por CO<sub>2</sub> y H<sub>2</sub>S ( $p_{scM} = 709.2$  lpca. y  $T_{scM} = 505.8$  °R, Ejemplo 1.1).

De la Ec. (1.36):

$$\varepsilon = 120 [(0.1101 + 0.0491)^{0.9} - (0.1101 + 0.0491)^{1.6}] + 15 (0.0491^{0.5} - 0.0491^4) = 19.94 \text{ °R}$$

De las Ecs. (1.37) y (1.38):

$$T'_{scM} = 505.8 - 19.94 = 485.9 \text{ °R}$$

$$p'_{scM} = \frac{(709.2)(485.9)}{505.8 + (0.0491)(1 - 0.0491)(19.94)} = 680.0 \text{ lpca.}$$

De las Ecs. (1.34) y (1.35):

$$p_{sr} = \frac{3810}{680.0} = 5.60$$

$$T_{sr} = \frac{194 + 460}{485.9} = 1.35$$

**Método de Standing, M.B. y Katz, D.L.**

De la Fig. 1.4, con  $p_{sr} = 5.60$  y  $T_{sr} = 1.35$ :  $z = 0.78$

**Método de Sarem, A.M.**

De las Ecs. (1.40) y (1.41):

$$x = \frac{(2)(5.60) - 15}{14.8} = -0.257$$

$$y = \frac{(2)(1.35) - 4}{1.9} = -0.684$$

Polinomios de Legendre de grado 0 a 5 y argumentos  $x$  e  $y$ :

$$P_0(x) = 0.7071068$$

$$P_1(x) = (1.224745)(-0.257) = -0.31476$$

$$P_2(x) = (0.7905695)(3x(-0.257)^2 - 1) = -0.63392$$

$$P_3(x) = (0.9354145)(5x(-0.257)^3 - 3x(-0.257)) = 0.64181$$

$$P_4(x) = (0.265165)(35x(-0.257)^4 - 30x(-0.257)^2 + 3) = 0.31057$$

$$P_5(x) = (0.293151)(63x(-0.257)^5 - 70x(-0.257)^3 + 15x(-0.257)) = -0.80247$$

$$P_0(y) = 0.7071068$$

$$P_1(y) = (1.224745)(-0.684) = -0.83773$$

$$P_2(y) = (0.7905695)(3x(-0.684)^2 - 1) = 0.31905$$

$$P_3(y) = (0.9354145)(5x(-0.684)^3 - 3x(-0.684)) = 0.42274$$

$$P_4(y) = (0.265165)(35x(-0.684)^4 - 30x(-0.684)^2 + 3) = -0.89481$$

$$P_5(y) = (0.293151)(63x(-0.684)^5 - 70x(-0.684)^3 + 15x(-0.684)) = 0.79402$$

Aplicando la Ec. (1.39) para calcular  $z$ :

$$\begin{aligned} z = & (2.1433504)(0.7071068)(0.7071068) + (0.0831762)(0.7071068)(-0.83773) \\ & + (-0.021467)(0.7071068)(0.31905) + (-0.0008714)(0.7071068)(0.42274) \\ & + (0.0042846)(0.7071068)(-0.89481) + (-0.0016595)(0.7071068)(0.79402) \\ & + (0.3312352)(-0.31476)(0.7071068) + (-0.1340361)(-0.31476)(-0.83773) \\ & + (0.066881)(-0.31476)(0.31905) + (-0.0271743)(-0.31476)(0.42274) \\ & + (0.0088512)(-0.31476)(-0.89481) + (-0.0021521)(-0.31476)(0.79402) \\ & + (0.1057287)(-0.63392)(0.7071068) + (-0.0503937)(-0.63392)(-0.83773) \\ & + (0.0050925)(-0.63392)(0.31905) + (0.0105513)(-0.63392)(0.42274) \\ & + (-0.0073182)(-0.63392)(-0.89481) + (0.0026960)(-0.63392)(0.79402) \\ & + (-0.0521840)(0.64181)(0.7071068) + (0.0443121)(0.64181)(-0.83773) \\ & + (-0.0193294)(0.64181)(0.31905) + (0.0058973)(0.64181)(0.42274) \\ & + (0.0015367)(0.64181)(-0.89481) + (-0.0028327)(0.64181)(0.79402) \\ & + (0.0197040)(0.31057)(0.7071068) + (-0.0263834)(0.31057)(-0.83773) \\ & + (0.0192621)(0.31057)(0.31905) + (-0.0115354)(0.31057)(0.42274) \\ & + (0.0042910)(0.31057)(-0.89481) + (-0.0081303)(0.31057)(0.79402) \\ & + (0.0053096)(-0.80247)(0.7071068) + (0.0089178)(-0.80247)(-0.83773) \\ & + (-0.0108948)(-0.80247)(0.31905) + (0.0095594)(-0.80247)(0.42274) \\ & + (-0.0060114)(-0.80247)(-0.89481) + (0.0031175)(-0.80247)(0.79402) \end{aligned}$$

luego:

$$z = 0.77343$$

**Método de Papay, J.**

De la Ec. (1.42):

$$z = 1 - \frac{(3.52)(5.60)}{10^{(0.9813)(1.35)}} + \frac{(0.274)(5.60)^2}{10^{(0.8157)(1.35)}}$$

$$z = 0.74746$$

**Método de Hall, K.R. y Yarborough, L.**

$$t = \frac{485.9}{194 + 460} = 0.74$$

$$A = (0.06125)(0.743) \exp[-1.2 (1 - 0.743)^2] = 0.0420$$

$$B = (14.76)(0.743) - (9.76)(0.743)^2 + (4.58)(0.743)^3 = 7.4573$$

$$C = (90.7)(0.743) - (242.2)(0.743)^2 + (42.4)(0.743)^3 = -48.9249$$

$$D = 2.18 + (2.82)(0.743) = 4.2753$$

Sustituyendo estos valores en la Ec. (1.44), se tiene:

$$-0.2352 + \frac{y + y^2 + y^3 - y^4}{(1 - y)^3} - 7.4573y^2 - 48.9249y^{4.2753} = 0$$

Suponiendo un valor de  $y_1 = 0.001$  para iniciar los cálculos, y sustituyendo este valor en la ecuación anterior, se tiene:

$$F(y_1) = -0.23420 \neq 0 \quad (y_1 = 0.001 \text{ no es la solución})$$

Derivando la ecuación anterior con respecto a  $y$  se tiene:

$$\frac{dF(y)}{dy} = \frac{1 + 4y + 4y^2 - 4y^3 + y^4}{(1 - y)^4} - 14.9146y - 209.1686y^{3.2753}$$

luego;

$$\frac{dF(y_1)}{dy} = 0.99312$$

Calculando un nuevo valor de  $y_1$ :

$$y_2 = 0.001 - \frac{(-0.23420)}{0.99312} = 0.2368$$

Nuevo valor de  $y_1$  a probar:  $y_1 = 0.2368$

La siguiente tabla muestra los tanteos realizados para obtener  $y$ :

$y_1$	$F(y_1)$	$\frac{dF(y_1)}{dy}$	$y_2$
0.0010	-0.23420	0.99312	0.2368
0.2368	-0.07522	0.85318	0.3250
0.3250	0.05208	2.39010	0.3032
0.3032	0.00689	1.78965	0.2994
0.2994	0.00026	1.70438	0.2992
0.2992	0.00009	← Se puede considerar como solución	

Sustituyendo  $y = 0.2992$  en la Ec. (1.43), se obtiene:

$$z = \frac{(0.06125)(5.60)(0.743) \exp[-1.2 (1 - 0.743)^2]}{0.2992}$$

$$z = 0.78686$$

**Método de Brill, J.P. y Beggs, H.D.**

$$A = (1.39)(1.35 - 0.92)^2 - (0.36)(1.35) - 0.101 = 0.3245$$

$$B = (0.62 - 0.23 \times 1.35)(5.60) + \left[ \frac{0.066}{1.35 - 0.86} - 0.037 \right] (5.60)^2 + \frac{(0.32)(5.60)^6}{10^{9(1.35-1)}} = 11.7837$$

$$C = 0.132 - 0.32 \log(1.35) = 0.0903$$

$$D = \text{antilog}(0.3106 - 0.49 \times 1.35 + 0.1824 \times 1.35^2) = 0.9583$$

Sustituyendo estos valores en la Ec. (1.46):

$$z = 0.3245 + \frac{1 - 0.3245}{\exp(11.7837)} + (0.0903)(5.60)^{0.9583}$$

$$z = 0.79513$$

**Método de Dranchuk, P.M., Purvis, R.A. y Robinson, D.R.**

Suponiendo un valor de  $z_1 = 0.6$  para iniciar los cálculos:

De la Ec. (1.48):

$$\rho_r = \frac{(0.27)(5.60)}{(0.6)(1.35)} = 1.86667$$

De la Ec. (1.49):

$$F(z_1) = 0.6 - \left[ 1 + \left( 0.31506237 - \frac{1.0467099}{1.35} - \frac{0.57832729}{1.35^3} \right) (1.86667) + \left( 0.53530771 - \frac{0.61232032}{1.35} \right) (1.86667)^2 + \frac{(-0.61232032)(-0.10488813)(1.86667)^5}{1.35} + \left( \frac{(0.68157001)(1.86667)^2}{1.35^3} \right) (1 + (0.68446549)(1.86667)^2) \exp(-(0.684465489)(1.86667)^2) \right] = 0$$

$$F(z_1) = -0.76596 \neq 0 \quad (z_1 = 0.6 \text{ no es la solución})$$

De la Ec. (1.50):

$$\frac{dF(z_1)}{dz} = 1 + \left( 0.31506237 - \frac{1.0467099}{1.35} - \frac{0.57832729}{1.35^3} \right) \left( \frac{1.86667}{0.6} \right) + (2) \left( 0.53530771 - \frac{0.61232032}{1.35} \right) \left( \frac{1.86667^2}{0.6} \right) + \frac{(5)(-0.61232032)(-0.10488813)(1.86667)^5}{(1.35)(0.6)} + \frac{(2)(0.68157001)(1.86667)^2}{(0.6)(1.35)^3} [1 + (0.68446549)(1.86667)^2 - (0.68446549)^2 (1.86667)^4].$$

**CORRELACIONES NUMÉRICAS P.V.T.**

---

$$\exp(-(0.68446549)(1.86667)^2)$$

$$\frac{dF(z_1)}{dz} = 8.08878$$

Calculando un nuevo valor de  $z_1$ :

$$z_2 = 0.6 - \frac{(-0.76596)}{8.08878} = 0.69469$$

Nuevo valor de  $z_1$  a probar:  $z_1 = 0.69469$

La siguiente tabla muestra los tanteos realizados para obtener  $z$ :

$z_1$	$F(z_1)$	$\frac{dF(z_1)}{dz}$	$\rho_r$	$z_2$
0.60000	-0.76596	8.08878	1.86667	0.69469
0.69469	-0.67126	7.12251	1.61222	0.78894
0.78894	-0.15844	3.28282	1.41963	0.83720
0.83720	0.05089	2.01272	1.33779	0.81192
0.81192	0.06795	1.72989	1.37945	0.77264
0.77264	0.00869	1.82378	1.44958	0.76812
0.76812	-0.03704	2.25004	1.45810	0.78458
0.78458	-0.02631	2.26722	1.42751	0.79619
0.79619	0.00510	2.10067	1.40670	0.79376
0.79376	0.01499	2.01130	1.41101	0.78630
0.78630	0.00506	2.03973	1.42439	0.78382
0.78382	-0.00535	2.10351	1.42890	0.78637
0.78637	-0.00557	2.12088	1.42427	0.78899
0.78899	-0.00011	← Se puede considerar como solución		

luego;

$$z = 0.78899$$

**Método de Dranchuk, P.M. y Abou-Kassem, J.H.**

Suponiendo un valor de  $z_1 = 0.6$  para iniciar los cálculos:

De la Ec. (1.48):

$$\rho_r = \frac{(0.27)(5.60)}{(0.6)(1.35)} = 1.86667$$

De la Ec. (1.52):

$$F(z_1) = 0.6 - \left[ 1 + \left( 0.3265 - \frac{1.07}{1.35} - \frac{0.5339}{1.35^3} + \frac{0.01569}{1.35^4} - \frac{0.05165}{1.35^5} \right) (1.86667) + \left( 0.5475 - \frac{0.7361}{1.35} + \frac{0.1844}{1.35^2} \right) (1.86667)^2 - (0.1056) \left( -\frac{0.7361}{1.35} + \frac{0.1844}{1.35^2} \right) (1.86667)^5 + \left( \frac{(0.6134)(1.86667)^2}{1.35^3} \right) (1 + (0.721)(1.86667)^2) \exp(-(0.721)(1.86667)^2) \right] = 0$$

**PROPIEDADES FÍSICAS DEL GAS**

---

$$F(z_1) = -0.78279 \neq 0 \quad (z_1 = 0.6 \text{ no es la solución})$$

De la Ec. (1.53):

$$\begin{aligned} \frac{dF(z_1)}{dz} = & 1 + \left( 0.3265 - \frac{1.07}{1.35} - \frac{0.5339}{1.35^3} + \frac{0.01569}{1.35^4} - \frac{0.05165}{1.35^5} \right) \left( \frac{1.86667}{0.6} \right) + \\ & (2) \left( 0.5475 - \frac{0.7361}{1.35} + \frac{0.1844}{1.35^2} \right) \left( \frac{1.86667^2}{0.6} \right) - (5)(0.1056) \left( -\frac{0.7361}{1.35} + \frac{0.1844}{1.35^2} \right) \left( \frac{1.86667^5}{0.6} \right) + \\ & \frac{(2)(0.6134)(1.86667)^2}{(0.6)(1.35)^3} [1 + (0.721)(1.86667)^2 - (0.721)^2(1.86667)^4] \cdot \exp(-(0.721)(1.86667)^2) \\ \frac{dF(z_1)}{dz} = & 8.25445 \end{aligned}$$

Calculando un nuevo valor de  $z_1$ :

$$z_2 = 0.6 - \frac{(-0.78279)}{8.25445} = 0.69483$$

Nuevo valor de  $z_1$  a probar:  $z_1 = 0.69483$

La siguiente tabla muestra los tanteos realizados para obtener  $z$ :

$z_1$	$F(z_1)$	$\frac{dF(z_1)}{dz}$	$\rho_r$	$z_2$
0.60000	-0.78279	8.25445	1.86667	0.69483
0.69483	-0.68796	7.26435	1.61190	0.78954
0.78954	-0.16334	3.34348	1.41856	0.83839
0.83839	0.05137	2.03268	1.33589	0.81312
0.81312	0.06966	1.73816	1.37742	0.77304
0.77304	0.00936	1.93708	1.44883	0.76821
0.76821	-0.03830	2.27943	1.45794	0.78501
0.78501	-0.02778	2.29994	1.42674	0.79709
0.79709	0.00501	2.12444	1.40511	0.79473
0.79473	0.01573	2.02857	1.40928	0.78698
0.78698	0.00553	2.05745	1.42316	0.78429
0.78429	-0.00556	2.12568	1.42804	0.78691
0.78691	-0.00600	2.14528	1.42329	0.78970
0.78970	-0.00023	← Se puede considerar como solución		

luego;

$$z = 0.78970$$

**Método de Gopal, V.N.**

De la Ec. (1.66):

$$z = (5.60)(0.711 + 3.66 \times 1.35)^{-1.4667} - \frac{1.637}{(0.319)(1.35) + 0.522} + 2.071$$

luego;

$$z = 0.79414$$

**CORRELACIONES NUMÉRICAS P.V.T.**

Un resumen de los resultados de  $z$  es como sigue:

Método	$z$ , adim.
Standing, M.B. y Katz, D.L.	0.78000
Sarem, A.M.	0.77343
Papay, J.	0.74746
Hall, K.R. y Yarborough, L.	0.78686
Brill, J.P. y Beggs, H.D.	0.79513
Dranchuk, P.M., Purvis, R.A. y Robinson, D.B.	0.78899
Dranchuk, P.M. y Abou-Kassem, J.H.	0.78970
Gopal, V.N.	0.79414

**Factor Volumétrico del Gas,  $B_g$ :**

El factor volumétrico del gas se define como el volumen (generalmente en barriles o pies cúbicos) que ocupa en el yacimiento, la unidad volumétrica (generalmente 1 barril o 1 pie cúbico) de gas a condiciones normales.

En otras palabras, este factor relaciona el volumen de gas en el yacimiento al volumen del mismo en la superficie, es decir, a condiciones normales (14.7 lpca y 60 °F).

Aplicando la ley de los gases reales ( $pV = nzRT$ ) a condiciones normales y a condiciones de yacimiento, se tiene:

$$B_g = \frac{V_g}{V_{g1}} = \frac{nzRT / p}{nz_1RT_1 / p_1} \dots\dots\dots (1.67)$$

donde, para la misma masa de gas  $nR$  se cancelan, y dado que  $p_1$  y  $T_1$  son condiciones normales (14.7 lpca. y 60 °F), luego  $z_1 \cong 1.0$  y la Ec. (1.67) se reduce a:

$$B_g = \frac{zp_1T}{z_1pT_1} = \frac{(14.7)zT}{(1.0)(60 + 460)p} = 0.02827 \frac{zT}{p}, \frac{PCY}{PCN} \dots\dots\dots (1.68)$$

Si se desea expresar  $B_g$  en BY/PCN, se divide por 5.615:

$$B_g = 0.00503 \frac{zT}{p}, \frac{BY}{PCN} \dots\dots\dots (1.69)$$

donde;

- $B_g$  : Factor volumétrico del gas, PCY/PCN o BY/PCN
- $z$  : Factor de compresibilidad del gas, adim.
- $p$  : Presión, lpca.
- $T$  : Temperatura, °R ( = °F + 460 )

En algunos casos se utiliza el inverso de  $B_g$  (factor de expansión del gas,  $E_g$ )<sup>27</sup>:

$$E_g = \frac{1}{B_g} = 35.37 \frac{p}{zT}, \frac{PCN}{PCY} \dots\dots\dots (1.70)$$

$$= 198.8 \frac{p}{zT}, \frac{PCN}{BY} \dots\dots\dots (1.71)$$

La Fig. 1.8 ilustra el comportamiento típico de  $B_g$  y  $E_g$  vs. presión a temperatura constante para un determinado gas.

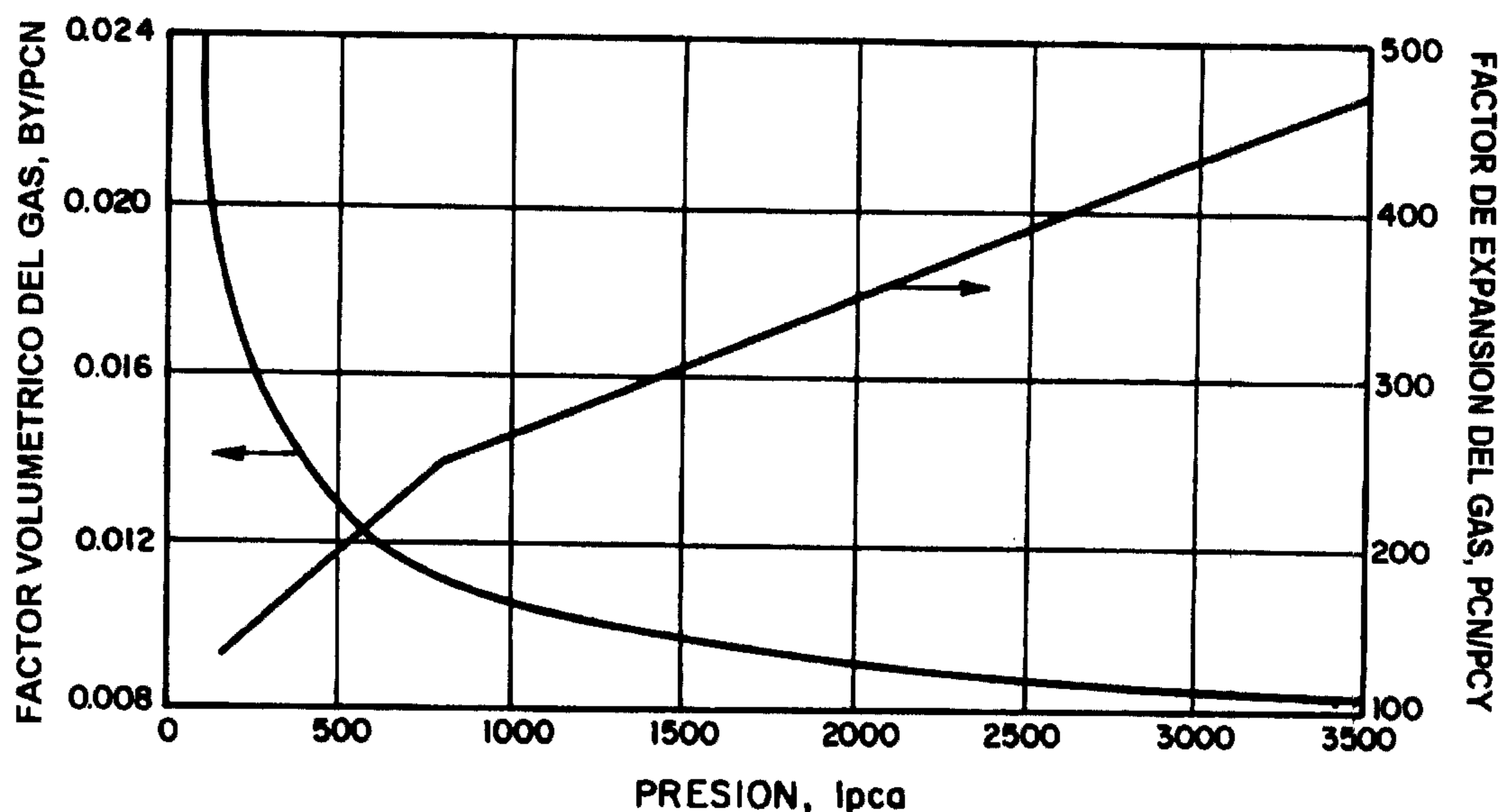


Fig. 1.8.- Comportamiento típico de  $B_g$  y  $E_g$  vs. presión a temperatura constante.

Para calcular  $B_g$  o  $E_g$  a una determinada presión y temperatura, el valor del factor de compresibilidad,  $z$ , a esas condiciones debe ser conocido. Por lo tanto, si no se dispone de un valor experimental de  $z$ , entonces es necesario recurrir a los métodos que se presentaron anteriormente para su determinación.

**Ejemplo 1.3:**

Determinar los factores volumétricos del gas cuya composición se presenta en la Tabla 1.3 a una presión de 3810 lpca. y temperatura de 194 °F para un factor de desviación de 0.78.

**Solución:**

De la Ec. (1.68):

$$B_g = 0.02827 \frac{(0.78)(654)}{3810} = 0.00379 \frac{\text{PCY}}{\text{PCN}}$$

De la Ec. (1.70):

$$E_g = 35.37 \frac{3810}{(0.78)(654)} = 264.17 \frac{\text{PCN}}{\text{PCY}}$$

Estos factores volumétricos significan que un pie cúbico de gas a condiciones normales (14.7 lpca. y 60 °F) ocupará un espacio de 0.00379 pie<sup>3</sup> en el yacimiento a 3810 lpca. y 194 °F; o recíprocamente, un pie cúbico de espacio poroso del yacimiento de gas contiene 264.17 PCN.

**Compresibilidad del Gas,  $c_g$ :**

La compresibilidad isotérmica de un gas,  $c_g$  en  $\text{lpc}^{-1}$ , se define como el cambio fraccional en volumen cuando la presión es cambiada a temperatura constante, esto es:

$$c_g = -\frac{1}{V} \left( \frac{\partial V}{\partial p} \right)_T \dots\dots\dots (1.72)$$

donde,  $V$  se refiere a volumen,  $p$  a presión y el subíndice  $T$  a temperatura.



El término *compresibilidad* de un gas, no debe confundirse con el término *factor de compresibilidad* del gas, como comúnmente se le denomina al factor de desviación  $z$  de los gases.

El cambio en volumen con presión para gases a condiciones isotérmicas (caso frecuente en yacimientos), es expresado por la ley de los gases reales:

$$V = \frac{nzRT}{p} \quad \text{o} \quad V = \text{constante} \times \frac{z}{p} \quad \dots\dots\dots (1.73)$$

Diferenciando con respecto a la presión a temperatura constante, se tiene:

$$\left(\frac{\partial V}{\partial p}\right)_T = \frac{nRT}{p^2} \left(\frac{\partial z}{\partial p}\right)_T - \frac{nzRT}{p^2} \quad \dots\dots\dots (1.74)$$

$$= V \left[ \frac{1}{z} \left(\frac{\partial z}{\partial p}\right)_T - \frac{1}{p} \right] \quad \dots\dots\dots (1.75)$$

Sustituyendo  $(\partial V / \partial p)_T$  en la Ec. (1.72), resulta:

$$c_g = \frac{1}{p} - \frac{1}{z} \left(\frac{\partial z}{\partial p}\right)_T \quad \dots\dots\dots (1.76)$$

Así, conociendo la relación  $z$  vs.  $p$  a temperatura constante, se puede determinar el gradiente  $(\partial z / \partial p)_T$  y por lo tanto evaluar  $c_g$  para cualquier gas real.

Para el caso especial de gases ideales,  $z \cong 1.0$  y  $(\partial z / \partial p)_T = 0$ , y la compresibilidad simplemente es el recíproco de la presión:

$$c_g = \frac{1}{p} \quad \dots\dots\dots (1.77)$$

donde  $p$  en lpca. Así, un gas ideal a 1000 lpca. tendrá una compresibilidad de  $1/1000$  ó  $1000 \times 10^{-6} \text{ lpc}^{-1}$ . La Fig. 1.9 presenta el comportamiento típico de  $c_g$  vs. presión a temperatura constante.

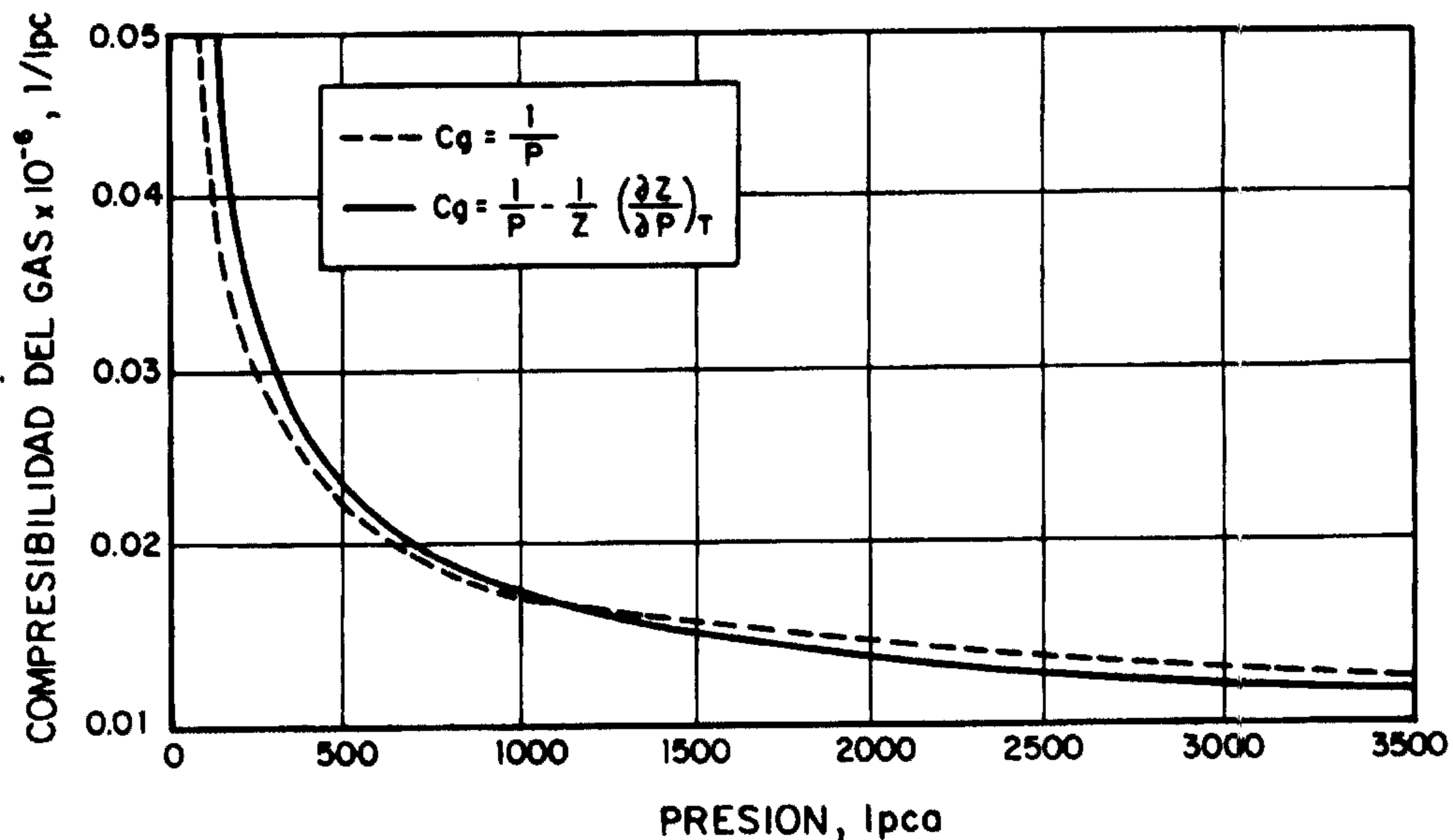


Fig. 1.9.- Comportamiento típico de  $c_g$  vs. presión a temperatura constante.

Debido a la dificultad de obtener un gráfico de  $z$  vs.  $p$  a temperatura constante, Trube<sup>28</sup> reemplazó la presión en la Ec. (1.76) por el producto de la presión pseudocrítica y la presión seudorreducida,  $p = p_{sc} \cdot p_{sr}$  y  $\partial p = p_{sc} \cdot \partial p_{sr}$ , así, la Ec. (1.76) puede ser expresada en términos de  $p_{sr}$  y  $T_{sr}$ , esto es:

$$c_g = \frac{1}{p_{sc} p_{sr}} - \frac{1}{z p_{sc}} \left( \frac{\partial z}{\partial p_{sr}} \right)_{T_{sr}} \dots\dots\dots (1.78)$$

Multiplicando ambos lados de la ecuación por la presión pseudocrítica,  $p_{sc}$ , se obtiene el producto  $c_g p_{sc}$ , el cual Trube definió como la compresibilidad seudorreducida  $c_r$ :

$$c_r = c_g \cdot p_{sc} = \frac{1}{p_{sr}} - \frac{1}{z} \left( \frac{\partial z}{\partial p_{sr}} \right)_{T_{sr}} \dots\dots\dots (1.79)$$

de donde  $z$  y su derivada  $(\partial z / \partial p_{sr})_{T_{sr}}$  pueden obtenerse de las Figs. 1.4, 1.5 ó 1.6 y por lo tanto determinarse  $c_r$  y desde luego  $c_g$ .

**Método de Mattar, L., Brar, G.S. y Aziz, K.<sup>29</sup>:**

Mattar y Cols. desarrollaron la siguiente expresión analítica para determinar la compresibilidad seudorreducida. La expresión es la siguiente:

$$c_r = \frac{1}{p_{sr}} - \frac{0.27}{z^2 T_{sr}} \left[ \frac{\left( \frac{\partial z}{\partial p_r} \right)_{T_{sr}}}{1 + \frac{\rho_r}{z} \left( \frac{\partial z}{\partial \rho_r} \right)_{T_{sr}}} \right] \dots\dots\dots (1.80)$$

La derivada  $(\partial z / \partial \rho_r)_{T_{sr}}$  se obtiene diferenciando la Ec. (1.47), la ecuación de estado desarrollada por Dranchuk, Purvis y Robinson<sup>21</sup>, esto es:

$$\left( \frac{\partial z}{\partial \rho_r} \right)_{T_{sr}} = A_1 + \frac{A_2}{T_{sr}} + \frac{A_3}{T_{sr}^3} + 2 \left( A_4 + \frac{A_5}{T_{sr}} \right) \rho_r + 5 A_5 A_6 \frac{\rho_r^4}{T_{sr}} + \frac{2 A_7 \rho_r}{T_{sr}^3} [1 + A_8 \rho_r^2 - (A_8 \rho_r^2)^2] \exp(-A_8 \rho_r^2) \dots\dots\dots (1.81)$$

Utilizando las Ecs. (1.80) y (1.81) y la definición de compresibilidad seudorreducida, la compresibilidad de un gas puede ser determinada siempre que la presión y temperatura del gas se encuentren dentro de los rangos especificados por la ecuación de Dranchuk y Cols.

Mattar y Cols. utilizando las Ecs. (1.80) y (1.81) desarrollaron las Figs. 1.10 y 1.11. En estas figuras, el producto de  $c_r \cdot T_{sr}$  está graficado como una función de la presión y temperatura seudorreducidas,  $p_{sr}$  y  $T_{sr}$ .

Debe notarse, que los puntos mínimos de las isotermas del factor  $z$  de la Fig. 1.4 son bastantes pronunciados a valores de temperaturas seudorreducidas por debajo de 1.4. Las pendientes de estas líneas cambian abruptamente de positivo a negativo, por lo tanto, la Ec. (1.80) no predice exactamente estas pendientes cerca de estos mínimos.

Así, las Ecs. (1.80) y (1.81) no deben utilizarse a valores de  $T_{sr}$  menores de 1.4 y  $p_{sr}$  entre 0.4 y 3.0. Esta dificultad fue reconocida en la preparación de las Figs. 1.10 y 1.11. En los mínimos, los gradientes  $(\partial z / \partial p_{sr})_{T_{sr}}$  son cero, por lo tanto, debe aplicarse la Ec. (1.77). Las isotermas de las Figs. 1.10 y 1.11 fueron ajustadas para pasar a través de estos puntos.

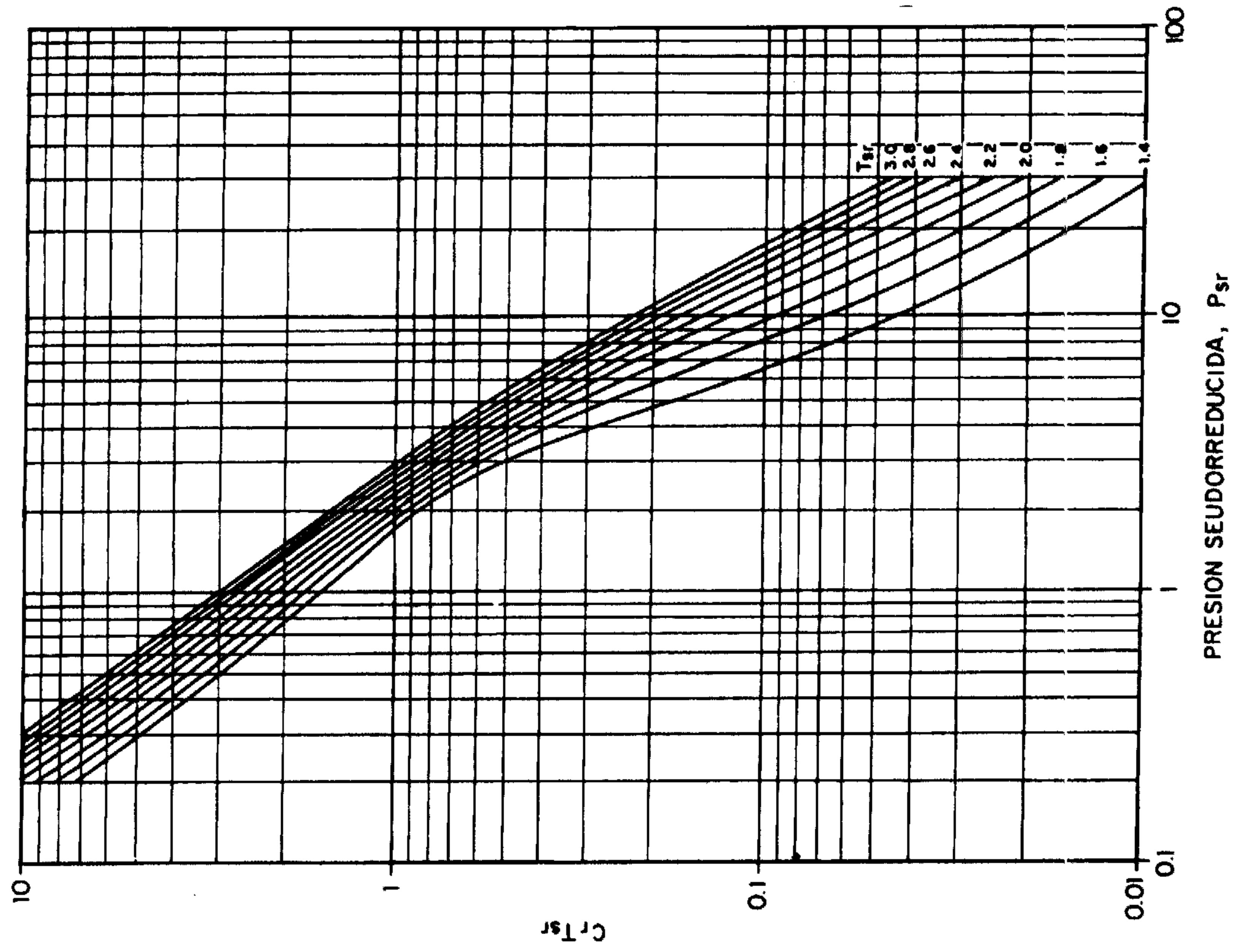


Fig. 1.11.- Variación de  $c_r T_{sr}$  con presión y temperatura seudorreducida (Ref. 29).

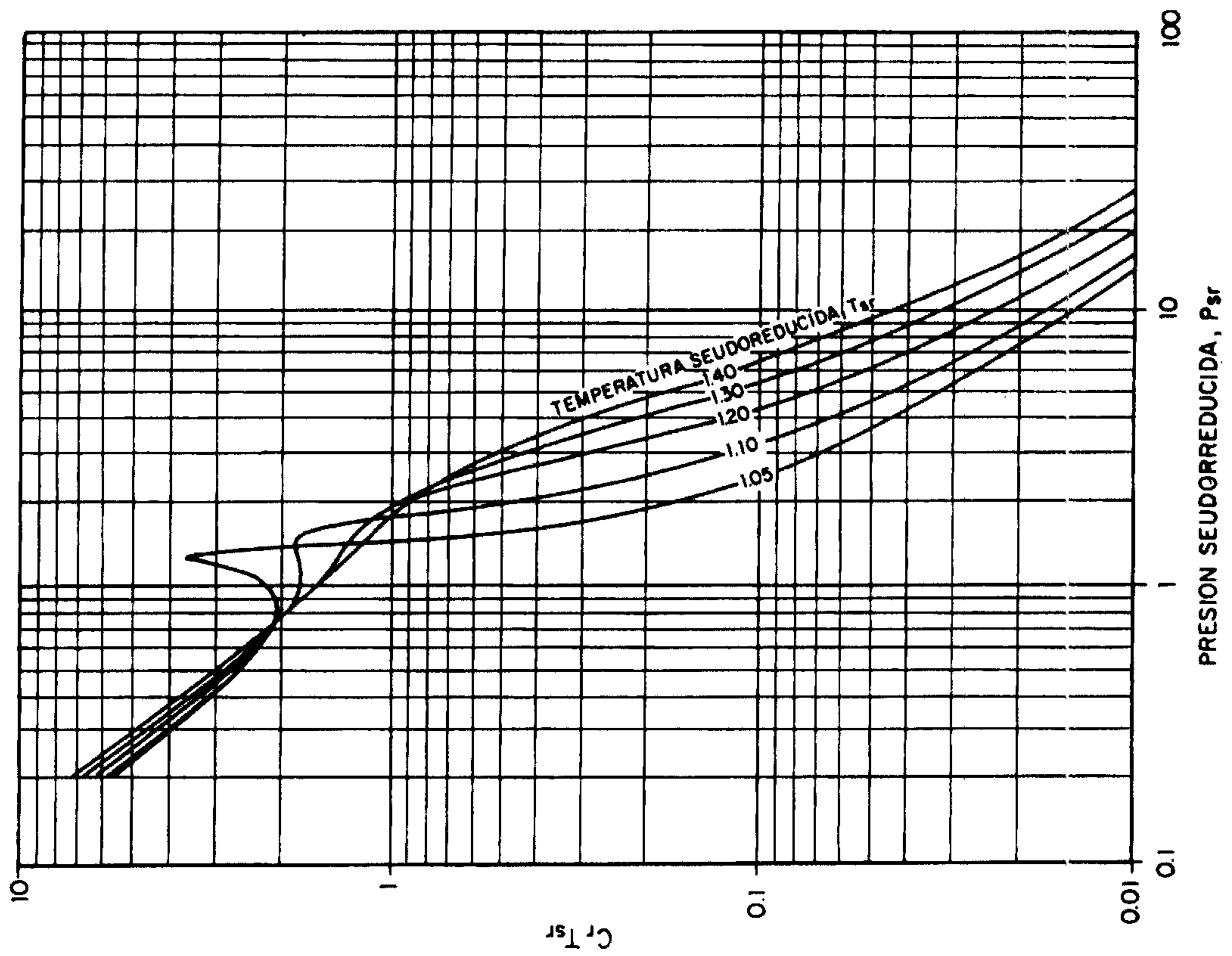


Fig. 1.10.- Variación de  $c_r T_{sr}$  con presión y temperatura seudorreducida (Ref. 29).

Una manera alterna de determinar la compresibilidad de un gas, es a partir de la definición de compresibilidad seudorreducida, Ec. (1.79). Así, el gradiente  $(\partial z / \partial p_{sr})_{T_{sr}}$  se obtiene derivando analíticamente los métodos anteriormente presentados para determinar  $z$ , esto es:

**Sarem, A.M.**

$$\left(\frac{\partial z}{\partial p_{sr}}\right)_{T_{sr}} = \sum_{i=0}^5 \sum_{j=0}^5 A_{ij} \left(\frac{\partial P_i(x)}{\partial p_{sr}}\right)_{T_{sr}} \left(\frac{\partial P_j(y)}{\partial p_{sr}}\right)_{T_{sr}} \dots\dots\dots (1.82)$$

donde los Polinomios de Legendre de grado 0 – 5, y argumentos  $x$  e  $y$  están dados por:

$P_0(x) = 0.0$	$P_0(y) = 0.7071068$
$P_1(x) = 0.16551$	$P_1(y) = 1.224745y$
$P_2(x) = 0.641002x$	$P_2(y) = 0.7905695 (3y^2 - 1)$
$P_3(x) = 0.379221 (5x^2 - 1)$	$P_3(y) = 0.9354145 (5y^3 - 3y)$
$P_4(x) = 0.716652 (7x^3 - 3x)$	$P_4(y) = 0.265165 (35y^4 - 30y^2 + 3)$
$P_5(x) = 0.594225 (21x^4 - 14x^2 + 1)$	$P_5(y) = 0.293151 (63y^5 - 70y^3 + 15y)$

**Papay, J.**

$$\left(\frac{\partial z}{\partial p_{sr}}\right)_{T_{sr}} = -\frac{3.52}{10^{0.9813T_{sr}}} + \frac{0.548 p_{sr}}{10^{0.8157T_{sr}}} \dots\dots\dots (1.83)$$

**Hall, K.R. y Yarborough, L.**

La Ec. (1.43) puede expresarse como:

$$z = \frac{Ap_{sr}}{y}$$

luego;

$$\left(\frac{\partial z}{\partial p_{sr}}\right)_{T_{sr}} = \frac{A}{y} - \frac{Ap_{sr}}{y^2} \left(\frac{\partial y}{\partial p_{sr}}\right)_{T_{sr}} \dots\dots\dots (1.84)$$

donde;

$$\left(\frac{\partial y}{\partial p_{sr}}\right)_{T_{sr}} = A \left[ \frac{(1-y)^4}{1 + 4y + 4y^2 - 4y^3 + y^4 - (1-y)^4 (2By - CDy^{(D-1)})} \right] \dots\dots\dots (1.85)$$

**Brill, J.P. y Beggs, H.D.**

$$\left(\frac{\partial z}{\partial p_{sr}}\right)_{T_{sr}} = \frac{1-A}{\left[ (0.62 - 0.23 T_{sr}) + \left( \frac{0.132}{T_{sr} - 0.86} - 0.074 \right) p_{sr} + \frac{1.92}{10^{9(T_{sr}-1)}} p_{sr}^5 \right] \exp(B)} + CDp_{sr}^{(D-1)} \dots\dots\dots (1.86)$$

**CORRELACIONES NUMÉRICAS P.V.T.**

**Gopal, V.N.**

Rango de $p_{sr}$	Rango de $T_{sr}$	Ecuaciones para $\left(\frac{\partial z}{\partial p_{sr}}\right)_{T_{sr}}$	
0.2 y 1.2	1.05 y 1.2	$1.6643 T_{sr} - 2.2114$	..... (1.87)
	1.2+ y 1.4	$0.0522 T_{sr} - 0.8511$	..... (1.88)
	1.4+ y 2.0	$0.1391 T_{sr} - 0.2988$	..... (1.89)
	2.0+ y 3.0	$0.0295 T_{sr} - 0.0825$	..... (1.90)
1.2+ y 2.8	1.05 y 1.2	$-1.3570 T_{sr} + 1.4942$	..... (1.91)
	1.2+ y 1.4	$0.1717 T_{sr} - 0.3232$	..... (1.92)
	1.4+ y 2.0	$0.0984 T_{sr} - 0.2053$	..... (1.93)
	2.0+ y 3.0	$0.0211 T_{sr} - 0.0527$	..... (1.94)
2.8+ y 5.4	1.05 y 1.2	$-0.3278 T_{sr} + 0.4752$	..... (1.95)
	1.2+ y 1.4	$-0.2521 T_{sr} + 0.3871$	..... (1.96)
	1.4+ y 2.0	$-0.0284 T_{sr} + 0.0625$	..... (1.97)
	2.0+ y 3.0	$0.0041 T_{sr} + 0.0039$	..... (1.98)
5.4+ y 15	1.05 y 3.0	$(0.711 + 3.66 T_{sr})^{-1.4667}$	..... (1.99)

Las exactitud de las ecuaciones anteriores no ha sido verificada, sin embargo; se cree que éstas puedan ser utilizadas dentro de los rangos de presión y temperatura especificados por las ecuaciones de las cuales fueron obtenidas.

**Ejemplo 1.4:**

Utilizando el método de Mattar, L., Brar, G.S. y Aziz, K. y las ecuaciones anteriormente obtenidas, determinar la compresibilidad del gas cuya composición se presenta en la Tabla 1.3.

**Solución:**

**Método de Mattar, L., Brar, G.S. y Aziz, K.**

De la Ec. (1.48), para  $z = 0.78970$  (Ejemplo 1.2):

$$\rho_r = 1.41826$$

De la Ec. (1.81) para  $T_{sr} = 1.35$  y  $p_{sr} = 5.60$  (Ejemplo 1.2):

$$\left(\frac{\partial z}{\partial p_r}\right)_{T_{sr}} = 0.31506237 - \frac{1.04670990}{1.35} - \frac{0.57832729}{1.35^3} + (2)(1.41826)\left(0.53530771 - \frac{0.61232032}{1.35}\right) + (5)(-0.61232032)(-0.10488813)\frac{(1.41826)^4}{1.35} + \frac{(2)(0.68157001)(1.41826)}{1.35^3}$$

$$[1 + (0.68446549)(1.41826) - (0.68446549)^2(1.41826)^4] \exp(-(0.68446549)(1.41826)^2)$$

luego;

$$\left(\frac{\partial z}{\partial p_r}\right)_{T_{sr}} = 0.58744$$

De la Ec. (1.80):

**Carlos Bánzer S.**

$$c_r = \frac{1}{5.60} - \frac{0.27}{(1.35)(0.78970)^2} \left[ \frac{0.58744}{1 + \left( \frac{1.41826}{0.78970} \right) (0.58744)} \right] = 0.08694$$

De la definición de compresibilidad seudorreducida:

$$c_r = c_g \cdot p_{sc} = 0.08690$$

Finalmente;

$$c_g = \frac{0.08690}{680} = 127.8 \times 10^{-6} \text{ lpc}^{-1}$$

**Sarem, A.M.**

De las Ecs. (1.40) y (1.41):

$$x = -0.257$$

$$y = -0.684$$

Polinomios de Legendre de grado 0 – 5, y argumentos  $x$  e  $y$ :

$P_0(x) = 0.0$	$P_0(y) = 0.7071068$
$P_1(x) = 0.16551$	$P_1(y) = -0.83773$
$P_2(x) = -0.16474$	$P_2(y) = 0.31905$
$P_3(x) = -0.25399$	$P_3(y) = 0.42274$
$P_4(x) = 0.46738$	$P_4(y) = -0.89481$
$P_5(x) = 0.04735$	$P_5(y) = 0.79402$

Aplicando la Ec. (1.82):

$$\begin{aligned} \text{Ec. (1.82)} = & (2.1433504)(0)(0.7071068) + (0.0831762)(0)(-0.83773) + (-0.0214670)(0)(0.31905) \\ & + (-0.0008714)(0)(0.42274) + (0.0042846)(0)(-0.89481) + (-0.0016595)(0)(0.79402) \\ & + (0.3312352)(0.16551)(0.7071068) + (-0.1340361)(0.16551)(-0.83773) \\ & + (0.0668810)(0.16551)(0.31905) + (-0.0271743)(0.16551)(0.42274) \\ & + (0.0088512)(0.16551)(-0.89481) + (-0.0021521)(0.16551)(0.79402) \\ & + (0.1057287)(-0.16474)(0.7071068) + (-0.0503937)(-0.16474)(-0.83773) \\ & + (0.0050925)(-0.16474)(0.31905) + (0.0105513)(-0.16474)(0.42274) \\ & + (-0.0073182)(-0.16474)(-0.89481) + (0.0026960)(-0.16474)(0.79402) \\ & + (-0.0521840)(-0.25399)(0.7071068) + (0.0443121)(-0.25399)(-0.83773) \\ & + (-0.0193294)(-0.25399)(0.31905) + (0.0058973)(-0.25399)(0.42274) \\ & + (0.0015367)(-0.25399)(-0.89481) + (-0.0028327)(-0.25399)(0.79402) \\ & + (0.0197040)(0.46738)(0.7071068) + (-0.0263834)(0.46738)(-0.83773) \\ & + (0.0192621)(0.46738)(0.31905) + (-0.0115354)(0.46738)(0.42274) \\ & + (0.0042910)(0.46738)(-0.89481) + (-0.0081303)(0.46738)(0.79402) \\ & + (0.0053096)(0.04735)(0.7071068) + (0.0089178)(0.04735)(-0.83773) \\ & + (-0.0108948)(0.04735)(0.31905) + (0.0095594)(0.04735)(0.42274) \\ & + (-0.0060114)(0.04735)(-0.89481) + (0.0031175)(0.04735)(0.79402) \end{aligned}$$

luego;

$$\left( \frac{\partial z}{\partial p_{sr}} \right)_{T_r} = 0.06918$$

De la Ec. (1.79), para  $z = 0.77343$  (Ejemplo 1.2):

$$c_r = c_g \cdot p_{sc} = \frac{1}{5.60} - \frac{0.06918}{0.77343} = 0.0891$$

Finalmente;

$$c_g = \frac{0.08913}{680} = 131.1 \times 10^{-6} \text{ lpc}^{-1}$$

**Papay, J.**

De la Ec. (1.83):

$$\left( \frac{\partial z}{\partial p_{sr}} \right)_{T_r} = -\frac{3.52}{10^{(0.9813)(1.35)}} + \frac{(0.548)(5.60)}{10^{(0.8157)(1.35)}} = 0.07645$$

De la Ec. (1.79), para  $z = 0.74746$  (Ejemplo 1.2):

$$c_r = c_g \cdot p_{sc} = \frac{1}{5.60} - \frac{0.07645}{0.74746} = 0.07629$$

Finalmente;

$$c_g = \frac{0.07629}{680} = 112.2 \times 10^{-6} \text{ lpc}^{-1}$$

**Hall, K.R. y Yarborough, L.**

De la Ec. (1.85):

$$\left( \frac{\partial y}{\partial p_{sr}} \right)_{T_r} = (0.0420) \left[ \frac{(1 - 0.2992)^4}{1 + (4)(0.2992) + (4)(0.2992)^2 - (4)(0.2992)^3 + (0.2992)^4 - \frac{(1 - 0.2992)^4 [(2)(7.4573)(0.2992) + (48.9294)(4.2753)(0.2992)^{3.2753}]}{(1 - 0.2992)^4}} \right]$$

$$\left( \frac{\partial y}{\partial p_{sr}} \right)_{T_r} = 0.0247$$

De la Ec. (1.84):

$$\left( \frac{\partial z}{\partial p_{sr}} \right)_{T_r} = \frac{0.0420}{0.2992} - \frac{(0.0420)(5.6)(0.02471)}{(0.2992)^2} = 0.07547$$

De la Ec. (1.79), para  $z = 0.78686$  (Ejemplo 1.2):

$$c_r = c_g \cdot p_{sc} = \frac{1}{5.60} - \frac{0.07547}{0.78686} = 0.08266$$

Finalmente;

**Carlos Bánzer S.**

$$c_g = \frac{0.08266}{680} = 121.6 \times 10^{-6} \text{ lpc}^{-1}$$

**Brill, J.P. y Beggs, H.D.**

De la Ec. (1.86):

$$\left( \frac{\partial z}{\partial p_{sr}} \right)_{T_{sr}} = \frac{1 - 0.3245}{\left[ (0.62 - 0.23 \times 1.35) + \left( \frac{0.132}{1.35 - 0.86} - 0.074 \right) (5.60) + \frac{(1.92)(5.60)^5}{10^{9(1.35-1)}} \right] \exp(11.7837) + (0.0903)(0.9583)(5.60)^{(0.9583-1)}}$$

$$\left( \frac{\partial z}{\partial p_{sr}} \right)_{T_{sr}} = 0.08054$$

De la Ec. (1.79), para  $z = 0.79513$  (Ejemplo 1.2):

$$c_r = c_g \cdot p_{sc} = \frac{1}{5.60} - \frac{0.08054}{0.79513} = 0.07728$$

Finalmente;

$$c_g = \frac{0.07728}{680} = 113.7 \times 10^{-6} \text{ lpc}^{-1}$$

**Gopal, V.N.**

De la Ec. (1.99):

$$\left( \frac{\partial z}{\partial p_{sr}} \right)_{T_{sr}} = (0.711 + 3.66 \times 1.35)^{-1.4667} = 0.07884$$

De la Ec. (1.79), para  $z = 0.79414$  (Ejemplo 1.2):

$$c_r = c_g \cdot p_{sc} = \frac{1}{5.60} - \frac{0.07884}{0.79414} = 0.07929$$

Finalmente;

$$c_g = \frac{0.07929}{680} = 116.6 \times 10^{-6} \text{ lpc}^{-1}$$

Un resumen de los resultados de  $c_g$  es como sigue:

Método	$c_g$ , lpc <sup>-1</sup>
Mattar, L., Brar, G.S. y Aziz, K.	$127.8 \times 10^{-6}$
Sarem, A.M.	$131.1 \times 10^{-6}$
Papay, J.	$112.2 \times 10^{-6}$
Hall, K.R. y Yarborough, L.	$121.6 \times 10^{-6}$
Brill, J.P. y Beggs, H.D.	$113.7 \times 10^{-6}$
Gopal, V.N.	$116.6 \times 10^{-6}$



**Viscosidad del Gas,  $\mu_g$ :**

La viscosidad de un gas es, en general, considerablemente más baja que la de un líquido, ya que las distancias intermoleculares de un gas son mayores que las de un líquido. Además, todos los gases tienen comportamiento reológico Newtoniano y se rigen por la ley de viscosidad de Newton. La Fig. 1.12 presenta el comportamiento típico de  $\mu_g$  vs. presión a tres temperaturas diferentes.

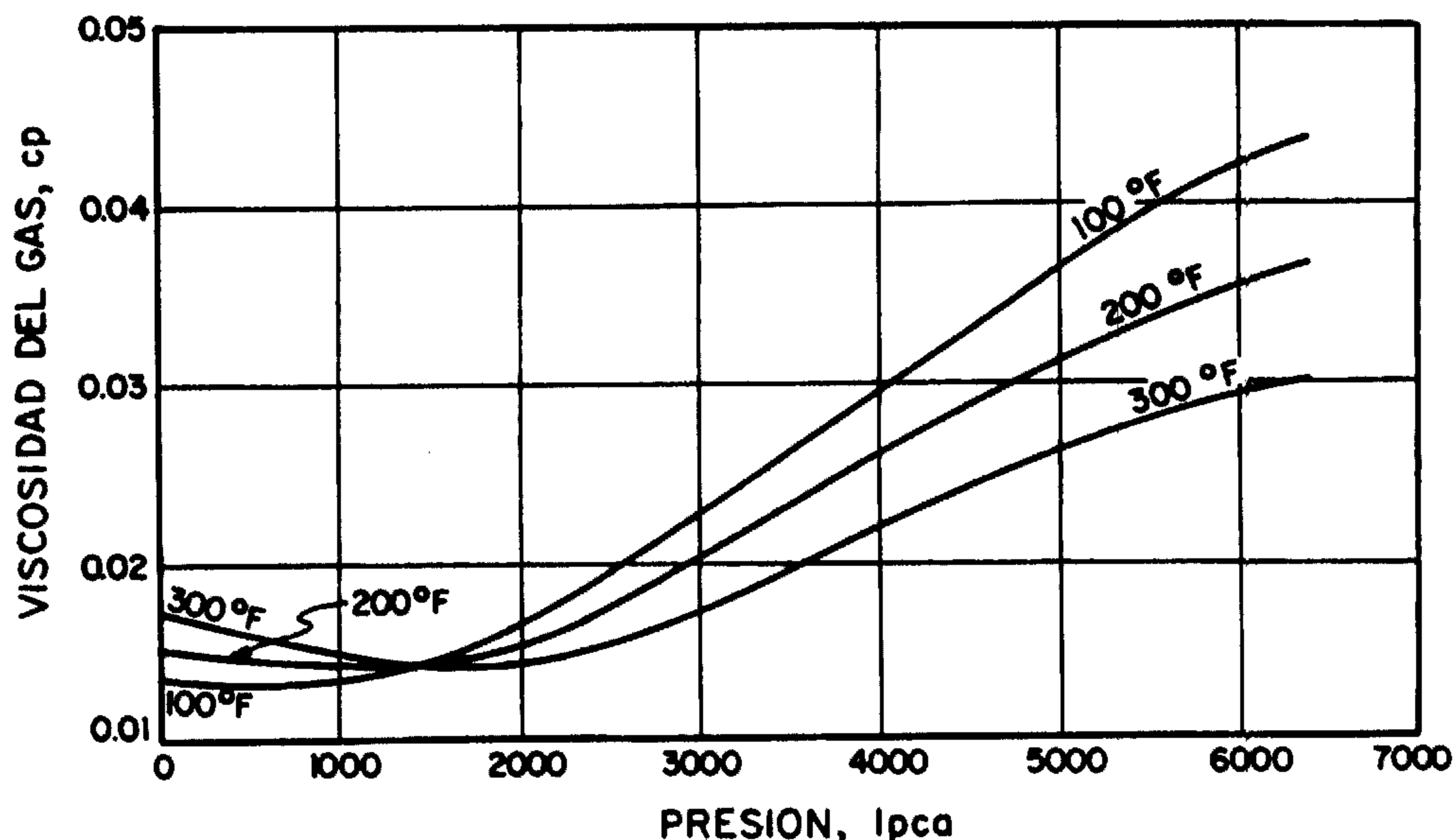


Fig. 1.12.- Comportamiento típico de  $\mu_g$  vs. presión a tres temperaturas diferentes.

Los siguientes factores afectan la viscosidad de un gas natural:

- A bajas presiones (<1000–1500 lpca) a medida que aumenta la temperatura aumenta la viscosidad del gas debido al incremento de la energía cinética de las moléculas que producen gran número de choques intermoleculares.
- A elevadas presiones (>1000–1500 lpca) a medida que aumenta la temperatura disminuye la viscosidad del gas debido a la expansión térmica de las moléculas. A elevadas presiones las distancias intermoleculares de los gases son pequeñas y un gas tiende a comportarse como un líquido.
- A cualquier temperatura, la viscosidad de un gas aumenta con el incremento de presión debido a la disminución de las distancias intermoleculares.
- A medida que un gas es más pesado, sus moléculas serán más grandes y por tanto su viscosidad será mayor.

La viscosidad de un gas natural puede ser determinada experimentalmente o por medio de ecuaciones. La determinación de  $\mu_g$  en el laboratorio es difícil debido a que su valor es muy pequeño ( $\approx 0.2$  cp.) para ser medido con exactitud. Por esta razón, se prefiere utilizar correlaciones gráficas o numéricas para su determinación.

**Correlación de Carr, N.L., Kobayashi, R. y Burrows, D.B.<sup>30</sup>:**

Esta correlación se presenta en la Fig. 1.13, y permite determinar la viscosidad del gas a presión atmosférica y temperatura del yacimiento,  $\mu_{g1}$ , a partir de su peso molecular o gravedad específica.

PROPIEDADES FÍSICAS DEL GAS

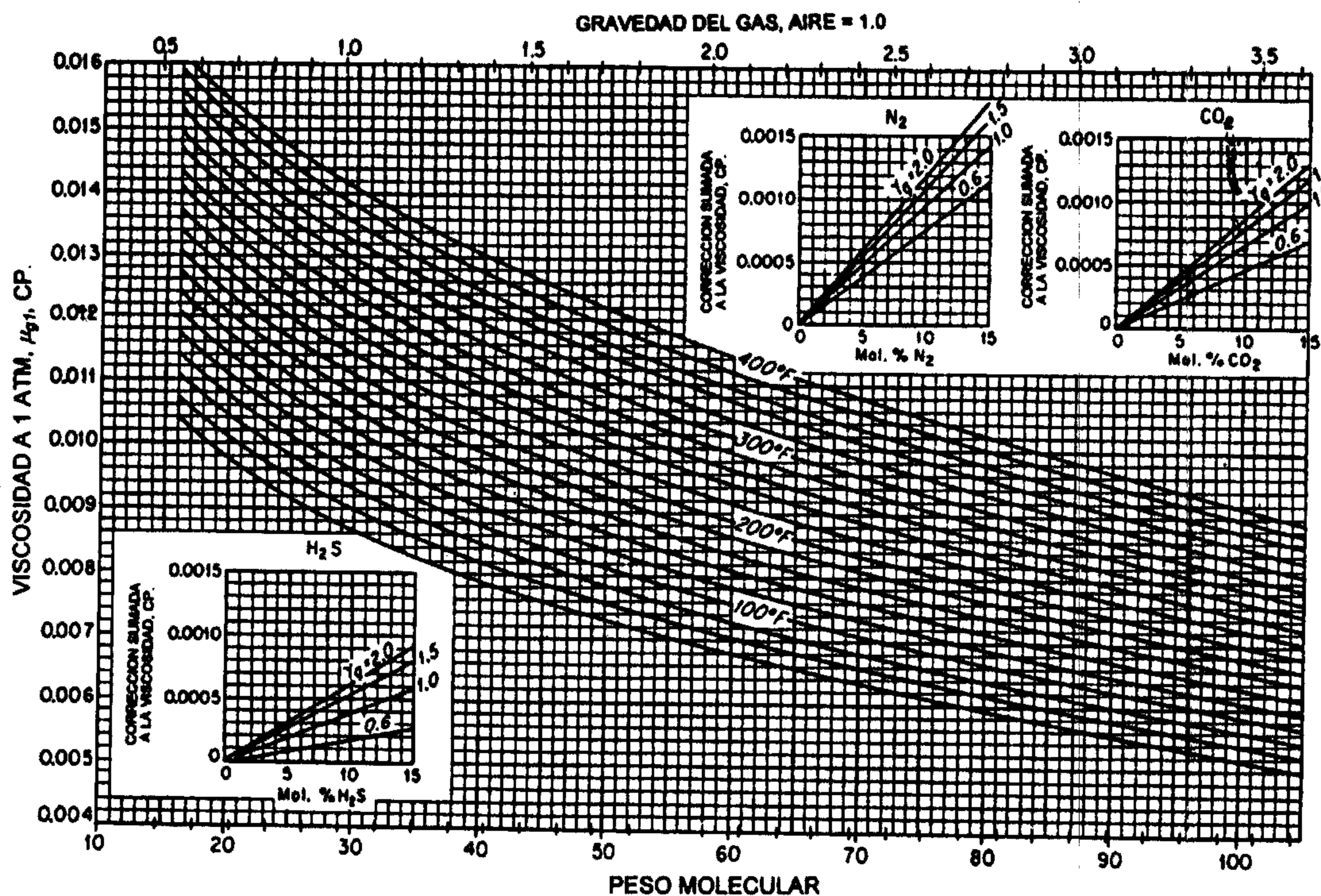


Fig. 1.13.- Viscosidad de gases naturales a 1 atm. y temperatura del yacimiento (Ref. 30).

Los cuadros insertos en la figura permiten realizar las correcciones por contenido de H<sub>2</sub>S, CO<sub>2</sub> y/o N<sub>2</sub>. Así, si el gas contiene impurezas, μ<sub>g1</sub> se corrige de la siguiente manera:

$$\mu_{g1c} = \mu_{g1} + C_{CO_2} + C_{H_2S} + C_{N_2} \dots\dots\dots (1.100)$$

donde;

- μ<sub>g1c</sub> : Viscosidad del gas a 1 atm. y T, corregida por impurezas, cp.
- μ<sub>g1</sub> : Viscosidad del gas a 1 atm. y T, sin corregir (leída de la Fig. 1.13), cp.
- C<sub>CO<sub>2</sub></sub>, C<sub>H<sub>2</sub>S</sub>, C<sub>N<sub>2</sub></sub> : Correcciones por presencia de H<sub>2</sub>S, CO<sub>2</sub> y/o N<sub>2</sub>, cp. Estos valores se obtienen de las líneas que aparecen en los cuadros insertos en la Fig. 1.13.

Un ajuste de las curvas de la Fig. 1.13 esta dado por<sup>7</sup>:

$$\mu_{g1} = (1.709 \times 10^{-5} - 2.062 \times 10^{-6} \gamma_g) T + 8.188 \times 10^{-3} - 6.15 \times 10^{-3} \log \gamma_g \dots (1.101)$$

y las correcciones por H<sub>2</sub>S, CO<sub>2</sub> y/o N<sub>2</sub>:

$$C_{N_2} = y_{N_2} (8.48 \times 10^{-3} \log \gamma_g + 9.59 \times 10^{-3}) \dots\dots\dots (1.102)$$

$$C_{CO_2} = y_{CO_2} (9.08 \times 10^{-3} \log \gamma_g + 6.24 \times 10^{-3}) \dots\dots\dots (1.103)$$

$$C_{H_2S} = y_{H_2S} (8.49 \times 10^{-3} \log \gamma_g + 3.73 \times 10^{-3}) \dots\dots\dots (1.104)$$

donde;

- T : Temperatura, °F
- γ<sub>g</sub> : Gravedad específica del gas, (aire = 1)
- y<sub>N<sub>2</sub></sub> : Contenido de N<sub>2</sub>, fracción molar
- y<sub>CO<sub>2</sub></sub> : Contenido de CO<sub>2</sub>, fracción molar
- y<sub>H<sub>2</sub>S</sub> : Contenido de H<sub>2</sub>S, fracción molar

**CORRELACIONES NUMÉRICAS P.V.T.**

El error de ajuste de la Ec. (1.101) a las curvas de la Fig. 1.13 fue de 0.38% con una desviación estandar de 0.46% para 30 valores en los rangos de:  $0.55 < \gamma_g < 1.55$  y  $100 < T(^{\circ}\text{F}) < 300$ .

La viscosidad del gas a la presión requerida se obtiene mediante la determinación del cociente  $\mu_g / \mu_{g1}$  utilizando las Figs. 1.14 ó 1.15. Estas figuras se basan en el Teorema de los Estados Correspondientes, el cual establece que: a las mismas condiciones de presión y temperatura seudorreducidas todos los gases naturales tienen el mismo cociente de viscosidad  $\mu_g / \mu_{g1}$ , siendo  $\mu_g$  y  $\mu_{g1}$  las viscosidades a  $p$  y  $T$  y a 1 atm. y  $T$  en cp., respectivamente.

La presión y temperatura seudorreducidas, se determinan en base al procedimiento anteriormente descrito. En este caso no se debe hacer corrección adicional a  $p_{sr}$  y  $T_{sr}$  por componentes no hidrocarburos. Finalmente,  $\mu_g$  está dada por:

$$\mu_g = \left( \frac{\mu_g}{\mu_{g1}} \right) \cdot \mu_{g1c} \dots\dots\dots (1.105)$$

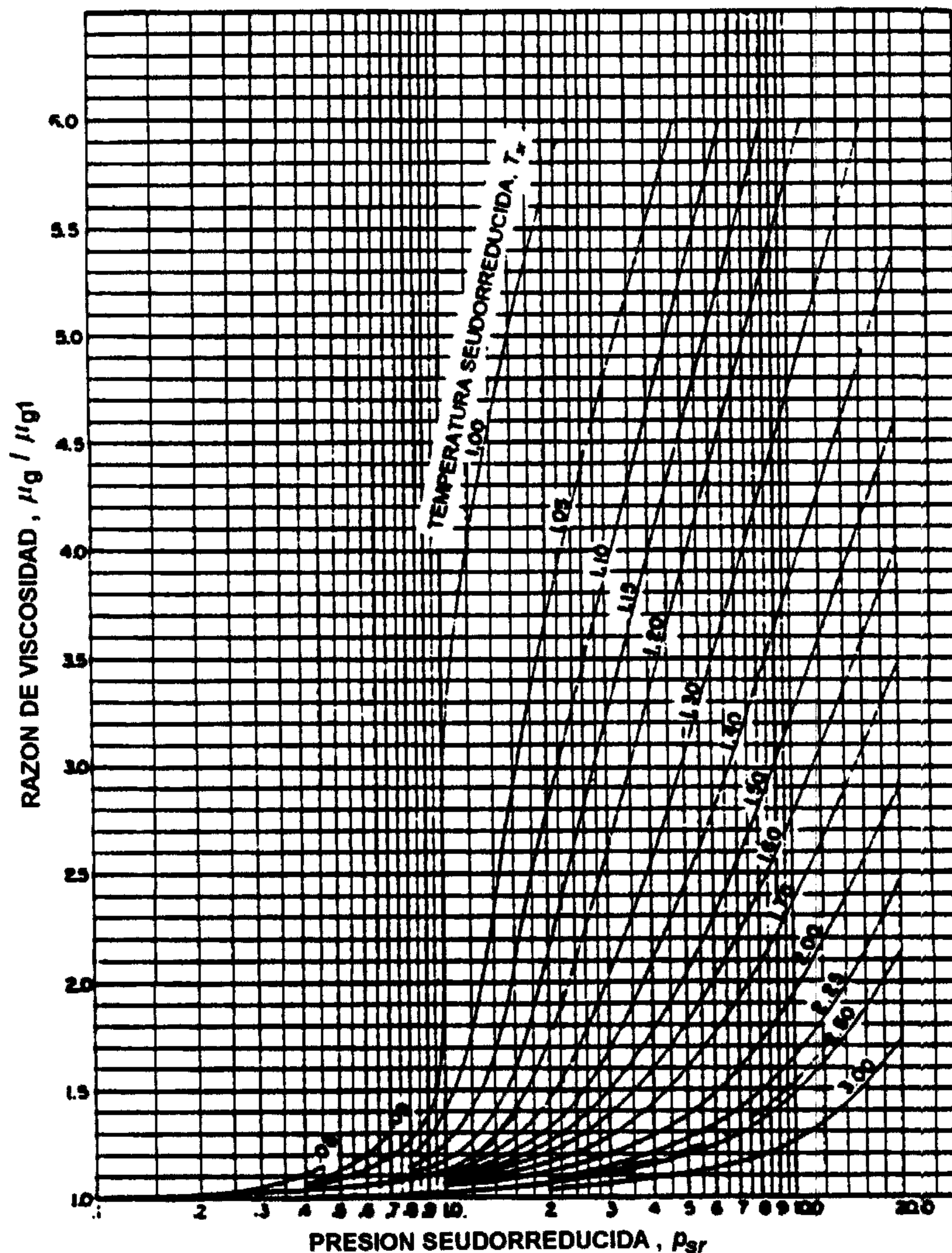


Fig. 1.14.- Correlación del cociente de viscosidad  $\mu_g / \mu_{g1}$  con presión y temperatura seudorreducidas (Ref. 30).

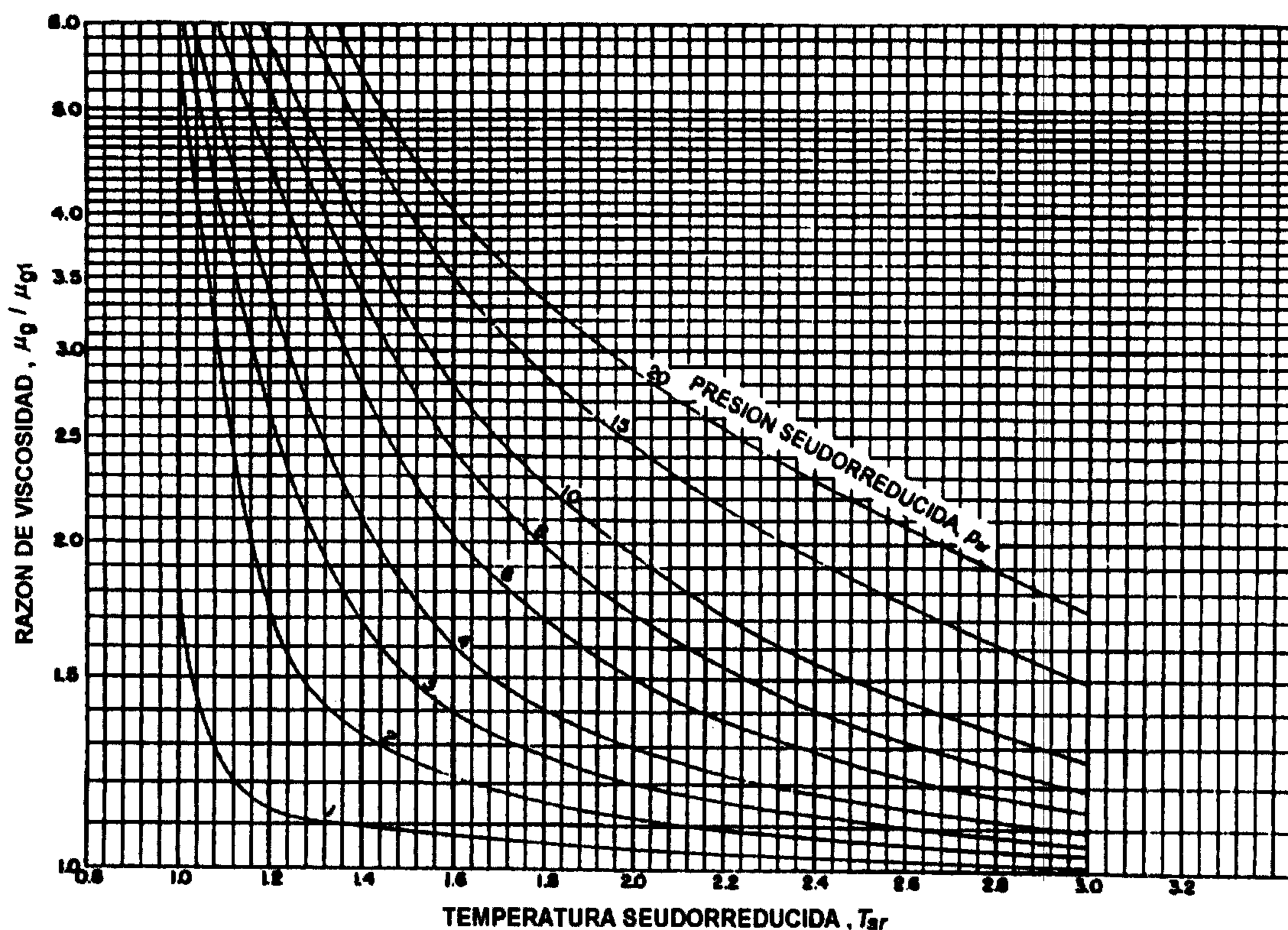


Fig. 1.15.- Correlación del cociente de viscosidad  $\mu_g / \mu_{g1}$  con presión y temperatura seudorreducidas (Ref. 30).

El cociente  $\mu_g / \mu_{g1}$  se puede calcular analíticamente mediante el siguiente ajuste presentado por Dempsey<sup>7,31</sup>:

$$\ln \left( \frac{\mu_g}{\mu_{g1}} T_{sr} \right) = a_0 + a_1 p_{sr} + a_2 p_{sr}^2 + a_3 p_{sr}^3 + T_{sr} (a_4 + a_5 p_{sr} + a_6 p_{sr}^2 + a_7 p_{sr}^3) + T_{sr}^2 (a_8 + a_9 p_{sr} + a_{10} p_{sr}^2 + a_{11} p_{sr}^3) + T_{sr}^3 (a_{12} + a_{13} p_{sr} + a_{14} p_{sr}^2 + a_{15} p_{sr}^3) \dots \dots \dots (1.106)$$

donde;

$a_0 = -2.46211820 \text{ E} + 00$	$a_8 = -7.93385684 \text{ E} - 01$
$a_1 = 2.97054714 \text{ E} + 00$	$a_9 = 1.39643306 \text{ E} + 00$
$a_2 = -2.86264054 \text{ E} - 01$	$a_{10} = -1.49144925 \text{ E} - 01$
$a_3 = 8.05420522 \text{ E} - 03$	$a_{11} = 4.41015512 \text{ E} - 03$
$a_4 = 2.80860949 \text{ E} + 00$	$a_{12} = 8.39387178 \text{ E} - 02$
$a_5 = -3.49803305 \text{ E} + 00$	$a_{13} = -1.86408848 \text{ E} - 01$
$a_6 = 3.60373020 \text{ E} - 01$	$a_{14} = 2.03367881 \text{ E} - 02$
$a_7 = -1.04432413 \text{ E} - 02$	$a_{15} = -6.09579263 \text{ E} - 04$
	( = -0.000609579263 )

El ajuste de Dempsey presenta buenos resultados cuando  $p_{sr}$  y  $T_{sr}$  están entre los siguientes intervalos:  $1.0 \leq p_{sr} \leq 20$  y  $1.2 \leq T_{sr} \leq 3.0$ .

**Correlación de Lee, A.L., González, M.H. y Eakin, B.E.<sup>32</sup>:**

Lee y Cols. midieron experimentalmente la viscosidad de 4 gases naturales con impurezas (CO<sub>2</sub>, N<sub>2</sub>) a temperaturas desde 100 hasta 340 °F y presiones desde 100 a 8.000 lpca. A partir de los datos experimentales obtuvieron la siguiente ecuación:

$$\mu_g = \frac{K \exp(X\rho_g^Y)}{10^4} \dots\dots\dots (1.107)$$

donde;

$$K = \frac{(9.4 + 0.02 M) T^{1.5}}{209 + 19 M + T}$$

$$X = 3.5 + \frac{986}{T} + 0.01 M$$

$$Y = 2.4 - 0.2 X$$

$$\rho_g = 1.4935 \times 10^{-3} \frac{pM}{zT}$$

- $\mu_g$  : Viscosidad del gas a  $p$  y  $T$ , cp.
- $\rho_g$  : Densidad del gas, grs/cc.
- $M$  : Peso molecular del gas ( $= 28.96 \gamma_g$ ), lbs/lb-mol
- $z$  : Factor de compresibilidad del gas, adim.
- $p$  : Presión, lpca.
- $T$  : Temperatura, °R

La Ec. (1.107) reprodujo los datos experimentales con una desviación estandar de 2.69% y una desviación máxima de 8.99%.

**Ejemplo 1.5:**

Utilizando las correlaciones de Carr, N.L., Kobayashi, R. y Burrows, D.B., y de Lee, A.L., González, M.H. y Eakin, B.E., determinar la viscosidad del gas cuya composición se presenta en la Tabla 1.3 a una presión de 3810 lpca. y temperatura de 194 °F.

**Solución:**

**Correlación de Carr, N.L., Kobayashi, R. y Burrows, D.B.**

De la Fig. 1.13 ó Ec. (1.101); la viscosidad del gas a 1 atm. y  $T$ , es:

$$\mu_{g1} = (1.709 \times 10^{-5} - 2.062 \times 10^{-6} \times 1.242)(194) + 8.188 \times 10^{-3} - 6.15 \times 10^{-3} \log(1.242)$$

$$\mu_{g1} = 0.01043 \text{ cp.}$$

De los cuadros insertos en la Fig. 1.13 ó Ecs. (1.102), (1.103) y (1.104), se obtienen las correcciones por N<sub>2</sub>, CO<sub>2</sub> y H<sub>2</sub>S:

$$C_{N_2} = 0.0051 (8.48 \times 10^{-3} \log(1.242) + 9.59 \times 10^{-3}) = 0.00005 \text{ cp.}$$

$$C_{CO_2} = 0.1101 (9.08 \times 10^{-3} \log(1.242) + 6.24 \times 10^{-3}) = 0.00078 \text{ cp.}$$

$$C_{H_2S} = 0.0491 (8.49 \times 10^{-3} \log(1.242) + 3.73 \times 10^{-3}) = 0.00022 \text{ cp.}$$

De la Ec. (1.100), la viscosidad del gas a 1 atm. y  $T$  corregida por N<sub>2</sub>, CO<sub>2</sub> y H<sub>2</sub>S, es:

$$\mu_{g1c} = 0.01043 + 0.00005 + 0.00078 + 0.00022 = 0.01148 \text{ cp.}$$

Del Ejemplo 1.2,  $p_{sr} = 5.60$  y  $T_{sr} = 1.35$ :

**Carlos Bánzer S.**

**PROPIEDADES FÍSICAS DEL GAS**

---

De la Fig. 1.14 ó Ec. (1.106), la viscosidad del gas a  $p$  y  $T$ :

$$\begin{aligned} \text{Ec. (1.106)} = & -2.46211820 + (2.97054714)(5.60) + (-2.86264054 \times 10^{-1})(5.60)^2 \\ & + (8.05420522 \times 10^{-3})(5.60)^3 + (1.35)[2.80860949 + (-3.49803305)(5.60) \\ & + (3.60373020 \times 10^{-1})(5.60)^2 + (-1.04432413 \times 10^{-2})(5.60)^3] \\ & + (1.35)^2[-7.93385684 \times 10^{-1} + (1.39643306)(5.60) \\ & + (-1.4914495 \times 10^{-1})(5.60)^2 + (4.41015512 \times 10^{-3})(5.60)^3] \\ & + (1.35)^3[8.39387178 \times 10^{-2} + (-1.86408848 \times 10^{-1})(5.60) \\ & + (2.03367881 \times 10^{-2})(5.60)^2 + (-6.09579263 \times 10^{-4})(5.60)^3] \end{aligned}$$

$$\ln\left(\frac{\mu_g}{\mu_{g1}} T_{sr}\right) = 1.37480$$

luego;

$$\frac{\mu_g}{\mu_{g1}} T_{sr} = \exp(1.37480) = 3.95429$$

Finalmente;

$$\mu_g = \frac{(3.95429)(0.01148)}{1.29} = 0.03363 \text{ cp.}$$

**Correlación de Lee, A.L., González, M.H. y Eakin, B.E.**

Del Ejemplo 1.2, para  $z = 0.78$  (Método de Standing, M.B. y Katz, D.L.):

$$\rho_g = 1.4935 \times 10^{-3} \frac{(3810)(35.969)}{(0.78)(654)} = 0.40122$$

$$K = \frac{(9.4 + 0.02 \times 35.969)(654)^{1.5}}{209 + (19)(35.969) + 654} = 109.44492$$

$$X = 3.5 + \frac{986}{654} + (0.01)(35.969) = 5.36734$$

$$Y = 2.4 - (0.2)(5.37) = 1.326$$

De la Ec. (1.107), la viscosidad del gas a  $p$  y  $T$ :

$$\mu_g = \frac{109.44492 \exp(5.36734 \times 0.40122^{1.326})}{10^4}$$

Finalmente;

$$\mu_g = 0.05475 \text{ cp.}$$

Un resumen de los resultados de  $\mu_g$  es como sigue:

Correlación	$\mu_g$ , cp.
Carr, N.L. y Cols.	0.03375
Lee, A.L. y Cols.	0.05475

**Densidad del Gas,  $\rho_g$ :**

La densidad del gas,  $\rho_g$  en lbs/pie<sup>3</sup>, puede determinarse aplicando la ley de los gases reales:

$$pV = nzRT \dots\dots\dots (1.108)$$

donde la constante  $R$  tiene un valor de 10.73 si las otras variables tienen las unidades de: lpca., pie<sup>3</sup>, lb-mol, °R. El número de moles puede ser expresado como:

$$n = \frac{m}{28.96\gamma_g} \dots\dots\dots (1.109)$$

Combinando estas ecuaciones y resolviendo para la densidad ( $m/V$ ):

$$\rho_g = \frac{m}{V} = \frac{(28.96)p\gamma_g}{(10.73)zT} = 2.70 \frac{p\gamma_g}{zT} \dots\dots\dots (1.110)$$

donde;

- $\rho_g$  : Densidad del gas a  $p$  y  $T$ , lbs/pie<sup>3</sup>
- $\gamma_g$  : Gravedad específica del gas, (aire = 1)
- $z$  : Factor de compresibilidad del gas, adim.
- $p$  : Presión, lpca.
- $T$  : Temperatura, °R

Otra manera de determinar  $\rho_g$ , es considerando la ley de la conservación de la masa para una cantidad dada de gas. Esto es:

$$(\rho_g V_g)_2 = (\rho_g V_g)_1 \dots\dots\dots (1.111)$$

lo cual indica que el cambio en densidad de condiciones de yacimiento ( 2 ) a condiciones normales ( 1 ), está dado por el cambio en volumen puesto que la masa permanece constante. De la igualdad anterior se tiene:

$$\rho_{g2} = \frac{\rho_{g1} V_{g1}}{V_{g2}} \dots\dots\dots (1.112)$$

Como el cambio en volumen está dado por el factor volumétrico del gas,  $B_g$ , la densidad del gas a  $p$  y  $T$  está dada por:

$$\rho_g = \frac{\rho_{g1}}{B_g} \dots\dots\dots (1.113)$$

donde el factor volumétrico del gas,  $B_g$ , en PCY/PCN.

La densidad del gas a condiciones normales,  $\rho_{g1}$  en lbs/pie<sup>3</sup>, está dada por:

$$\rho_{g1} = 0.0763 \gamma_g \dots\dots\dots (1.114)$$

Debe recordarse que si el gas contiene componentes no hidrocarburos (N<sub>2</sub>, CO<sub>2</sub>, etc.), estos deben ser considerados en el cálculo de  $z$ .

**Referencias:**

1. McCain, W.D., Jr.: *The Properties of Petroleum Fluids*, 2nd ed. Tulsa, OK: PennWell Books, 1990.
2. *Engineering Data Book*, Gas Processor Suppliers Association, GPSA, Ninth Edition, Tulsa (1972) Sec. 16.

3. Kay, W.B.: "Density of Hydrocarbon Gases and Vapors at High Temperature and Pressure," *Ind. Eng. Chem.* (Sept. 1936) **28**, 1014-1019.
4. Stewart, W.F., Burkhardt, S.F., and Voo, D.: "Prediction of Pseudocritical Parameters for Mixtures," paper presented at the AIChE Meeting, Kansas City, MO, May 18, 1959.
5. Sutton, R.P.: "Compressibility Factors for High-Molecular-Weight Reservoir Gases," paper SPE 14265 presented at the SPE 60th Annual Technical Conference and Exhibition, Las Vegas, NV, Sept. 22-25, 1985.
6. Brown, G.G., Katz, D.L., Oberfell, G.G., and Alden, R.C.: *Natural Gasoline and the Volatile Hydrocarbons*, Natural Gasoline Ass. of America, Tulsa (1948), 24-32.
7. Standing, M.B.: *Volumetric and Phase Behavior of Oil Field Hydrocarbon Systems*, SPE, Dallas (1977).
8. Mathews, T.A., Roland, C.H., and Katz, D.L.: "High Pressure Gas Measurement," *Proc.*, NGAA (1942) **41**.
9. Kessler, M.G. and Lee, B.I.: "Improve Prediction of Enthalpy of Fractions," *Hyd. Proc.* (March 1976) **55**, 153-158.
10. Whitson, C.H.: "Effect of Physical Properties Estimation on Equation-of-State Predictions," paper SPE 11200 presented at the 57th Annual Fall Technical Conference and Exhibition, New Orleans, LA, Sept. 26-29, 1982.
11. Standing, M.B. and Katz, D.L.: "Density of Natural Gases," *Trans.*, AIME (1942) **146**, 140-149.
12. Wichert, E. and Aziz, K.: "Compressibility Factor of Sour Natural Gases," *Can. J. Chem. Eng.* (Apr. 1971) **49**, 267-273.
13. Wichert, E. and Aziz, K.: "Calculate Z's for Sour Gases," *Hyd. Proc.* (May 1972) **51**, 119-122.
14. Sarem, A.M.: "Z-Factor Equation Developed for Use in Digital Computers," *Oil and Gas J.* (Sept. 18, 1961) **118**.
15. Papay, J.: "A Termeléstchnológiai Paraméterek Változása a Gástelepek Művelése Során," *OGIL Műsz, Tud, Kizl.*, Budapest (1968) 267-273.
16. Takacs, G.: "Comparisons Made for Computer Z-Factor Calculations," *Oil and Gas J.* (Dec. 20, 1976) 64-66.
17. Hall, K.R. and Yarborough, L.: "A New Equation of State for Z-Factor Calculations," *Oil and Gas J.* (June 18, 1973) 82-85, 90-92.
18. Yarborough, L. and Hall, K.R.: "How to Solve Equation of State for Z-Factors," *Oil and Gas J.* (Feb. 18, 1974) 86-88.
19. Carnahan, B., Luther, H.A., and Wilkes, J.O.: *Applied Numerical Methods*, John Wiley & Sons Inc., New York City (1969).
20. Brill, J.P. and Beggs, H.D., University of Tulsa: "Two-Phase Flow in Pipes," INTERCOMP Course, The Hague, 1974.
21. Dranchuk, P.M., Purvis, R.A., and Robinson, D.B.: "Computer Calculations of Natural Gas Compressibility Factors Using the Standing and Katz Correlation," Institute of Petroleum Technical Series, No. IP 74-008 (1974) 1-13.



22. Benedict, M., Webb, G.B., and Rubin, L.C.: "An Empirical Equation for Thermodynamics Properties of Light Hydrocarbons and Their Mixtures, I. Methane, Ethane, Propane and n-Butane," *J. Chem. Phys.* (April 1940) **8**, 334-345.
23. Katz, D.L., Cornell, D., Kobayashi, R., Poettman, F.H., Vary, J.A., Elenbaas, J.R., and Weinaug, C.F.: *Handbook of Natural Gas Engineering*, McGraw-Hill Book Co., Inc., New York City (1959).
24. Dranchuk, P.M. and Abou-Kassem, J.H.: "Calculation of Z-Factors for Natural Gases Using Equations of State," *J. Cdn. Pet. Tech.* (July-Sept., 1975) 34-36.
25. Starling, K.E.: *Fluid Thermodynamic Properties for Light Petroleum Systems*, Gulf Publishing Co., Houston (1973).
26. Gopal, V.N.: "Gas Z-Factor Equations Developed for Computer," *Oil and Gas J.* (Aug. 8, 1977) 58-60.
27. Dake, L.P.: *Fundamentals of Reservoir Engineering*, Elsevier, Amsterdam, 1978.
28. Trube, A.S.: "Compressibility of Natural Gases," *Trans.*, AIME (1957) **210**, 355-357.
29. Mattar, L., Brar, G.S., and Aziz, K.: "Compressibility of Natural Gases," *J. Cdn. Pet. Tech.* (Oct.-Dec., 1975) 77-80.
30. Carr, N.L., Kobayashi, R., and Burrows, D.B.: "Viscosity of Hydrocarbon Gases Under Pressure," *Trans.*, AIME (1954) **201**, 264-272.
31. Dempsey, J.R.: "Computer Routine Treats Gas Viscosity as a Variable," *Oil and Gas J.* (Aug. 16, 1965) 141.
32. Lee, A.L., González, M.H., and Eakin, B.E.: "The Viscosity of Natural Gases," *J. Pet. Tech.* (Aug. 1966), 997-1000.

# Propiedades Físicas del Petróleo

En esta sección se presenta una revisión de las propiedades físicas del petróleo (petróleos negros) y las correlaciones que se han desarrollado para su determinación.

Las correlaciones que se presentarán en esta sección han sido desarrolladas utilizando sistemas de crudos de varias regiones productoras. Estos crudos exhiben una tendencia regional en su composición química que los categoriza como: *parafínicos*, *nafténicos* o *aromáticos*.

Debido a estas diferencias en composición, las correlaciones desarrolladas a partir de muestras regionales de una base química predominante pueden generar resultados erróneos cuando se aplican a crudos de otras regiones. Por lo tanto, el uso efectivo de las correlaciones radica en el entendimiento de su desarrollo y en el conocimiento de sus limitaciones.

Dado que las correlaciones que se presentarán en esta sección, utilizan la gravedad específica,  $\gamma_o$ , o la gravedad API del petróleo,  $\gamma_{API}$ , es necesario definir estas propiedades.

## Gravedad Específica del Petróleo, $\gamma_o$ :

La gravedad específica del petróleo,  $\gamma_o$ , se define como la razón de la densidad del petróleo a la densidad del agua, ambas medidas a la misma presión y temperatura\*1:

$$\gamma_o = \frac{\rho_o}{\rho_w} \dots\dots\dots (2.1)$$

La gravedad específica (adimensional) normalmente es reportada como 60°/60°, esto significa que las densidades del petróleo y del agua fueron medidas a 60 °F y presión atmosférica.

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

$$\gamma_{API} = \frac{141.5}{\gamma_o} - 131.5 \dots\dots\dots (2.2)$$

Donde,  $\gamma_{API}$ , es la gravedad API del petróleo, °API, y  $\gamma_o$  la gravedad específica del petróleo a 60°/60°. Obsérvese que petróleos más livianos que el agua  $\gamma_o < 1.0$ , tienen  $\gamma_{API}$  mayor de 10, y más pesados que el agua tienen  $\gamma_{API}$  menor de 10. Al agua,  $\gamma_w = 1.0$ , le corresponde una  $\gamma_{API}$  de 10.

## Presión de Burbujeo, $p_b$ :

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

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

Carlos Bánzer S.

## CORRELACIONES NUMÉRICAS P.V.T.

Las siguientes correlaciones permiten determinar la presión de burbujeo o de saturación de un crudo cuando se conoce la razón gas en solución-petróleo, la gravedad del crudo, la gravedad específica del gas producido y la temperatura del yacimiento.

### Correlación de Standing, M.B.<sup>2,3</sup>:

Standing encontró una correlación entre el denominado factor de correlación,  $F$ , y la presión de burbujeo,  $p_b$ . La Fig. 2.1 presenta la correlación de estos factores<sup>2</sup>:

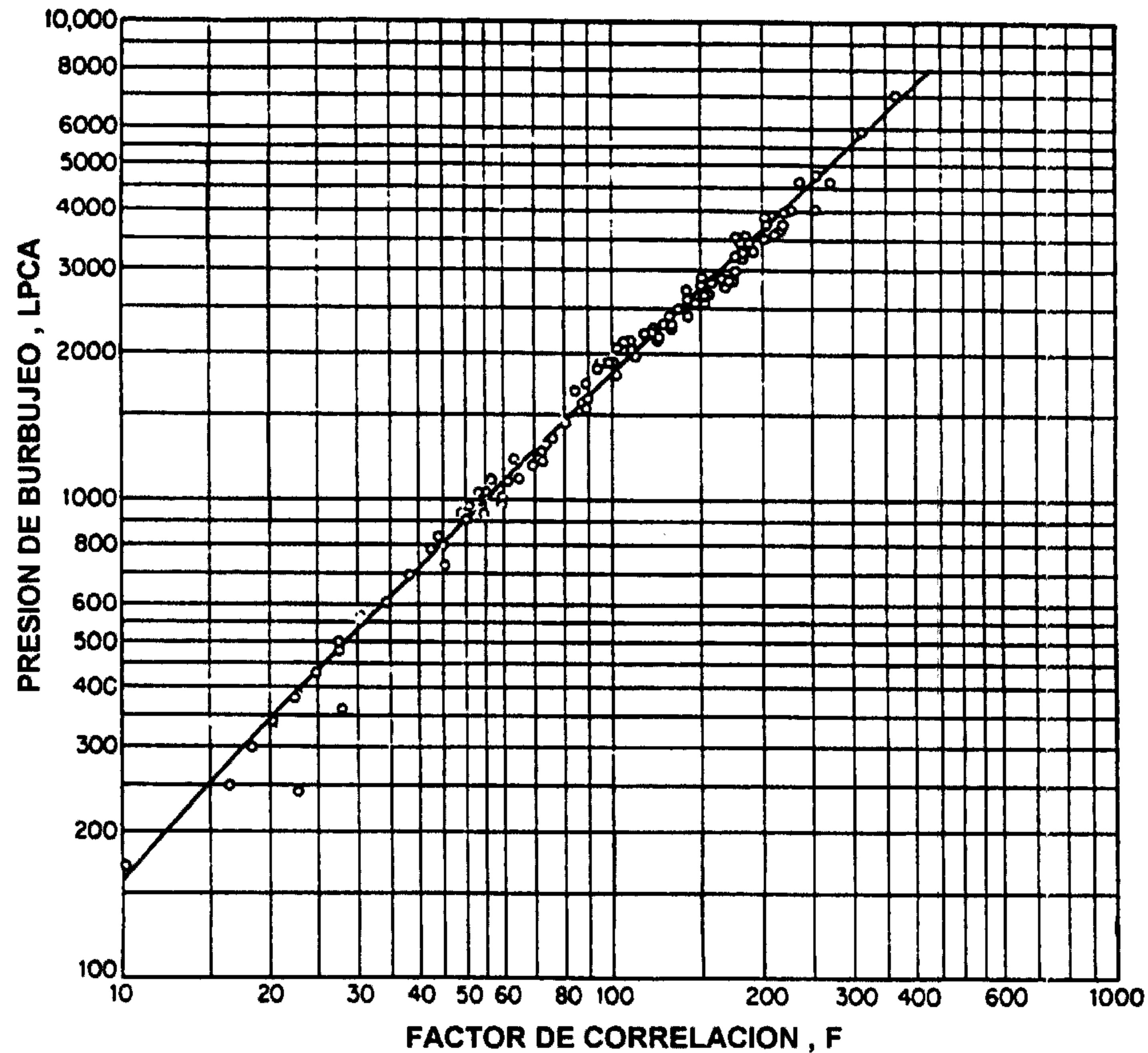


Fig. 2.1.- Correlación de Standing para la presión de burbujeo (Ref. 2).

La siguiente ecuación es un ajuste de la correlación gráfica de la Fig. 2.1<sup>3</sup>:

$$p_b = 18.2 [F - 1.4] \dots\dots\dots (2.3)$$

donde;

$$F = \left( \frac{R_{sb}}{\gamma_g} \right)^{0.83} 10^{(0.000917T - 0.0125\gamma_{API})} \dots\dots\dots (2.4)$$

- $p_b$  : Presión de burbujeo, lpc.a.
- $R_{sb}$  : Razón gas disuelto-petróleo a  $p \geq p_b$ , PCN/BN
- $T$  : Temperatura del yacimiento, °F
- $\gamma_g$  : Gravedad específica del gas, (aire = 1)
- $\gamma_{API}$  : Gravedad del petróleo, °API

Además, para facilitar los cálculos la ecuación fue llevada a un nomograma el cual se presenta en la Fig. 2.2.

**Carlos Bánzer S.**

## PROPIEDADES FÍSICAS DEL PETRÓLEO

### EJEMPLO

#### DETERMINAR:

La presión de burbujeo a 200 °F de un petróleo de 30 °API con una razón gas disuelto-petróleo de 350 PCN/BN, y una gravedad específica del gas de 0.75.

#### PROCEDIMIENTO:

Tal como lo indica la flecha, a partir del valor de 350 se sigue horizontalmente a la línea de 0.75 de gravedad del gas; verticalmente a la línea de 30 °API, horizontalmente a la línea de 200 °F y verticalmente se lee un valor de presión de burbujeo de 1930 lpc.

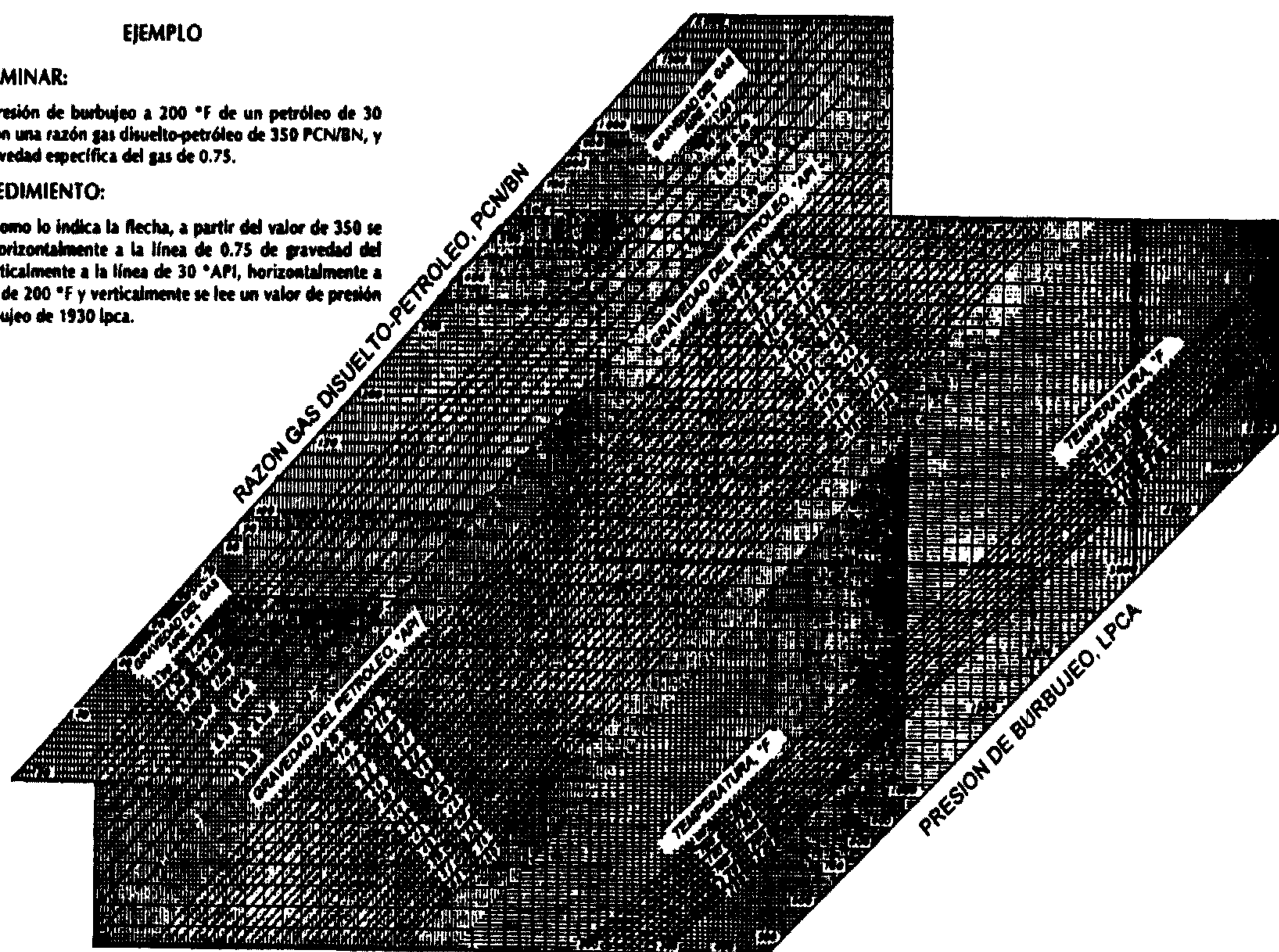


Fig. 2.2.- Determinación de la presión de burbujeo,  $p_b$ , de sistemas hidrocarburos por la correlación de Standing (Ref. 2).

Un total de 105 puntos de datos determinados experimentalmente de 22 mezclas diferentes de crudo/gas natural de California fueron utilizados en el desarrollo de esta correlación. Los gases presentes en las mezclas se encontraban libres de  $N_2$  y  $H_2S$ , pero el  $CO_2$  estaba presente en algunas muestras en concentraciones menores del 1% (% molar).

Todos los datos fueron obtenidos en el laboratorio mediante una liberación instantánea en dos etapas. La Tabla 2.1 presenta el rango de estos datos. El error promedio de la correlación cuando se aplicó a los datos utilizados en su desarrollo fue de 4.8% y 106 lpc.

**TABLA 2.1.- RANGO DE LOS DATOS  
PARA LA CORRELACION DE STANDING, M.B.**

Presión de burbujeo, lpc.	130 - 7000
Temperatura, °F	100 - 258
Factor volumétrico del petróleo, BY/BN	1.024 - 2.15
Razón gas disuelto-petróleo, PCN/BN	20 - 1425
Gravedad del petróleo, °API	16.5 - 63.8
Gravedad específica del gas, (aire = 1)	0.59 - 0.95
Presión del separador, lpc.	
Primera etapa	265 - 465
Segunda etapa	14.7
Temperatura del separador, °F	100

**Correlación de Lasater, J.A.4:**

Lasater encontró una correlación entre el denominado "factor de la presión de burbujeo" ( $p_b \gamma_g / T$ ), y la fracción molar de gas en el sistema,  $y_g$ . La Fig. 2.3 presenta la correlación de estos factores.

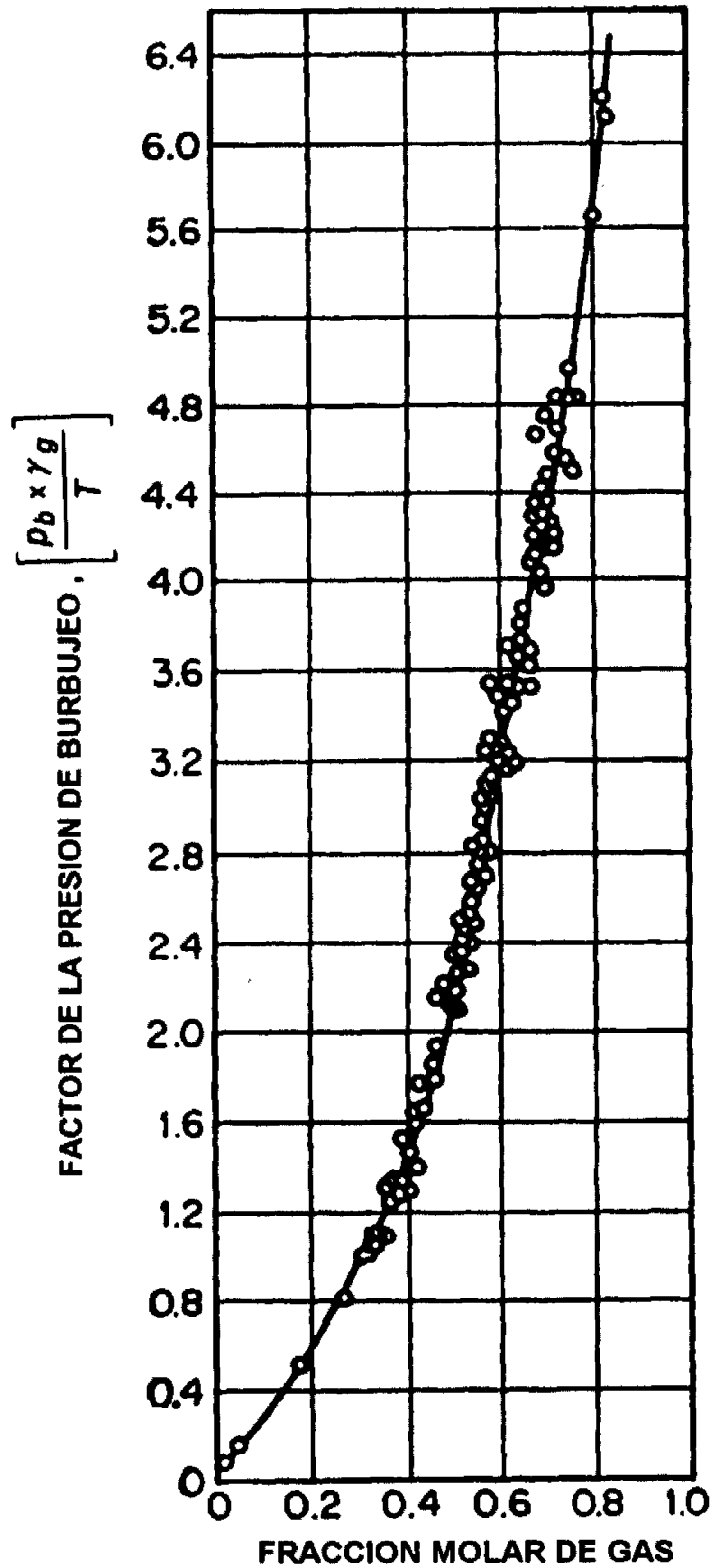


Fig. 2.3.- Factor de la presión de burbujeo en función de la fracción molar de gas en el sistema (Ref. 4).

Para el cálculo de  $y_g$ , se requiere conocer la razón gas disuelto-petróleo a  $p \geq p_b$ ,  $R_{sb}$ , la gravedad específica del petróleo,  $\gamma_o$ , y el peso molecular efectivo del petróleo,  $M_o$ , a condiciones normales. La siguiente ecuación permite determinar  $y_g$ :

$$y_g = \frac{\frac{R_{sb}}{379.3}}{\frac{R_{sb}}{379.3} + \frac{350\gamma_o}{M_o}} \dots\dots\dots (2.5)$$

Debido a que el peso molecular efectivo del petróleo,  $M_o$ , es una cantidad desconocida, Lasater relacionó el peso molecular efectivo a la gravedad API del petróleo. Esta relación se presenta en la Fig. 2.4.

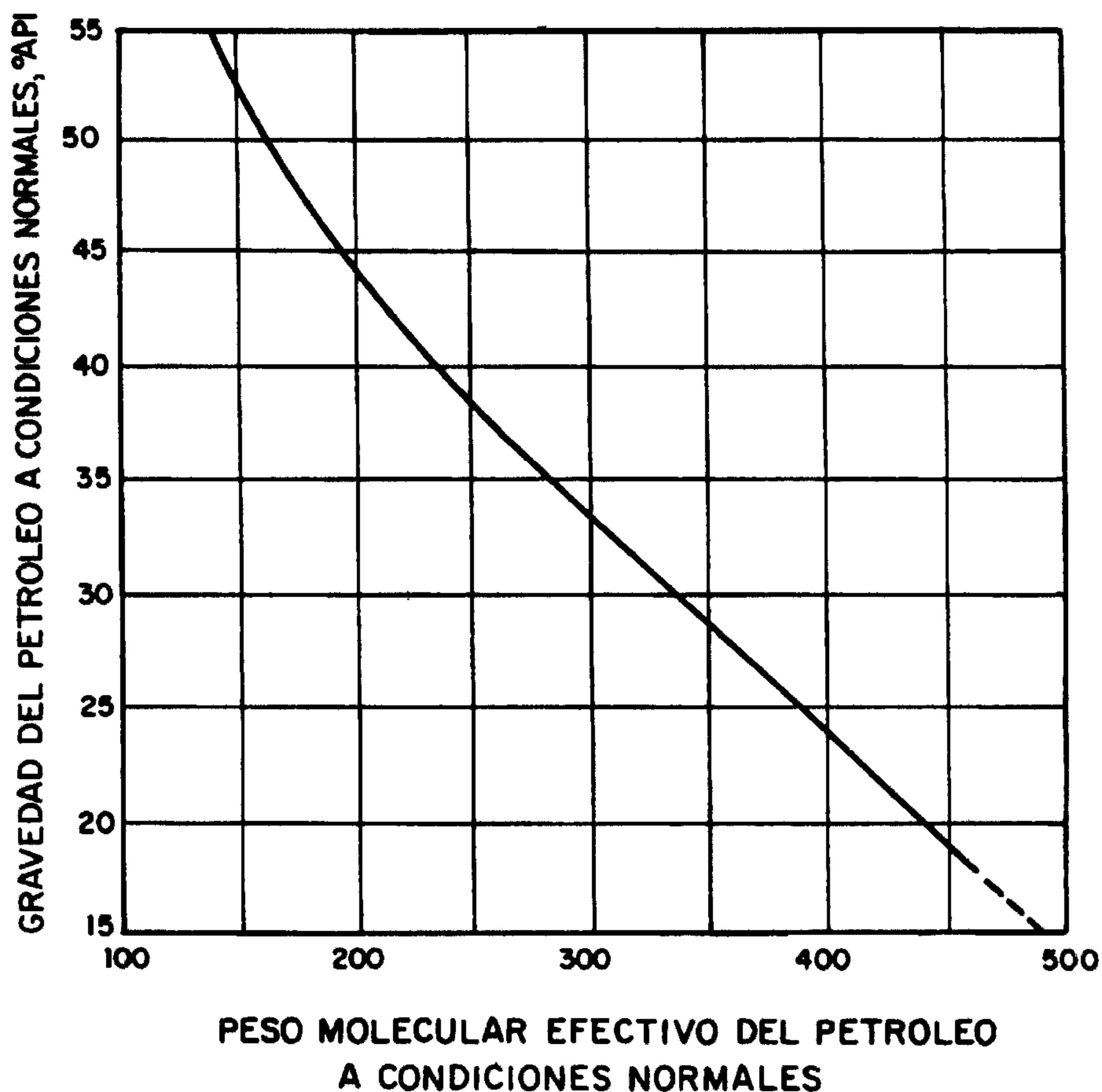


Fig. 2.4.- Peso molecular efectivo del petróleo en función de la gravedad API del petróleo (Ref. 4).

El procedimiento para determinar  $p_b$  utilizando las Figs. 2.3 y 2.4 es el siguiente:

1. Determinar el peso molecular efectivo del petróleo,  $M_o$ , a partir de la gravedad API del petróleo mediante la Fig. 2.4.
2. Calcular la fracción molar de gas en el sistema,  $y_g$ , mediante la Ec. (2.5).
3. Determinar el "factor de la presión de burbujeo",  $p_f = p_b \gamma_g / T$ , mediante la Fig. 2.3.
4. Calcular la presión de burbujeo  $p_b = p_f \cdot (T / \gamma_g)$ , donde  $T$  en °R.

Si se desea, se puede utilizar el nomograma presentado en la Fig. 2.5 el cual es una combinación de las Figs. 2.3 y 2.4.

En el desarrollo de esta correlación se utilizaron 158 mediciones experimentales de presiones de burbujeo obtenidas de 137 sistemas independientes de crudos de Canadá, oeste y centro de los Estados Unidos, y Sur América. Los gases asociados con estos crudos estaban esencialmente libres de componentes no hidrocarburos. La Tabla 2.2 presenta el rango de los datos utilizados en el desarrollo de la correlación. Lasater reporta un error promedio de 3.8% entre las presiones de burbujeo medidas y calculadas con la correlación.

Carlos Bánzer S.

## CORRELACIONES NUMÉRICAS P.V.T.

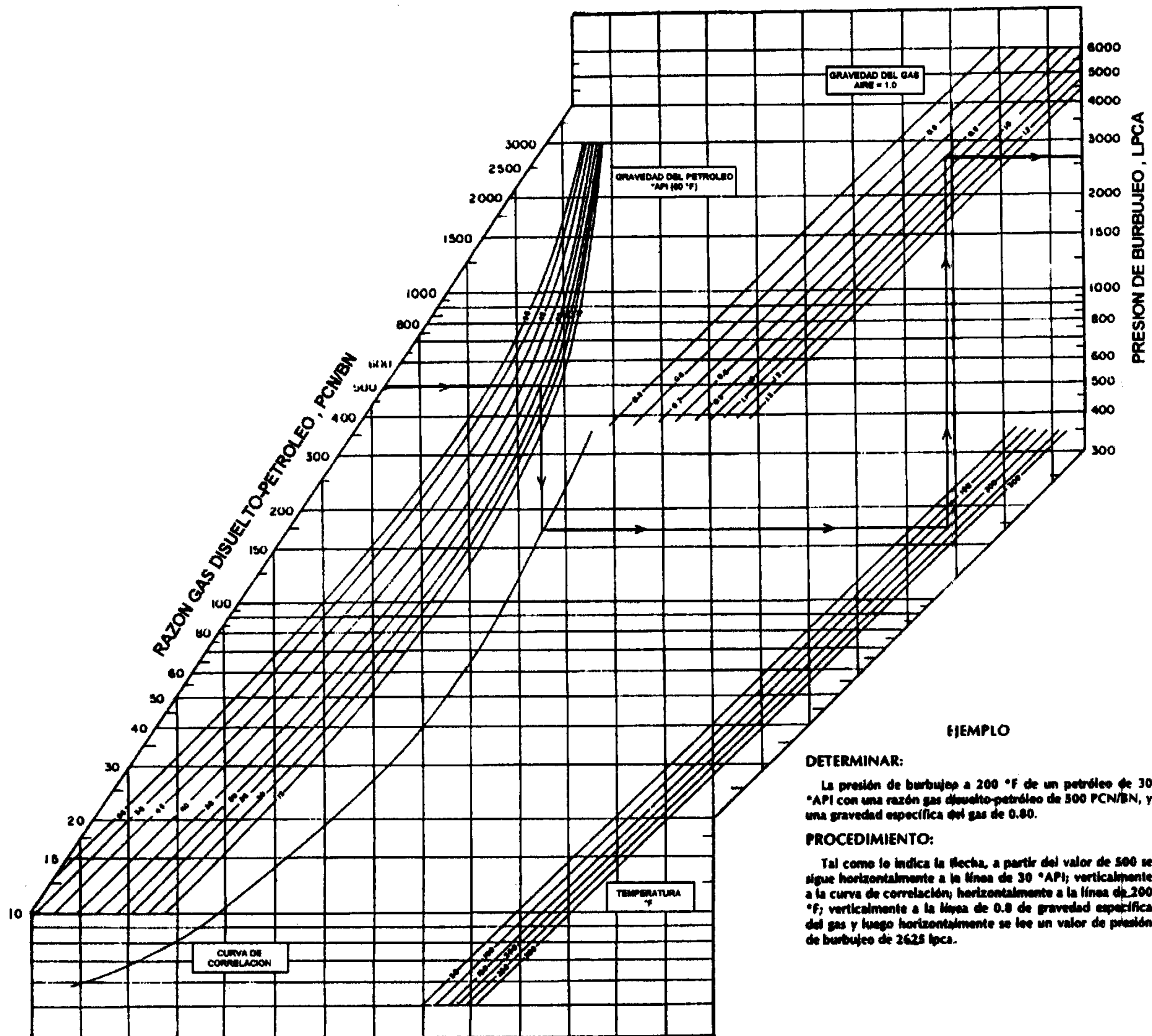


Fig. 2.5.- Determinación de la presión de burbujeo,  $p_b$ , de sistemas hidrocarburos por la correlación de Lasater (Ref. 4).

**TABLA 2.2.- RANGO DE LOS DATOS  
PARA LA CORRELACION DE LASATER, J.A.**

Presión de burbujeo, lpc.	48 - 5780
Temperatura, °F	82 - 272
Razón gas disuelto-petróleo, PCN/BN	3 - 2905
Gravedad del petróleo, °API	17.9 - 51.1
Gravedad específica del gas, (aire = 1)	0.574 - 1.233
Presión del separador, lpc.	
Primera etapa	15 - 605
Segunda etapa	-
Temperatura del separador, °F	34 - 106

## PROPIEDADES FÍSICAS DEL PETRÓLEO

Las siguientes ecuaciones desarrolladas por Beggs<sup>5</sup> pueden ser utilizadas en lugar de las Figs. 2.3 y 2.4.

**Fig. 2.3:**

Para  $y_g \leq 0.60$ :

$$\frac{p_b \gamma_g}{T} = 0.679 \exp(2.786 y_g) - 0.323 \dots\dots\dots (2.6)$$

Para  $y_g > 0.60$ :

$$\frac{p_b \gamma_g}{T} = 8.26 y_g^{3.56} + 1.95 \dots\dots\dots (2.7)$$

donde  $T$  en °R.

**Fig. 2.4:**

Para  $\gamma_{API} \leq 40$ :

$$M_o = 630 - 10 \gamma_{API} \dots\dots\dots (2.8)$$

Para  $\gamma_{API} > 40$ :

$$M_o = 73110 \gamma_{API}^{-1.562} \dots\dots\dots (2.9)$$

**Correlación de Vázquez, M.E. y Beggs, H.D.<sup>6</sup>:**

La correlación es la siguiente:

$$p_b = \left[ \frac{R_{sb}}{C_1 \gamma_{gc} \exp\left(\frac{C_3 \gamma_{API}}{T + 460}\right)} \right]^{\frac{1}{C_2}} \dots\dots\dots (2.10)$$

donde;

- $p_b$  : Presión de burbujeo, lpc.a.
- $R_{sb}$  : Razón gas disuelto-petróleo a  $p \geq p_b$ , PCN/BN
- $T$  : Temperatura del yacimiento, °F
- $\gamma_{gc}$  : Gravedad específica del gas corregida a 100 lpcm., (aire = 1)
- $\gamma_{API}$  : Gravedad del petróleo, °API

Un total de 6004 puntos de datos fueron utilizados en el desarrollo de esta correlación. Los datos fueron separados en dos grupos debido a la volatilidad de los crudos. El primer grupo contenía crudos con gravedades  $\leq 30$  °API, y el segundo crudos con gravedades  $> 30$  °API. La Tabla 2.3 presenta los valores de las constantes  $C_1$ ,  $C_2$  y  $C_3$  de acuerdo a la gravedad API del crudo. La Tabla 2.4 presenta el número de datos y el rango de los datos para cada grupo.

TABLA 2.3.- VALORES DE LAS CONSTANTES $C_1$ , $C_2$ , $C_3$			
	$C_1$	$C_2$	$C_3$
$\gamma_{API} \leq 30$	0.0362	1.0937	25.724
$\gamma_{API} > 30$	0.0178	1.1870	23.931

Carlos Bánzer S.



**TABLA 2.4.- RANGO DE LOS DATOS  
PARA LA CORRELACION DE VAZQUEZ, M.E. Y BEGGS, H.D.**

	$\gamma_{API} \leq 30$	$\gamma_{API} > 30$
Número de puntos de datos	1141	4863
Presión de burbujeo, lpca.	15 - 4572	15 - 6055
Temperatura promedio, °F	162	180
Factor volumétrico del petróleo, BY/BN	1.042 - 1.545	1.028 - 2.226
Razón gas disuelto-petróleo, PCN/BN	0 - 831	0 - 2199
Gravedad del petróleo, °API	5.3 - 30	30.6 - 59.5
Gravedad específica del gas, (aire = 1)	0.511 - 1.351	0.53 - 1.259

Debido a que la gravedad del gas depende de las condiciones bajo las cuales el gas es separado del petróleo, Vázquez y Beggs desarrollaron una correlación para normalizar la gravedad del gas a una presión de separación de 100 lpca. (114.7 lpca). Esta presión fue tomada como representativa de las condiciones promedio de separación en el campo. La gravedad específica del gas obtenida de la correlación debe ser utilizada en las correlaciones desarrolladas por Vázquez y Beggs. La correlación es la siguiente:

$$\gamma_{gc} = \gamma_g \cdot \left[ 1 + 5.912 \times 10^{-5} \gamma_{API} T_{sp} \log \left( \frac{P_{sp}}{114.7} \right) \right] \dots\dots\dots (2.11)$$

donde;

- $\gamma_{gc}$  : Gravedad específica del gas corregida a 100 lpca., (aire = 1)
- $\gamma_g$  : Gravedad específica del gas sin corregir, (aire = 1)
- $\gamma_{API}$  : Gravedad del petróleo, °API
- $P_{sp}$  : Presión del separador, lpca.
- $T_{sp}$  : Temperatura del separador, °F

Un total de 124 puntos de datos obtenidos de 27 crudos diferentes fueron utilizados en el desarrollo de esta correlación, la cual reporta un error promedio de -0.545%. La Tabla 2.5 presenta el rango de los datos utilizados en su desarrollo.

**Nota:** Si  $P_{sp}$  y  $T_{sp}$  son desconocidas, la gravedad específica del gas sin corregir,  $\gamma_g$ , debe ser utilizada en las correlaciones desarrolladas por Vázquez y Beggs.

**TABLA 2.5.- RANGO DE LOS DATOS PARA LA Ec. (2.11)**

Presión del separador, lpca.	60 - 565
Temperatura del separador, °F	76 - 150
Gravedad del petróleo, °API	17 - 45
Gravedad específica del gas, (aire = 1)	0.58 - 1.2

**Correlación de Glaso, O.<sup>7</sup>:**

La correlación es la siguiente:

$$p_b = 10^{[1.7669 + 1.7447 \log f - 0.30218 (\log f)^2]} \dots\dots\dots (2.12)$$

donde;

**Carlos Bánzer S.**

**PROPIEDADES FÍSICAS DEL PETRÓLEO**

$$F = \left( \frac{R_{sb}}{\gamma_g} \right)^{0.816} \frac{T^{0.172}}{\gamma_{API}^{0.989}} \dots\dots\dots (2.13)$$

- $p_b$  : Presión de burbujeo, lpca.
- $R_{sb}$  : Razón gas disuelto-petróleo a  $p \geq p_b$ , PCN/BN
- $T$  : Temperatura del yacimiento, °F
- $\gamma_g$  : Gravedad específica del gas, (aire = 1)
- $\gamma_{API}$  : Gravedad del petróleo, °API

Un total de 45 muestras de crudos la mayoría de la región del Mar del Norte fueron utilizadas en el desarrollo de esta correlación. La Tabla 2.6 presenta el rango de los datos utilizados en su desarrollo. Glaso reporta un error promedio de 1.28% con una desviación estandar de 6.98% para la correlación.

TABLA 2.6.- RANGO DE LOS DATOS PARA LA CORRELACION DE GLASO, O.	
Presión de burbujeo, lpca.	165 - 7142
Temperatura, °F	80 - 280
Factor volumétrico del petróleo, BY/BN	1.025 - 2.588
Razón gas disuelto-petróleo, PCN/BN	90 - 2637
Gravedad del petróleo, °API	22.3 - 48.1
Gravedad específica del gas, (aire = 1)	0.65 - 1.276
Presión del separador, lpca.	
Primera etapa	415
Segunda etapa	15
Temperatura del separador, °F	125

Adicionalmente, Glaso desarrolló las siguientes ecuaciones para corregir la presión de burbujeo por efectos de gases no-hidrocarburos: N<sub>2</sub>, CO<sub>2</sub> y/o H<sub>2</sub>S.

$$C_{N_2} = 1.0 + [(-2.65 \times 10^{-4} \gamma_{API} + 5.5 \times 10^{-3}) T + (0.0931 \gamma_{API} - 0.8295)] y_{N_2} + [(1.954 \times 10^{-11} \gamma_{API}^{4.699}) T + (0.027 \gamma_{API} - 2.366)] y_{N_2}^2 \dots\dots\dots (2.14)$$

$$C_{CO_2} = 1.0 - 693.8 y_{CO_2} T^{-1.553} \dots\dots\dots (2.15)$$

$$C_{H_2S} = 1.0 - (0.9035 + 0.0015 \gamma_{API}) y_{H_2S} + 0.019 (45 - \gamma_{API}) y_{H_2S}^2 \dots\dots\dots (2.16)$$

donde,  $T$  en °F y  $y_{N_2}$ ,  $y_{CO_2}$  y  $y_{H_2S}$  las fracciones molares de N<sub>2</sub>, CO<sub>2</sub> y H<sub>2</sub>S en los gases de superficie.

En una publicación anterior, Jacobsen<sup>8</sup> desarrolló la siguiente ecuación para corregir la presión de burbujeo por efectos del N<sub>2</sub>.

$$C_{N_2} = 15.85 + 286 y_{N_2} - 0.107 T \dots\dots\dots (2.17)$$

donde,  $T$  en °F y  $y_{N_2}$  la fracción molar de N<sub>2</sub> en los gases de superficie.

Esta correlación fue desarrollada con crudos Canadienses y la intención fue de utilizarla con la correlación de Standing<sup>3</sup>.

**CORRELACIONES NUMÉRICAS P.V.T.**

Estas correcciones son simplemente factores de multiplicación aplicados a la presión de burbujeo calculada, por lo tanto, cualquier factor de corrección puede ser utilizado con cualquier correlación de  $p_b$ , esto es:

$$p_{bC_{N_2}} = C_{N_2} p_b$$

$$p_{bC_{CO_2}} = C_{CO_2} p_b$$

$$p_{bC_{H_2S}} = C_{H_2S} p_b$$

De acuerdo a Ostermann y Cols.<sup>9</sup>, estas correcciones son necesarias, despreciar su uso puede resultar en errores del 30% o más en la estimación de la presión de burbujeo.

**Correlación de la TOTAL, C.F.P.<sup>10</sup>:**

La correlación es la siguiente:

$$p_b = C_1 \left( \frac{R_{sb}}{\gamma_g} \right)^{C_2} 10^{(C_3 T - C_4 \gamma_{API})} \dots\dots\dots (2.18)$$

donde;

- $p_b$  : Presión de burbujeo, lpca.
- $R_{sb}$  : Razón gas disuelto-petróleo a  $p \geq p_b$ , PCN/BN
- $T$  : Temperatura del yacimiento, °F
- $\gamma_g$  : Gravedad específica del gas, (aire = 1)
- $\gamma_{API}$  : Gravedad del petróleo, °API

Esta correlación fue obtenida a partir de 336 análisis PVT de crudos del Oriente de Venezuela. El análisis estadístico mostró que el 86.5% de 289 valores de  $p_b$  calculados con la correlación, presentaron un error menor del 20% en comparación con los valores experimentales. La Tabla 2.7 presenta los valores de las constantes  $C_1$ ,  $C_2$ ,  $C_3$  y  $C_4$  de acuerdo a la gravedad API del crudo.

TABLA 2.7.- VALORES DE LAS CONSTANTES $C_1, C_2, C_3, C_4$				
	$C_1$	$C_2$	$C_3$	$C_4$
$\gamma_{API} \leq 10$	12.847	0.9636	0.000993	0.034170
$10 < \gamma_{API} \leq 35$	25.2755	0.7617	0.000835	0.011292
$35 < \gamma_{API} \leq 45$	216.4711	0.6922	-0.000427	0.023140

**Correlación de Al-Marhoun, M.A.<sup>11</sup>:**

La correlación es la siguiente:

$$p_b = 5.38088 \times 10^{-3} R_{sb}^{0.715082} \gamma_g^{-1.87784} \gamma_o^{3.1437} T^{1.32657} \dots\dots\dots (2.19)$$

donde;

- $p_b$  : Presión de burbujeo, lpca.
- $R_{sb}$  : Razón gas disuelto-petróleo a  $p \geq p_b$ , PCN/BN
- $T$  : Temperatura del yacimiento, °R
- $\gamma_g$  : Gravedad específica del gas, (aire = 1)
- $\gamma_o$  : Gravedad específica del petróleo, (agua = 1)

## PROPIEDADES FÍSICAS DEL PETRÓLEO

Un total de 160 puntos de datos determinados experimentalmente de 69 análisis PVT de crudos del Medio Oriente fueron utilizados en el desarrollo de esta correlación. La Tabla 2.8 presenta el rango de estos datos. Al-Marhoun reporta un error promedio relativo de 0.03% con una desviación estandar de 4.536% entre las presiones de burbujeo medidas y calculadas con la correlación.

**TABLA 2.8.- RANGO DE LOS DATOS  
PARA LA CORRELACION DE AL-MARHOUN, M.A.**

Presión de burbujeo, lpca.	20 - 3573
Temperatura, °F	74 - 240
Factor volumétrico del petróleo, BY/BN	1.032 - 1.997
Factor volumétrico total, BY/BN	1.032 - 6.982
Razón gas disuelto-petróleo, PCN/BN	26 - 1602
Gravedad del petróleo, °API	19.4 - 44.6
Gravedad específica del gas, (aire = 1)	0.752 - 1.367
N <sub>2</sub> en gases de superficie, % molar	0.0 - 3.89
CO <sub>2</sub> en gases de superficie, % molar	0.0 - 16.38
H <sub>2</sub> S en gases de superficie, % molar	0.0 - 16.13

### Correlación de Dokla, M.E. y Osman, M.E.<sup>12</sup>:

La correlación es la siguiente:

$$p_b = 0.836386 \times 10^4 R_{sb}^{0.724047} \gamma_g^{-1.01049} \gamma_o^{0.107991} T^{-0.952584} \dots\dots\dots (2.20)$$

donde;

- $p_b$  : Presión de burbujeo, lpca.
- $R_{sb}$  : Razón gas disuelto-petróleo a  $p \geq p_b$ , PCN/BN
- $T$  : Temperatura del yacimiento, °R
- $\gamma_g$  : Gravedad específica del gas, (aire = 1)
- $\gamma_o$  : Gravedad específica del petróleo, (agua = 1)

En el desarrollo de esta correlación se utilizaron 51 análisis PVT de crudos de los Emiratos Arabes Unidos. La Tabla 2.9 presenta el rango de los datos utilizados. Dokla y Osman reportan un error promedio relativo de 0.45% con una desviación estandar de 10.378% entre las presiones de burbujeo medidas y calculadas con la correlación.

**TABLA 2.9.- RANGO DE LOS DATOS  
PARA LA CORRELACION DE DOKLA, M.E. Y OSMAN, M.E.**

Presión de burbujeo, lpca.	590 - 4640
Temperatura, °F	190 - 275
Factor volumétrico del petróleo, BY/BN	1.216 - 2.493
Razón gas disuelto-petróleo, PCN/BN	81 - 2266
Gravedad especí. del petróleo, (agua = 1)	0.8236 - 0.886
Gravedad específica del gas, (aire = 1)	0.789 - 1.290
N <sub>2</sub> en gases de superficie, % molar	0.1 - 1.85
CO <sub>2</sub> en gases de superficie, % molar	0.37 - 8.9
H <sub>2</sub> S en gases de superficie, % molar	0.0 - 6.02

**CORRELACIONES NUMÉRICAS P.V.T.**

**Correlación de Petrosky, G.E., Jr. y Farshad, F.F.<sup>13</sup>:**

La correlación es la siguiente:

$$p_b = 112.727 [F - 12.34] \dots\dots\dots (2.21)$$

donde;

$$F = \frac{R_{sb}^{0.5774}}{\gamma_g^{0.8439}} 10^{(4.561 \times 10^{-3} T^{1.3911} - 7.916 \times 10^{-4} \gamma_{API}^{1.541})} \dots\dots\dots (2.22)$$

- $p_b$  : Presión de burbujeo, lpca.
- $R_{sb}$  : Razón gas disuelto-petróleo a  $p \geq p_b$ , PCN/BN
- $T$  : Temperatura del yacimiento, °F
- $\gamma_g$  : Gravedad específica del gas, (aire = 1)
- $\gamma_{API}$  : Gravedad del petróleo, °API

Un total de 81 análisis PVT de crudos del Golfo de México fueron utilizados en el desarrollo de esta correlación. La Tabla 2.10 presenta el rango de los datos utilizados en su desarrollo. Petrosky y Farshad reportan un error promedio relativo de -0.17% con una desviación estandar de 4.18% para la correlación.

TABLA 2.10.- RANGO DE LOS DATOS PARA LA CORRELACION DE PETROSKY, G.E., Jr. Y FARSHAD, F.F.	
Presión, lpca.	1700 - 10692
Presión de burbujeo, lpca.	1574 - 6523
Temperatura, °F	114 - 288
Factor volumétrico del petróleo, BY/BN	1.1178 - 1.6229
Razón gas disuelto-petróleo, PCN/BN	217 - 1406
Gravedad específica del gas, (aire = 1)	0.5781 - 0.8519
Gravedad del petróleo, °API	16.3 - 45.0
Compresibilidad del petróleo $\times 10^{-6}$ , lpc <sup>-1</sup>	3.507 - 24.64
N <sub>2</sub> en gases de superficie, % molar	0.0 - 3.72
CO <sub>2</sub> en gases de superficie, % molar	0.0 - 0.79

**Correlación de Kartoatmodjo, T. y Schmidt, Z.<sup>14</sup>:**

La correlación es la siguiente:

$$p_b = \left[ \frac{R_{sb}}{C_1 \gamma_{gc}^{C_2} 10^{\left(\frac{C_3 \gamma_{API}}{T+460}\right)}} \right]^{C_4} \dots\dots\dots (2.23)$$

donde;

- $p_b$  : Presión de burbujeo, lpca.
- $R_{sb}$  : Razón gas disuelto-petróleo a  $p \geq p_b$ , PCN/BN
- $T$  : Temperatura del yacimiento, °F
- $\gamma_{gc}$  : Gravedad específica del gas corregida a 100 lpcm., (aire = 1)
- $\gamma_{API}$  : Gravedad del petróleo, °API

Un total de 5392 puntos de datos obtenidos de 740 muestras diferentes de crudos del Sud-Este de Asia (Indonesia), Norte América, Medio Oriente y América Latina fueron

**PROPIEDADES FÍSICAS DEL PETRÓLEO**

utilizados en el desarrollo de esta correlación. Los datos fueron separados en dos grupos debido a la volatilidad de los crudos. El primer grupo contenía crudos con gravedades  $\leq 30$  °API, y el segundo crudos con gravedades  $> 30$  °API. La Tabla 2.11 presenta los valores de las constantes  $C_1$ ,  $C_2$ ,  $C_3$  y  $C_4$  de acuerdo a la gravedad API del crudo. La Tabla 2.12 presenta el rango de los datos utilizados en el desarrollo de la correlación. Kartoatmodjo y Schmidt reportan un error promedio relativo de 3.34032% con una desviación estandar de 263.08% para la correlación.

TABLA 2.11.- VALORES DE LAS CONSTANTES $C_1$ , $C_2$ , $C_3$ , $C_4$				
	$C_1$	$C_2$	$C_3$	$C_4$
$\gamma_{API} \leq 30$	0.05958	0.7972	13.1405	0.9986
$\gamma_{API} > 30$	0.03150	0.7587	11.2895	0.9143

TABLA 2.12.- RANGO DE LOS DATOS PARA LA CORRELACION DE KARTOATMODJO, T. Y SCHMIDT, Z.	
Presión de burbujeo, lpca.	14.7 - 6054.7
Temperatura, °F	75 - 320
Factor volumétrico del petróleo, BY/BN	1.007 - 2.144
Razón gas disuelto-petróleo, PCN/BN	0.0 - 2890
Gravedad del petróleo, °API	14.4 - 58.9
Gravedad específica del gas, (aire = 1)	0.379 - 1.709

Al igual que Vázquez y Beggs<sup>6</sup>, Kartoatmodjo y Schmidt desarrollaron la siguiente correlación para corregir la gravedad específica del gas a una presión de separación de 100 lpcm. (114.7 lpca):

$$\gamma_{gc} = \gamma_g \cdot \left[ 1 + 0.1595 \gamma_{API}^{0.4078} T_{sp}^{-0.2466} \log\left(\frac{P_{sp}}{114.7}\right) \right] \dots\dots\dots (2.24)$$

donde;

- $\gamma_{gc}$  : Gravedad específica del gas corregida a 100 lpcm., (aire = 1)
- $\gamma_g$  : Gravedad específica del gas sin corregir, (aire = 1)
- $\gamma_{API}$  : Gravedad del petróleo, °API
- $P_{sp}$  : Presión del separador, lpca.
- $T_{sp}$  : Temperatura del separador, °F

Un total de 208 puntos de datos fueron utilizados en el desarrollo de esta correlación y reporta un error promedio relativo de -0.5524% . La Tabla 2.13 presenta el rango de los datos utilizados en su desarrollo.

TABLA 2.13.- RANGO DE LOS DATOS PARA LA Ec. (2.24)	
Presión del separador, lpca.	14.7 - 514.7
Temperatura del separador, °F	65 - 186
Gravedad del petróleo, °API	14.4 - 58.9
Gravedad específica del gas, (aire = 1)	0.379 - 1.709

**Ejemplo 2.1:**

En una prueba de producción, un pozo produjo 700 B/D con un estrangulador de 1/8" y una razón gas-petróleo de 675 PCN/BN con un separador operando a 100 lpca. y 85 °F. La gravedad del petróleo es 31 °API, la gravedad específica del gas producido del separador es 0.95 y la temperatura de fondo, determinada de registros eléctricos es 180 °F. El gas liberado del separador contenía 20% (% molar) de CO<sub>2</sub> y 10% (% molar) de H<sub>2</sub>S.

Existe una pequeña capa de gas pero el pozo está produciendo de la zona de petróleo. Determinar la presión de saturación del petróleo utilizando las correlaciones de Standing, M.B., Lasater, J.A., Vázquez, M.E. y Beggs, H.D., Glaso, O., TOTAL. C.F.P., Al-Marhoun, M.A., Dokla, M.E. y Osman, M.E., Petrosky, G.E., Jr. y Farshad, F.F., y de Kartoatmodjo, T. y Schmidt, Z.

**Solución:**

**Correcciones por CO<sub>2</sub> y H<sub>2</sub>S**

De las Ecs. (2.15) y (2.16):

$$C_{CO_2} = 1.0 - (693.8)(0.20)(180)^{-1.553} = 0.956$$

$$C_{H_2S} = 1.0 - [0.9035 + (0.0015)(31)](0.10) + (0.019)(45 - 31)(0.10)^2 = 0.902$$

**Correlación de Standing, M.B.**

De las Ecs. (2.3) y (2.4):

$$F = \left( \frac{675}{0.95} \right)^{0.83} 10^{(0.00091 \times 180 - 0.0125 \times 31)} = 139.03097$$

$$p_s = 18.2 [139.03097 - 1.4]$$

$$p_s = 2505 \text{ lpca.}$$

Corrección de  $p_s$  por CO<sub>2</sub> y H<sub>2</sub>S:

$$p_{sC} = (2505)(0.956)(0.902) = 2160 \text{ lpca.}$$

**Correlación de Lasater, J.A.**

De la Fig. 2.4 ó Ec. (2.8):

$$M_o = 630 - (10)(31) = 320$$

De la Ec. (2.5):

$$y_g = 0.651 > 0.60$$

De la Fig. 2.3 ó Ec. (2.7):

$$\frac{p\gamma_g}{T} = (8.26)(0.651)^{3.56} + 1.95 = 3.742$$

Finalmente;

$$p_s = (3.742) \left( \frac{180 + 460}{0.95} \right)$$

$$p_s = 2521 \text{ lpca.}$$

$$p_{sC} = (2521)(0.956)(0.902) = 2174 \text{ lpca.}$$

**Carlos Bánzer S.**

**Correlación de Vázquez, M.E. y Beggs, H.D.**

De la Ec. (2.11):

$$\gamma_{gc} = (0.95) \left[ 1 + (5.912 \times 10^{-5})(31)(85) \log\left(\frac{100}{114.7}\right) \right] = 0.941 \text{ (aire = 1)}$$

De la Ec. (2.10):

De la Tabla 2.3:  $C_1 = 0.0178$ ,  $C_2 = 1.187$ ,  $C_3 = 23.931$

$$p_s = \left[ \frac{675}{(0.0178)(0.941) \exp\left(\frac{23.931 \times 31}{180 + 460}\right)} \right]^{1.187}$$

$$p_s = 2855 \text{ lpca.}$$

$$p_{sc} = (2855)(0.956)(0.902) = 2462 \text{ lpca.}$$

**Correlación de Glaso, O.**

De las Ecs. (2.12) y (2.13):

$$F = \left(\frac{675}{0.95}\right)^{0.816} \frac{10^{0.172}}{31^{0.989}} = 17.37159$$

$$p_s = 10^{[1.7669 + 1.7447 \log(17.37159) - 0.30218 (\log(17.37159))^2]}$$

$$p_s = 2921 \text{ lpca.}$$

$$p_{sc} = (2921)(0.956)(0.902) = 2519 \text{ lpca.}$$

**Correlación de la TOTAL, C.F.P.**

De la Ec. (2.18):

De la Tabla 2.7:  $C_1 = 25.2755$ ,  $C_2 = 0.7617$ ,  $C_3 = 0.000835$ ,  $C_4 = 0.011292$

$$p_s = (25.2755) \left(\frac{675}{0.95}\right)^{0.7617} 10^{(0.000835 \times 180 - 0.011292 \times 31)}$$

$$p_s = 2371 \text{ lpca.}$$

$$p_{sc} = (2371)(0.956)(0.902) = 2045 \text{ lpca.}$$

**Correlación de Al-Marhoun, M.A.**

De la Ec. (2.19):

$$p_s = (5.38088 \times 10^{-3})(675)^{0.715082} (0.95)^{-1.87784} (0.871)^{3.1437} (640)^{1.32657}$$

$$p_s = 2137 \text{ lpca.}$$

$$p_{sc} = (2137)(0.956)(0.902) = 1843 \text{ lpca.}$$

**Correlación de Dokla, M.E. y Osman, M.E.**

De la Ec. (2.20):

$$p_s = (0.836386 \times 10^{-3})(675)^{0.724047} (0.95)^{-1.01049} (0.871)^{0.107991} (640)^{-0.952584}$$



$$p_s = 2060 \text{ lpca.}$$

$$p_{sc} = (2060)(0.956)(0.902) = 1776 \text{ lpca.}$$

**Correlación de Petrosky, G.E., Jr. Farshad, F.F.**

De las Ecs. (2.21) y (2.22):

$$F = \frac{675^{0.5774}}{0.95^{0.8439}} 10^{(4.561 \times 10^{-5} \times 180^{1.3911} - 7.916 \times 10^{-4} \times 31^{1.5410})} = 36.11787$$

$$p_s = 112.727 [36.11787 - 12.34]$$

$$p_s = 2680 \text{ lpca.}$$

$$p_{sc} = (2680)(0.956)(0.902) = 2311 \text{ lpca.}$$

**Correlación de Kartoatmodjo, T. y Schmidt, Z.**

De la Ec. (2.24):

$$\gamma_{gc} = (0.95) \left[ 1 + (0.1595)(31)^{0.4078} (85)^{-0.2466} \log\left(\frac{100}{114.7}\right) \right] = 0.938 \text{ (aire = 1)}$$

De la Ec. (2.23):

De la Tabla 2.11:  $C_1 = 0.0315$ ,  $C_2 = 0.7587$ ,  $C_3 = 11.2895$ ,  $C_4 = 0.9143$

$$p_s = \left[ \frac{675}{(0.0315)(0.938)^{0.7587} 10^{\left(\frac{11.2895 \times 31}{180+460}\right)}} \right]^{0.9143}$$

$$p_s = 3014 \text{ lpca.}$$

$$p_{sc} = (3014)(0.956)(0.902) = 2599 \text{ lpca.}$$

Un resumen de los resultados de  $p_s$  es como sigue:

Correlación	$p_s$ , lpca.	$p_{sc}$ , lpca.
Standing, M.B.	2505	2160
Lasater, J.A.	2521	2174
Vázquez, M.E. y Beggs, H.D.	2855	2462
Glaso, O.	2921	2519
TOTAL, C.F.P.	2371	2045
Al-Marhoun, M.A.	2137	1843
Dokla, M.E. y Osman, M.E.	2060	1776
Petrosky, G.E., Jr. y Farshad, F.F.	2680	2311
Kartoatmodjo, T. y Schmidt, Z.	3014	2599

**Razón Gas Disuelto-Petróleo,  $R_s$ :**

La razón gas disuelto (o gas en solución)-petróleo o solubilidad del gas en el petróleo,  $R_s$ , se define como el número de pies cúbicos normales (PCN) de gas que pueden disolverse en un barril normal (BN) de petróleo cuando ambos son llevados a las condiciones de presión y temperatura prevalecientes en el yacimiento.

**Carlos Bánzer S.**

## PROPIEDADES FÍSICAS DEL PETRÓLEO

Se dice que un crudo está *saturado* con gas cuando tiene en solución la máxima cantidad de gas que el admite, y en este caso, al reducir un poco la presión ocurre liberación de gas. Si el crudo tiene una cantidad de gas inferior a la que puede admitir a ciertas condiciones de  $p$  y  $T$  se dice que el crudo está *subsaturado* (no saturado), o sea que tiene una deficiencia de gas.

En un crudo, si se dispone de suficiente gas y se puede someter el petróleo a altas presiones y temperaturas, puede decirse que el gas es infinitamente soluble en el petróleo. Lo que limita la solubilidad del gas en el petróleo en el yacimiento, son las condiciones de presión y temperatura que allí existan y por supuesto la cantidad de gas disponible. Por esta razón, se encuentran yacimientos con capa de gas inicial (exceso de gas a las condiciones de  $p$  y  $T$  existentes) y yacimientos subsaturados (no saturados).

La Fig. 2.6 ilustra el comportamiento típico de  $R_s$  vs. presión a temperatura constante.

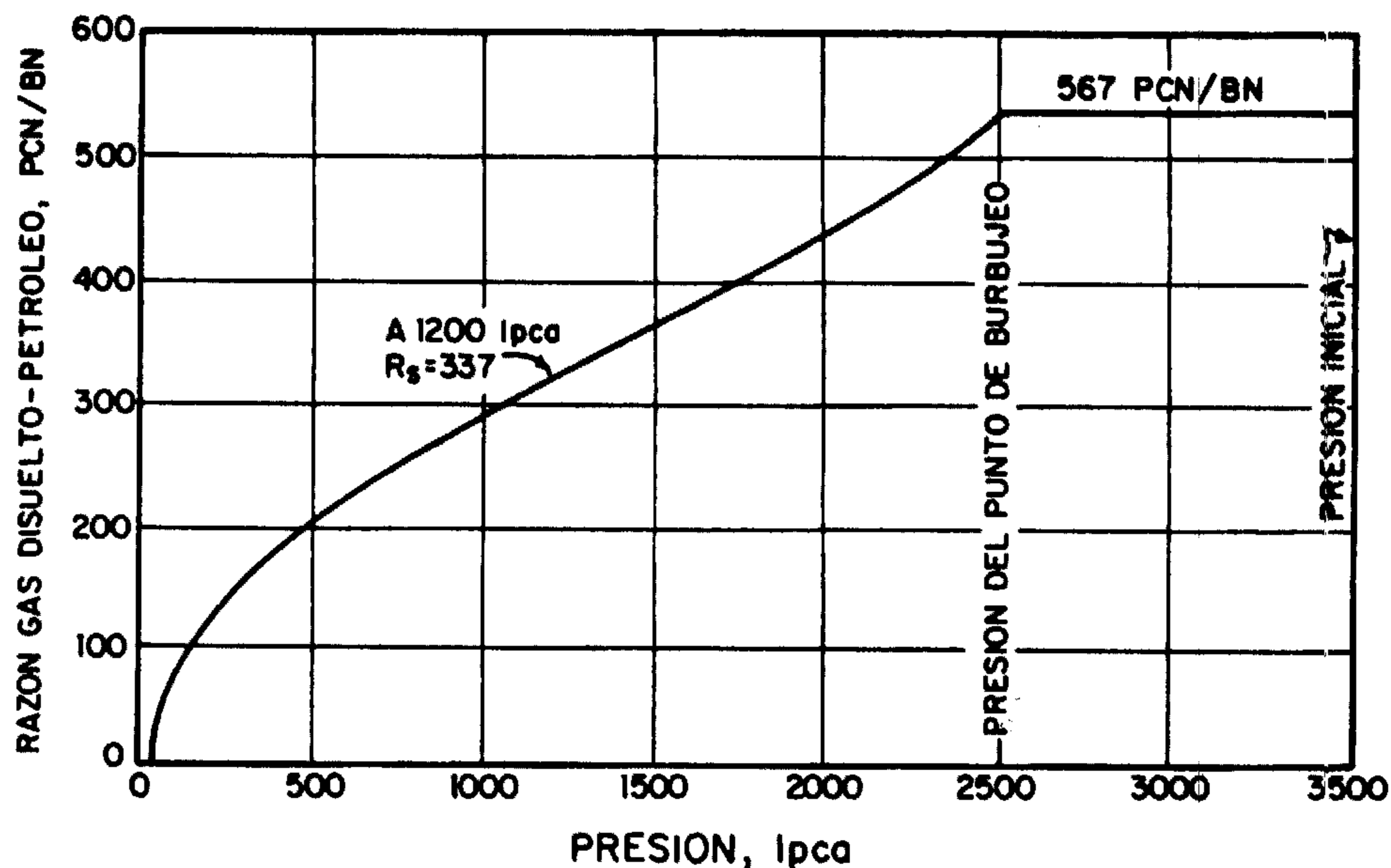


Fig. 2.6.- Comportamiento típico de  $R_s$  vs. presión a temperatura constante.

Obsérvese que  $R_s$  aumenta con presión hasta llegar a la presión de burbujeo,  $p_b$ , a partir de la cual se mantiene constante. La razón de esto, es que al llegar al punto de burbujeo no existe más gas disponible para entrar en solución con el petróleo. Así, por arriba de la presión de burbujeo el petróleo está *subsaturado* ya que una disminución de presión no causa liberación de gas ( $R_s$  es constante); sin embargo, por debajo de la presión de burbujeo el petróleo está *saturado*, ya que una disminución de presión origina una liberación de gas debido a que  $R_s$  disminuye.

Los siguientes factores afectan la solubilidad del gas en el petróleo:

**Presión:** Al aumentar la presión aumenta  $R_s$ .

**Temperatura:** Al aumentar la temperatura disminuye  $R_s$ .

**Gravedad del petróleo:** Al aumentar la gravedad API aumenta  $R_s$ .

**Gravedad del gas:** Al aumentar la gravedad específica del gas aumenta  $R_s$ .

**Tipo de liberación:** La manera como se separa el gas del petróleo produce diferentes valores de  $R_s$ . Existen dos tipos de liberación: a) **Instantánea** y b) **diferencial**.

Carlos Bánzer S.

Durante la liberación instantánea (flash), la composición del sistema no cambia, el gas liberado permanece en contacto (equilibrio) con el petróleo hasta que todo el gas se separe. Por ejemplo, la separación gas-petróleo que ocurre en un separador. En cambio, durante la liberación diferencial (differential) el gas liberado en cada disminución de presión se separa del petróleo y por tanto la composición del sistema cambia. Normalmente, aunque no en general, los valores de  $R_s$  por liberación diferencial son mayores que por liberación instantánea.

La cantidad de gas libre, esto es, el gas que se libera de 1 BN de petróleo cuando la presión es reducida por debajo de  $p_b$  es:  $R_{sb} - R_s$ , donde  $R_s$  es el gas remanente en solución a la presión de interés. Luego, cualquier presión por debajo de la presión original de burbujeo, es también una presión de burbujeo debido a que el petróleo está saturado con gas a esa presión. Por lo tanto, las correlaciones presentadas anteriormente pueden ser resueltas para la RGP y valores de  $R_s$  pueden ser obtenidos a cualquier presión menor que  $p_b$ .

**Correlación de Standing, M.B.<sup>3</sup>:**

La correlación es la siguiente:

$$R_s = \gamma_g \cdot \left[ \left( \frac{p}{18.2} + 1.4 \right) 10^{(0.0125\gamma_{API} - 0.00091T)} \right]^{1.2048} \dots\dots\dots (2.25)$$

donde;

- $R_s$  : Razón gas disuelto-petróleo a  $p < p_b$ , PCN/BN
- $p$  : Presión de interés, lpcá.
- $T$  : Temperatura del yacimiento, °F
- $\gamma_g$  : Gravedad específica del gas, (aire = 1)
- $\gamma_{API}$  : Gravedad del petróleo, °API

La exactitud de los resultados obtenidos con la correlación presentaron un error del 10% respecto a los valores determinados experimentalmente. Si se desea se puede utilizar el nomograma presentado en la Fig. 2.2.

**Correlación de Lasater, J.A.<sup>4</sup>:**

Esta correlación se presenta en las Figs. 2.3 y 2.4. Si se desea, se puede utilizar el nomograma presentado en la Fig. 2.5. El procedimiento para obtener  $R_s$  a partir de las Figs. 2.3 y 2.4 es el siguiente:

1. Calcular el "factor de la presión de burbujeo",  $p_f = (p_b \gamma_g / T)$ , donde  $p_b$  es cualquier presión de saturación.
2. De la Fig. 2.3 obtener  $y_g$ .
3. De la Fig. 2.4 obtener  $M_o$  a partir de la gravedad API del petróleo.
4. Determinar  $R_s$  mediante la siguiente ecuación:

$$R_s = \frac{132755 \gamma_o y_g}{M_o (1 - y_g)} \dots\dots\dots (2.26)$$

Las ecuaciones anteriormente presentadas por Beggs<sup>5</sup>, también pueden ser utilizadas para determinar  $R_s$  mediante la Ec. (2.26). Así,  $M_o$  se obtiene de las Ecs. (2.8) o (2.9), y  $y_g$  de las Ecs. (2.6) o (2.7) dependiendo de si el valor del factor de la presión es menor o mayor que 3.29, esto es:

Para  $\frac{p\gamma_g}{T} < 3.29$ :

$$y_g = 0.359 \ln \left( \frac{1.473 p \gamma_g}{T} + 0.476 \right) \dots\dots\dots (2.27)$$

Para  $\frac{p\gamma_g}{T} \geq 3.29$ :

$$y_g = \left( \frac{0.121 p \gamma_g}{T} - 0.236 \right)^{0.281} \dots\dots\dots (2.28)$$

donde  $T$  en °R.

**Correlación de Vázquez, M.E. y Beggs, H.D.<sup>6</sup>:**

La correlación es la siguiente:

$$R_s = C_1 \gamma_{gc} p^{C_2} \exp\left(\frac{C_3 \gamma_{API}}{T + 460}\right) \dots\dots\dots (2.29)$$

donde;

- $R_s$  : Razón gas disuelto-petróleo a  $p < p_b$ , PCN/BN
- $p$  : Presión de interés, lpca.
- $T$  : Temperatura del yacimiento, °F
- $\gamma_{gc}$  : Gravedad específica del gas corregida a 100 lpcm., (aire = 1)
- $\gamma_{API}$  : Gravedad del petróleo, °API

Vázquez y Beggs reportan un error promedio de -0.7% para la correlación. La Tabla 2.3 presenta los valores de las constantes  $C_1$ ,  $C_2$  y  $C_3$  de acuerdo a la gravedad API del crudo.

**Correlación de Glaso, O.<sup>7</sup>:**

La correlación es la siguiente:

$$R_s = \gamma_g \cdot \left[ F \frac{\gamma_{API}^{0.989}}{T^{0.172}} \right]^{1.2255} \dots\dots\dots (2.30)$$

donde;

$$F = 10^{[2.8869 - (14.1811 - 3.3093 \log p)^{0.5}]} \dots\dots\dots (2.31)$$

- $R_s$  : Razón gas disuelto-petróleo a  $p < p_b$ , PCN/BN
- $p$  : Presión de interés, lpca.
- $T$  : Temperatura del yacimiento, °F
- $\gamma_g$  : Gravedad específica del gas, (aire = 1)
- $\gamma_{API}$  : Gravedad del petróleo, °API

**Correlación de la TOTAL, C.F.P.<sup>10</sup>:**

La correlación es la siguiente:

$$R_s = \gamma_g \cdot \left[ \frac{p}{C_1} 10^{(C_2 \gamma_{API} - C_3 T)} \right]^{C_4} \dots\dots\dots (2.32)$$

donde;

- $R_s$  : Razón gas disuelto-petróleo a  $p < p_b$ , PCN/BN
- $p$  : Presión de interés, lpca.
- $T$  : Temperatura del yacimiento, °F
- $\gamma_g$  : Gravedad específica del gas, (aire = 1)
- $\gamma_{API}$  : Gravedad del petróleo, °API

**CORRELACIONES NUMÉRICAS P.V.T.**

La Tabla 2.14 presenta los valores de las constantes  $C_1$ ,  $C_2$ ,  $C_3$  y  $C_4$  de acuerdo a la gravedad API del crudo.

TABLA 2.14.- VALORES DE LAS CONSTANTES $C_1, C_2, C_3, C_4$				
	$C_1$	$C_2$	$C_3$	$C_4$
$\gamma_{API} \leq 10$	12.2651	0.030405	0	0.9669
$10 < \gamma_{API} \leq 35$	15.0057	0.0152	$4.484 \times 10^{-4}$	1.0950
$35 < \gamma_{API} \leq 45$	112.925	0.0248	$-1.469 \times 10^{-3}$	1.1290

**Correlación de Al-Marhoun, M.A.<sup>11</sup>:**

La correlación es la siguiente:

$$R_s = \left[ 185.84321 p \gamma_g^{1.87784} \gamma_o^{-3.1437} T^{-1.32657} \right]^{1.3984} \dots\dots\dots (2.33)$$

donde;

- $R_s$  : Razón gas disuelto-petróleo a  $p < p_b$ , PCN/BN
- $p$  : Presión de interés, lpca.
- $T$  : Temperatura del yacimiento, °R
- $\gamma_g$  : Gravedad específica del gas, (aire = 1)
- $\gamma_o$  : Gravedad específica del petróleo, (agua = 1)

**Correlación de Dokla, M.E. y Osman, M.E.<sup>12</sup>:**

La correlación es la siguiente:

$$R_s = \left[ 0.11956 \times 10^{-3} p \gamma_g^{1.01049} \gamma_o^{-0.107991} T^{0.952584} \right]^{1.3811} \dots\dots\dots (2.34)$$

donde;

- $R_s$  : Razón gas disuelto-petróleo a  $p < p_b$ , PCN/BN
- $p$  : Presión de interés, lpca.
- $T$  : Temperatura del yacimiento, °R
- $\gamma_g$  : Gravedad específica del gas, (aire = 1)
- $\gamma_o$  : Gravedad específica del petróleo, (agua = 1)

**Correlación de Petrosky, G.E., Jr. y Farshad, F.F.<sup>13</sup>:**

La correlación es la siguiente:

$$R_s = \left[ \gamma_g^{0.8439} \left( \frac{p}{112.727} + 12.34 \right) 10^{(7.916 \times 10^{-4} \gamma_{API}^{1.5410} - 4.561 \times 10^{-5} T^{1.3911})} \right]^{1.73184} \dots\dots (2.35)$$

donde;

- $R_s$  : Razón gas disuelto-petróleo a  $p < p_b$ , PCN/BN
- $p$  : Presión de interés, lpca.
- $T$  : Temperatura del yacimiento, °F
- $\gamma_g$  : Gravedad específica del gas, (aire = 1)
- $\gamma_{API}$  : Gravedad del petróleo, °API

Petrosky y Farshad reportan un error promedio relativo de -0.05% con una desviación estandar de 4.79% para la correlación. La Tabla 2.10 presenta el rango de los datos utilizados en su desarrollo.

**Correlación de Kartoatmodjo, T. y Schmidt, Z.<sup>14</sup>:**

La correlación es la siguiente:

$$R_s = C_1 \gamma_{gc}^{C_2} p^{\frac{1}{C_4}} 10^{\left(\frac{C_3 \gamma_{API}}{T+460}\right)} \dots\dots\dots (2.36)$$

donde;

- $R_s$  : Razón gas disuelto-petróleo a  $p < p_b$ , PCN/BN
- $p$  : Presión de interés, lpca.
- $T$  : Temperatura del yacimiento, °F
- $\gamma_{gc}$  : Gravedad específica del gas corregida a 100 lpcm., (aire = 1)
- $\gamma_{API}$  : Gravedad del petróleo, °API

Kartoatmodjo y Schmidt reportan un error promedio de -4.6839% para la correlación. La Tabla 2.11 presenta los valores de las constantes  $C_1$ ,  $C_2$ ,  $C_3$  y  $C_4$  de acuerdo a la gravedad API del crudo.

**Ejemplo 2.2:**

Utilizando las correlaciones de Standing, M.B., Lasater, J.A., Vázquez, M.E. y Beggs, H.D., Glaso, O., TOTAL, C.F.P., Al-Marhoun, M.A., Dokla, M.E. y Osman, M.E., Petrosky, G.E., Jr. y Farshad, F.F., y de Kartoatmodjo, T. y Schmidt, Z. determinar la razón gas disuelto-petróleo a presiones de 2000 y 4000 lpca. dado los siguientes datos:

- $p_b$  = 2500 lpca.
- $T$  = 180 °F
- $\gamma_{API}$  = 31 °API
- $\gamma_g$  = 0.95 (aire = 1)

**Solución:**

**Correlación de Standing, M.B.**

De la Ec. (2.25):

Para  $p = 4000$  lpca. ( $p > p_b$ ), entonces  $R_s = R_{sb}$

$$R_s = R_{sb} = (0.95) \left[ \left( \frac{2500}{18.2} + 1.4 \right) 10^{(0.0125 \times 31 - 0.00091 \times 180)} \right]^{1.2048}$$

$$R_s = R_{sb} = 673 \text{ PCN/BN}$$

Para  $p = 2000$  lpca. ( $p < p_b$ ).

$$R_s = (0.95) \left[ \left( \frac{2000}{18.2} + 1.4 \right) 10^{(0.0125 \times 31 - 0.00091 \times 180)} \right]^{1.2048}$$

$$R_s = 516 \text{ PCN/BN}$$

**Correlación de Lasater, J.A.**

De la Fig. 2.4 ó Ec. (2.8):

Para  $p = 4000$  lpca. ( $p > p_b$ ), entonces  $R_s = R_{sb}$

$$M_o = 630 - (10)(31) = 320$$

$$\frac{p\gamma_g}{T} = \frac{(2500)(0.95)}{640} = 3.71 > 3.29$$

De la Fig. 2.3 ó Ec. (2.28):

$$y_g = \left( \frac{(0.121)(2500)(0.95)}{640} - 0.236 \right)^{0.281}$$

$$y_g = 0.648$$

De la Ec. (2.26):

$$R_s = R_{sb} = \frac{(132755)(0.871)(0.648)}{(320)(1 - 0.648)}$$

$$R_s = R_{sb} = 665 \text{ PCN/BN}$$

Para  $p = 2000$  lpca. ( $p < p_b$ ).

$$\frac{p\gamma_g}{T} = \frac{(2000)(0.95)}{640} = 2.97 < 3.29$$

De la Fig. 2.3 ó Ec. (2.27):

$$y_g = 0.359 \ln \left( \frac{(1.473)(2000)(0.95)}{640} - 0.476 \right)$$

$$y_g = 0.567$$

De la Ec. (2.26):

$$R_s = \frac{(132755)(0.871)(0.567)}{(320)(1 - 0.567)}$$

$$R_s = 473 \text{ PCN/BN}$$

**Correlación de Vázquez, M.E. y Beggs, H.D.**

De la Ec. (2.29):

De la Tabla 2.3:  $C_1 = 0.0178$ ,  $C_2 = 1.187$ ,  $C_3 = 23.931$

Para  $p = 4000$  lpca. ( $p > p_b$ ), entonces  $R_s = R_{sb}$

$$R_s = R_{sb} = (0.0178)(0.95)(2500)^{1.187} \exp \left( \frac{23.931 \times 31}{640} \right)$$

$$R_s = R_{sb} = 582 \text{ PCN/BN}$$

Para  $p = 2000$  lpca. ( $p < p_b$ ).

$$R_s = (0.0178)(0.95)(2000)^{1.187} \exp \left( \frac{23.931 \times 31}{640} \right)$$

$$R_s = 447 \text{ PCN/BN}$$

**Correlación de Glaso. O.**

De las Ecs. (2.30) y (2.31):

Para  $p = 4000$  lpca. ( $p > p_b$ ), entonces  $R_s = R_{sb}$

$$F = 10^{[2.8869 - (14.1811 - 3.3093 \log(2500))^{0.5}]} = 14.90518$$

$$R_s = R_{sb} = (0.95) \left[ (14.90518) \frac{31^{0.989}}{180^{0.172}} \right]^{1.2255}$$

**Carlos Bánzer S.**

$$R_s = R_{sb} = 560 \text{ PCN/BN}$$

Para  $p = 2000$  lpca. ( $p < p_b$ ).

$$F = 10^{[2.8869 - (14.1811 - 3.3093 \log(2000))^{0.5}]} = 12.08324$$

$$R_s = (0.95) \left[ (12.08324) \frac{31^{0.989}}{180^{0.172}} \right]^{1.2255}$$

$$R_s = 433 \text{ PCN/BN}$$

**Correlación de la TOTAL, C.F.P.**

De la Ec. (2.32):

De la Tabla 2.14:  $C_1 = 15.0057$ ,  $C_2 = 0.0152$ ,  $C_3 = 4.484 \times 10^{-4}$ ,  $C_4 = 1.095$

Para  $p = 4000$  lpca. ( $p > p_b$ ), entonces  $R_s = R_{sb}$

$$R_s = R_{sb} = (0.95) \left[ \left( \frac{2500}{15.0057} \right) 10^{(0.0152 \times 31 - 4.484 \times 10^{-4} \times 180)} \right]^{1.095}$$

$$R_s = R_{sb} = 689 \text{ PCN/BN}$$

Para  $p = 2000$  lpca. ( $p < p_b$ ).

$$R_s = (0.95) \left[ \left( \frac{2000}{15.0057} \right) 10^{(0.0152 \times 31 - 4.484 \times 10^{-4} \times 180)} \right]^{1.095}$$

$$R_s = 539 \text{ PCN/BN}$$

**Correlación de Al-Marhoun, M.A.**

De la Ec. (2.33):

Para  $p = 4000$  lpca. ( $p > p_b$ ), entonces  $R_s = R_{sb}$

$$R_s = R_{sb} = \left[ (185.84321)(2500)(0.95)^{1.87784} (0.871)^{-3.1437} (640)^{-1.32657} \right]^{1.3984}$$

$$R_s = R_{sb} = 840 \text{ PCN/BN}$$

Para  $p = 2000$  lpca. ( $p < p_b$ ).

$$R_s = \left[ (185.84321)(2000)(0.95)^{1.87784} (0.871)^{-3.1437} (640)^{-1.32657} \right]^{1.3984}$$

$$R_s = 615 \text{ PCN/BN}$$

**Correlación de Dokla, M.E. y Osman, M.E.**

De la Ec. (2.34):

Para  $p = 4000$  lpca. ( $p > p_b$ ), entonces  $R_s = R_{sb}$

$$R_s = R_{sb} = \left[ (0.11956 \times 10^{-3})(2500)(0.95)^{1.01049} (0.871)^{-0.107991} (640)^{0.952584} \right]^{1.3811}$$

$$R_s = R_{sb} = 882 \text{ PCN/BN}$$

Para  $p = 2000$  lpca. ( $p < p_b$ ).



**CORRELACIONES NUMÉRICAS P.V.T.**

---

$$R_s = \left[ (0.11956 \times 10^{-3})(2000)(0.95)^{1.01049} (0.871)^{-0.107991} (640)^{0.952584} \right]^{1.3811}$$

$$R_s = 648 \text{ PCN/BN}$$

**Correlación de Petrosky, G.E., Jr. y Farshad, F.F.**

De la Ec. (2.35):

Para  $p = 4000$  lpca. ( $p > p_b$ ), entonces  $R_s = R_{sb}$

$$R_s = R_{sb} = \left[ (0.95)^{0.8439} \left( \frac{2500}{112.727} + 12.34 \right) 10^{(7.916 \times 10^{-4} \times 31^{1.5410} - 4.561 \times 10^{-5} \times 180^{1.3911})} \right]^{1.73184}$$

$$R_s = R_{sb} = 624 \text{ PCN/BN}$$

Para  $p = 2000$  lpca. ( $p < p_b$ ).

$$R_s = \left[ (0.95)^{0.8439} \left( \frac{2000}{112.727} + 12.34 \right) 10^{(7.916 \times 10^{-4} \times 31^{1.5410} - 4.561 \times 10^{-5} \times 180^{1.3911})} \right]^{1.73184}$$

$$R_s = 492 \text{ PCN/BN}$$

**Correlación de Kartotmodjo, T. y Schmidt, Z.**

De la Ec. (2.36):

De la Tabla 2.11:  $C_1 = 0.0315$ ,  $C_2 = 0.7587$ ,  $C_3 = 11.2895$ ,  $C_4 = 0.9143$

Para  $p = 4000$  lpca. ( $p > p_b$ ), entonces  $R_s = R_{sb}$

$$R_s = R_{sb} = (0.0315)(0.95)^{0.7587} (2500)^{\frac{1}{0.9143}} 10^{\left( \frac{11.2895 \times 31}{180+460} \right)}$$

$$R_s = R_{sb} = 555 \text{ PCN/BN}$$

Para  $p = 2000$  lpca. ( $p < p_b$ ).

$$R_s = (0.0315)(0.95)^{0.7587} (2000)^{\frac{1}{0.9143}} 10^{\left( \frac{11.2895 \times 31}{180+460} \right)}$$

$$R_s = 435 \text{ PCN/BN}$$

Un resumen de los resultados de  $R_s$  es como sigue:

Correlación	$R_s$ , PCN/BN	
	$p > p_b$	$p < p_b$
Standing, M.B	673	516
Lasater, J.A.	665	473
Vázquez, M.E. y Beggs, H.D.	582	447
Glaso, O.	560	433
TOTAL, C.F.P.	689	539
Al-Marhoun, M.A.	840	615
Dokla, M.E. y Osman, M.E.	882	648
Petrosky, G.E., Jr. y Farshad, F.F.	624	492
Kartoatmodjo, T. y Schmidt, Z.	555	435

**Factor Volumétrico del Petróleo,  $B_o$ :**

El factor volumétrico del petróleo,  $B_o$ , se define como el volumen que ocupa a condiciones de yacimiento un barril normal de petróleo más su gas en solución.

También, puede definirse como el cambio en volumen que experimenta la fase líquida al pasar de las condiciones de yacimiento a las condiciones de superficie como consecuencia de la expansión líquida y/o liberación del gas en solución.

La Fig. 2.7 presenta el comportamiento típico de  $B_o$  vs. presión a temperatura constante.

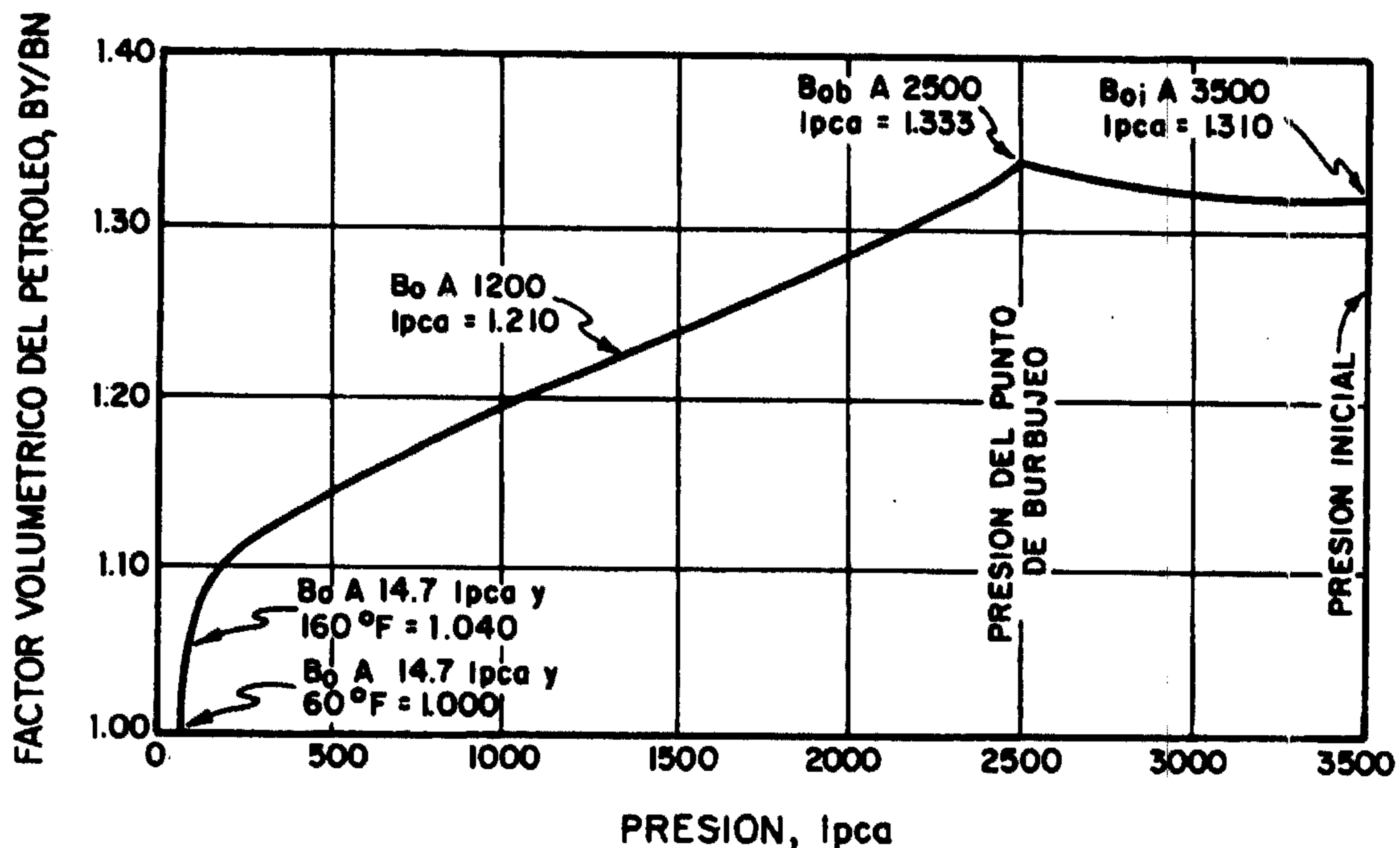


Fig. 2.7.- Comportamiento típico de  $B_o$  vs. presión a temperatura constante.

Debido a que no se libera gas de solución cuando la presión disminuye desde su valor inicial de 3500 lpca. hasta la presión al punto de burbujeo a 2500 lpca., el fluido de yacimiento permanece en estado monofásico (petróleo subsaturado), sin embargo; como los líquidos son ligeramente compresibles, el volumen aumenta de 1.310 BY/BN a la presión inicial a 1.333 BY/BN a la presión del punto de burbujeo.

Por debajo de la presión de burbujeo, 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. A 1200 lpca. el volumen disminuye a 1.210 BY/BN, y a la presión atmosférica y 160 °F disminuye a 1.040 BY/BN. La disminución de 1.040 BY/BN a 1.000 BY/BN a presión atmosférica y 60 °F, se debe a la reducción o merma por efectos de temperatura, ya que la presión se mantuvo constante. Siendo  $B_o$  proporcional a  $R_s$ , los factores que afectan a  $R_s$  afectan a  $B_o$  de la misma manera.

Las siguientes correlaciones permiten determinar  $B_o$  a la presión del punto de burbujeo ( $p = p_b$ ).

**Correlación de Standing, M.B.<sup>2,3</sup>:**

Standing encontró una correlación entre el denominado factor de correlación,  $F$ , y el factor volumétrico del petróleo a la presión del punto de burbujeo,  $B_{ob}$ . La Fig. 2.8 presenta la correlación de estos factores.

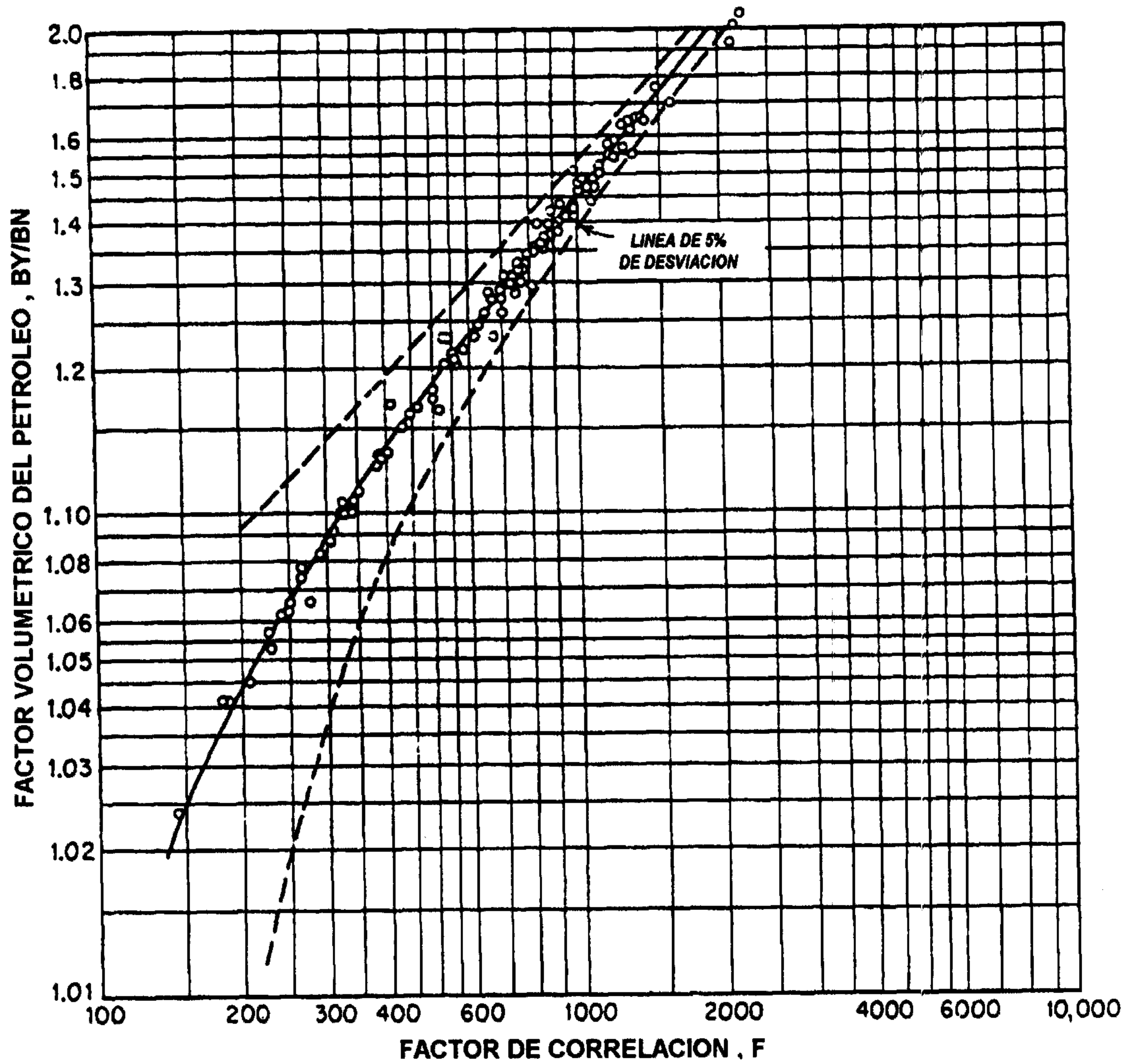


Fig. 2.8.- Correlación de Standing para el factor volumétrico del petróleo (Ref. 2).

Un ajuste de la correlación gráfica de la Fig. 2.8 está dado por la siguiente ecuación<sup>3</sup>:

$$B_{ob} = 0.9759 + 12 \times 10^{-5} F^{1.2} \dots\dots\dots (2.37)$$

donde;

$$F = R_{sb} \sqrt{\frac{\gamma_g}{\gamma_o}} + 1.25 T \dots\dots\dots (2.38)$$

- $B_{ob}$  : Factor volumétrico del petróleo a  $p_b$ , BY/BN
- $R_{sb}$  : Razón gas disuelto-petróleo a  $p \geq p_b$ , PCN/BN
- $T$  : Temperatura del yacimiento, °F
- $\gamma_g$  : Gravedad específica del gas, (aire = 1)
- $\gamma_o$  : Gravedad específica del petróleo, (agua = 1)

Standing reporta un error promedio de 0.01% con una desviación estandar de diferencias de 0.34% para la correlación (ocho puntos en el rango de  $150 < F < 1880$ ). La Tabla 2.1 presenta el rango de los datos utilizados en su desarrollo. Además, para facilitar los cálculos la correlación fue llevada a un nomograma el cual se presenta en la Fig. 2.9.

EJEMPLO

DETERMINAR:

El factor volumétrico a 200 °F de un petróleo de 30 °API con una razón gas disuelto-petróleo de 350 PCN/BN, y una gravedad específica del gas de 0.75.

PROCEDIMIENTO:

Tal como lo indica la flecha, a partir del valor de 350 se sigue horizontalmente a la línea de 0.75 de gravedad del gas; verticalmente a la línea de 30 °API; horizontalmente a la línea de 200 °F y verticalmente se lee un valor del factor volumétrico del petróleo de 1.22 BY/BN.

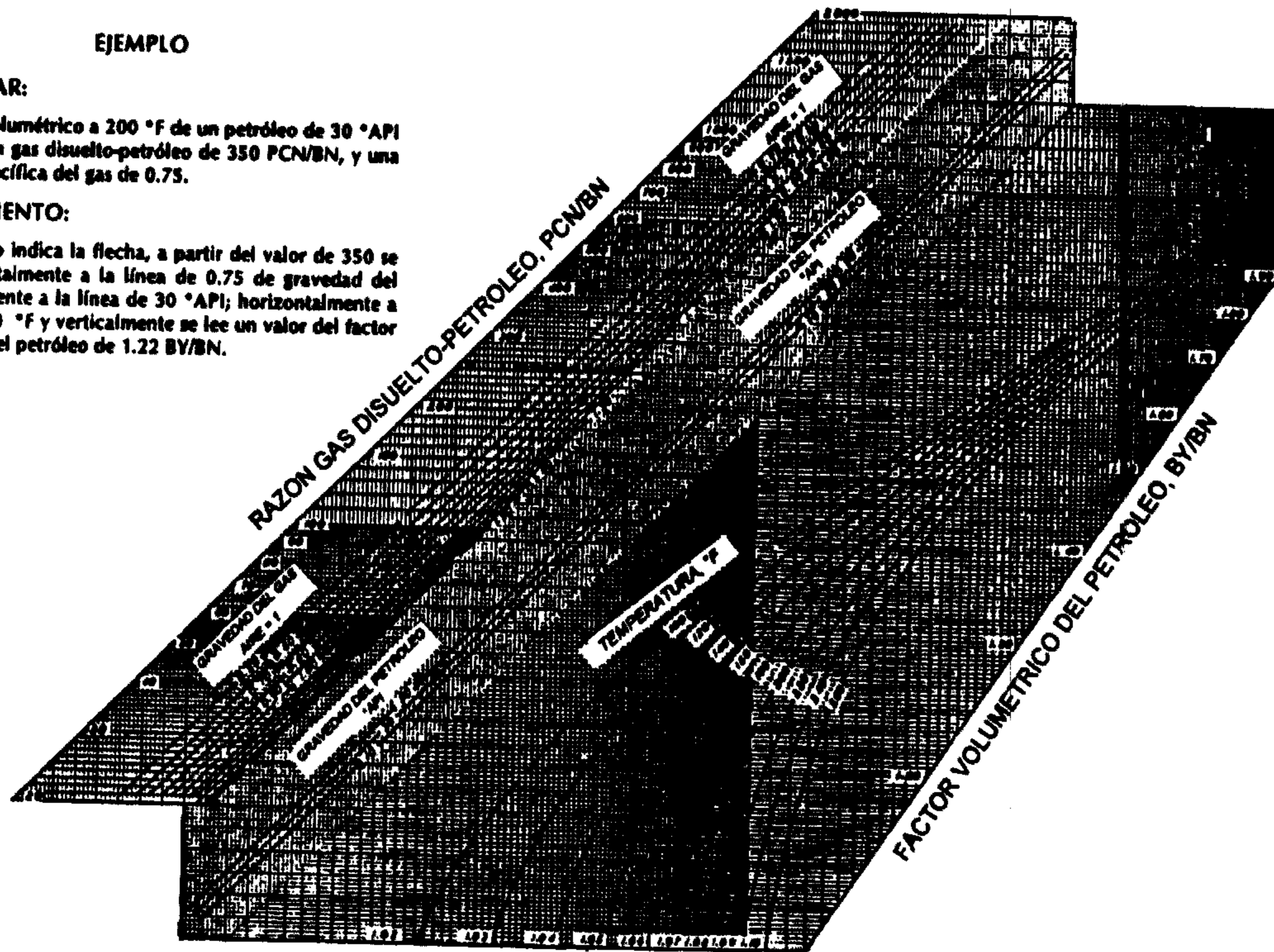


Fig. 2.9.- Determinación del factor volumétrico del petróleo,  $B_o$ , por la correlación de Standing (Ref. 2).

Correlación de Vázquez, M.E. y Beggs, H.D.<sup>6</sup>:

La correlación es la siguiente:

$$B_{ob} = 1.0 + C_1 R_{sb} + C_2 (T - 60) \left( \frac{\gamma_{API}}{\gamma_{gc}} \right) + C_3 R_{sb} (T - 60) \left( \frac{\gamma_{API}}{\gamma_{gc}} \right) \dots \dots \dots (2.39)$$

donde;

- $B_{ob}$  : Factor volumétrico del petróleo a  $p_b$ , BY/BN
- $R_{sb}$  : Razón gas disuelto-petróleo a  $p \geq p_b$ , PCN/BN
- $T$  : Temperatura del yacimiento, °F
- $\gamma_{gc}$  : Gravedad específica del gas corregida a 100 lpcm., (aire = 1)
- $\gamma_{API}$  : Gravedad del petróleo, °API

Vázquez y Beggs reportan un error promedio de 4.7% para la correlación. La Tabla 2.4 presenta el rango de los datos utilizados en su desarrollo. La Tabla 2.15 presenta los valores de las constantes  $C_1$ ,  $C_2$  y  $C_3$  de acuerdo a la gravedad API del crudo.

TABLA 2.15.- VALORES DE LAS CONSTANTES $C_1$ , $C_2$ , $C_3$			
	$C_1$	$C_2$	$C_3$
$\gamma_{API} \leq 30$	$4.677 \times 10^{-4}$	$1.751 \times 10^{-5}$	$-1.8106 \times 10^{-8}$
$\gamma_{API} > 30$	$4.670 \times 10^{-4}$	$1.100 \times 10^{-5}$	$1.3370 \times 10^{-9}$

**Correlación de Glaso, O.7:**

La correlación es la siguiente:

$$B_{ob} = 1.0 + 10^{[-6.58511 + 2.91329 \log F - 0.27683 (\log F)^2]} \dots\dots\dots (2.40)$$

donde;

$$F = R_{sb} \left( \frac{\gamma_g}{\gamma_o} \right)^{0.526} + 0.968 T \dots\dots\dots (2.41)$$

- $B_{ob}$  : Factor volumétrico del petróleo a  $p_b$ , BY/BN
- $R_{sb}$  : Razón gas disuelto-petróleo a  $p \geq p_b$ , PCN/BN
- $T$  : Temperatura del yacimiento, °F
- $\gamma_g$  : Gravedad específica del gas, (aire = 1)
- $\gamma_o$  : Gravedad específica del petróleo, (agua = 1)

Glaso reporta un error promedio de -0.43% con una desviación estandar de 2.18% para la correlación. La Tabla 2.6 presenta el rango de los datos utilizados en el desarrollo de la correlación.

**Correlación de la TOTAL, C.F.P.10:**

La correlación es la siguiente:

$$B_{ob} = 1.022 + 4.857 \times 10^{-4} R_{sb} - 2.009 \times 10^{-6} (T - 60) \left( \frac{\gamma_{API}}{\gamma_g} \right) + 17.569 \times 10^{-9} R_{sb} (T - 60) \left( \frac{\gamma_{API}}{\gamma_g} \right) \dots\dots\dots (2.42)$$

donde;

- $B_{ob}$  : Factor volumétrico del petróleo a  $p_b$ , BY/BN
- $R_{sb}$  : Razón gas disuelto-petróleo a  $p \geq p_b$ , PCN/BN
- $T$  : Temperatura del yacimiento, °F
- $\gamma_g$  : Gravedad específica del gas, (aire = 1)
- $\gamma_{API}$  : Gravedad del petróleo, °API

El estudio estadístico realizado por la TOTAL determinó que el 97% de 289 valores de  $B_{ob}$  calculados con la correlación, presentó un error del 10% en comparación con los valores experimentales.

**Correlación de Al-Marhoun, M.A.11:**

La correlación es la siguiente:

$$B_{ob} = 0.497069 + 0.862963 \times 10^{-3} T + 0.182594 \times 10^{-2} F + 0.318099 \times 10^{-5} F^2 \dots (2.43)$$

donde;

$$F = R_{sb}^{0.74239} \gamma_g^{0.323294} \gamma_o^{-1.20204} \dots\dots\dots (2.44)$$

- $B_{ob}$  : Factor volumétrico del petróleo a  $p_b$ , BY/BN
- $R_{sb}$  : Razón gas disuelto-petróleo a  $p \geq p_b$ , PCN/BN
- $T$  : Temperatura del yacimiento, °R
- $\gamma_g$  : Gravedad específica del gas, (aire = 1)
- $\gamma_o$  : Gravedad específica del petróleo, (agua = 1)

Al-Marhoun reporta un error promedio relativo de -0.01% con una desviación estandar de 1.18% respecto a los valores espermentales determinados con la correlación. La Tabla 2.8 presenta el rango de los datos utilizados en el desarrollo de la correlación.

**Correlación de Dokla, M.E. y Osman, M.E.<sup>12</sup>:**

La correlación es la siguiente:

$$B_{ob} = 0.431935 \times 10^{-1} + 0.156667 \times 10^{-2} T + 0.139775 \times 10^{-2} F + 0.380525 \times 10^{-5} F^2 \quad (2.45)$$

donde;

$$F = R_{sb}^{0.773572} \gamma_g^{0.40402} \gamma_o^{-0.882605} \quad (2.46)$$

- $B_{ob}$  : Factor volumétrico del petróleo a  $p_b$ , BY/BN
- $R_{sb}$  : Razón gas disuelto-petróleo a  $p \geq p_b$ , PCN/BN
- $T$  : Temperatura del yacimiento, °R
- $\gamma_g$  : Gravedad específica del gas, (aire = 1)
- $\gamma_o$  : Gravedad específica del petróleo, (agua = 1)

Dokla y Osman reportan un error promedio relativo de 0.023% con una desviación estandar de 1.681% respecto a los valores experimentales determinados con la correlación. La Tabla 2.9 presenta el rango de los datos utilizados en el desarrollo de la correlación.

**Correlación de Petrosky, G.E., Jr. y Farshad, F.F.<sup>13</sup>:**

La correlación es la siguiente:

$$B_{ob} = 1.0113 + 7.2046 \times 10^{-5} F^{3.0936} \quad (2.47)$$

donde;

$$F = R_{sb}^{0.3738} \left( \frac{\gamma_g^{0.2914}}{\gamma_o^{0.6265}} \right) + 0.24626 T^{0.5371} \quad (2.48)$$

- $B_{ob}$  : Factor volumétrico del petróleo a  $p_b$ , BY/BN
- $R_{sb}$  : Razón gas disuelto-petróleo a  $p \geq p_b$ , PCN/BN
- $T$  : Temperatura del yacimiento, °F
- $\gamma_g$  : Gravedad específica del gas, (aire = 1)
- $\gamma_o$  : Gravedad específica del petróleo, (agua = 1)

Petrosky y Farshad reportan un error promedio relativo de -0.01% con una desviación estandar de 0.86% para la correlación. La Tabla 2.10 presenta el rango de los datos utilizados en su desarrollo.

**Correlación de Kartoatmodjo, T. y Schmidt, Z.<sup>14</sup>:**

La correlación es la siguiente:

$$B_{ob} = 0.98496 + 1.0 \times 10^{-4} F^{1.5} \quad (2.49)$$

donde;

$$F = R_{sb}^{0.755} \gamma_{gc}^{0.25} \gamma_o^{-1.5} + 0.45 T \quad (2.50)$$

- $B_{ob}$  : Factor volumétrico del petróleo a  $p_b$ , BY/BN
- $R_{sb}$  : Razón gas disuelto-petróleo a  $p \geq p_b$ , PCN/BN
- $T$  : Temperatura del yacimiento, °F
- $\gamma_{gc}$  : Gravedad específica del gas corregida a 100 lpcm., (aire = 1)
- $\gamma_{API}$  : Gravedad del petróleo, °API

Kartoatmodjo y Schmidt reportan un error promedio de -0.104% para la correlación. La Tabla 2.12 presenta el rango de los datos utilizados en el desarrollo de la correlación.

Las correlaciones anteriores pueden ser utilizadas para estimar valores de  $B_o$  a presiones por debajo de la presión de burbujeo. En este caso, se debe utilizar  $R_s$  a la presión deseada en vez de  $R_{sb}$ . Además, se debe considerar la posible variación de las gravedades del petróleo de tanque,  $\gamma_{API}$ , y del gas en solución,  $\gamma_g$ , con presión.

Los valores  $B_o$  por debajo del punto de burbujeo están afectados tanto por la solubilidad como por la compresibilidad, mientras que por arriba del punto de burbujeo la solubilidad es constante y por tanto solo influye la compresibilidad. Por lo tanto, si se conoce la compresibilidad del petróleo puede determinarse  $B_o$  a presiones mayores que la presión del punto de burbujeo ( $p > p_b$ ) mediante la siguiente ecuación<sup>1</sup>:

$$B_o = B_{ob} \exp[c_o \cdot (p_b - p)] \dots\dots\dots (2.51)$$

donde;

- $B_o$  : Factor volumétrico del petróleo a  $p > p_b$ , BY/BN
- $B_{ob}$  : Factor volumétrico del petróleo a  $p_b$ , BY/BN
- $p_b$  : Presión de burbujeo, lpca.
- $p$  : Presión de interés, lpca.
- $c_o$  : Compresibilidad isotérmica del petróleo, lpc<sup>-1</sup>

**Ejemplo 2.3:**

Utilizando las correlaciones de Standing, M.B., Vázquez, M.E. y Beggs, H.D., Glaso, O., TOTAL, C.F.P., Al-Marhoun, M.A., Dokla, M.E. y Osman, M.E., Petrosky, G.E., Jr. y Farshad, F.F., y de Kartoatmodjo, T. y Schmidt, Z., determinar el factor volumétrico del petróleo a presiones de 2000, 2500 y 3000 lpca. dado los siguientes datos:

- $p_b$  = 2500 lpca.
- $T$  = 180 °F
- $\gamma_{API}$  = 31 °API
- $\gamma_g$  = 0.95 (aire = 1)
- $c_o$  =  $9.61 \times 10^{-6}$  lpc<sup>-1</sup>

**Solución:**

**Correlación de Standing, M.B.**

De las Ecs. (2.37) y (2.38):

Para  $p = 2500$  lpca. ( $p = p_b$ ), entonces  $B_o = B_{ob}$

$$F = (673) \sqrt{\frac{0.95}{0.871}} + (1.25)(180) = 927.85832$$

$$B_o = B_{ob} = 0.9759 + (12 \times 10^{-5})(927.85832)^{1.2}$$

$$B_o = B_{ob} = 1.41258 \text{ BY/BN}$$

Para  $p = 2000$  lpca. ( $p < p_b$ ).

$$F = (516) \sqrt{\frac{0.95}{0.871}} + (1.25)(180) = 763.89286$$

$$B_o = 0.9759 + (12 \times 10^{-5})(763.89286)^{1.2}$$

$$B_o = 1.32170 \text{ BY/BN}$$

De la Ec. (2.51):

Para  $p = 3000$  lpca. ( $p > p_b$ ).

$$B_o = (1.41258) \exp[(9.61 \times 10^{-6})(2500 - 3000)]$$

$$B_o = 1.40581 \text{ BY/BN}$$

**Correlación de Vázquez, M.E. y Beggs, H.D.**

De la Ec. (2.39):

De la Tabla 2.15:  $C_1 = 4.67 \times 10^{-4}$ ,  $C_2 = 1.1 \times 10^{-5}$ ,  $C_3 = 1.337 \times 10^{-9}$

Para  $p = 2500$  lpca. ( $p = p_b$ ), entonces  $B_o = B_{ob}$

$$B_o = B_{ob} = 1.0 + (4.67 \times 10^{-4})(582) + (1.1 \times 10^{-5})(180 - 60) \left( \frac{31}{0.95} \right) + (1.337 \times 10^{-9})(582)(180 - 60) \left( \frac{31}{0.95} \right)$$

$$B_o = B_{ob} = 1.3179 \text{ BY/BN}$$

Para  $p = 2000$  lpca. ( $p < p_b$ ).

$$B_o = 1.0 + (4.67 \times 10^{-4})(447) + (1.1 \times 10^{-5})(180 - 60) \left( \frac{31}{0.95} \right) + (1.337 \times 10^{-9})(447)(180 - 60) \left( \frac{31}{0.95} \right)$$

$$B_o = 1.25416 \text{ BY/BN}$$

Para  $p = 3000$  lpca. ( $p > p_b$ ).

$$B_o = 1.31159 \text{ BY/BN}$$

**Correlación de Glaso, O.**

De las Ecs. (2.40) y (2.41):

Para  $p = 2500$  lpca. ( $p = p_b$ ), entonces  $B_o = B_{ob}$

$$F = (560) \left( \frac{0.95}{0.871} \right)^{0.526} + (0.968)(180) = 760.40663$$

$$B_o = B_{ob} = 1.0 + 10^{[-6.58511 + (2.91329) \log(760.40663) - (0.27683)(\log(760.40663))^2]}$$

$$B_o = B_{ob} = 1.32390 \text{ BY/BN}$$

Para  $p = 2000$  lpca. ( $p < p_b$ ).

$$F = (433) \left( \frac{0.95}{0.871} \right)^{0.526} + (0.968)(180) = 627.47242$$

$$B_o = 1.0 + 10^{[-6.58511 + (2.91329) \log(627.47242) - (0.27683)(\log(627.47242))^2]}$$

$$B_o = 1.25031 \text{ BY/BN}$$

Para  $p = 3000$  lpca. ( $p > p_b$ ).

$$B_o = 1.31755 \text{ BY/BN}$$

**Correlación de la TOTAL, C.F.P.**

De la Ec. (2.42):

Para  $p = 2500$  lpca. ( $p = p_b$ ), entonces  $B_o = B_{ob}$

$$B_o = B_{ob} = 1.022 + (4.857 \times 10^{-4})(689) - (2.009 \times 10^{-6})(180 - 60) \left( \frac{31}{0.95} \right) + (17.569 \times 10^{-9})(689)(180 - 60) \left( \frac{31}{0.95} \right)$$

$$B_o = B_{ob} = 1.39618 \text{ BY/BN}$$

Para  $p = 2000$  lpca. ( $p < p_b$ ).



$$B_o = 1.022 + (4.857 \times 10^{-4})(539) - (2.009 \times 10^{-6})(180 - 60) \left( \frac{31}{0.95} \right) + (17.569 \times 10^{-6})(539)(180 - 60) \left( \frac{31}{0.95} \right)$$

$$B_o = 1.31301 \text{ BY/BN}$$

Para  $p = 3000$  lpca. ( $p > p_b$ ).

$$B_o = 1.38949 \text{ BY/BN}$$

**Correlación de Al-Marhoun, M.A.**

De las Ecs. (2.43) y (2.44):

Para  $p = 2500$  lpca. ( $p = p_b$ ), entonces  $B_o = B_{ob}$

$$F = (840)^{0.74239} (0.95)^{0.323294} (0.871)^{-1.20204} = 172.12916$$

$$B_o = B_{ob} = 0.497069 + (0.862963 \times 10^{-3})(640) + (0.182594 \times 10^{-2})(172.12916) + (0.318099 \times 10^{-5})(172.12916)^2$$

$$B_o = B_{ob} = 1.45791 \text{ BY/BN}$$

Para  $p = 2000$  lpca. ( $p < p_b$ ).

$$F = (615)^{0.74239} (0.95)^{0.323294} (0.871)^{-1.20204} = 136.56259$$

$$B_o = 0.497069 + (0.862963 \times 10^{-3})(640) + (0.182594 \times 10^{-2})(136.56259) + (0.318099 \times 10^{-5})(136.56259)^2$$

$$B_o = 1.35804 \text{ BY/BN}$$

Para  $p = 3000$  lpca. ( $p > p_b$ ).

$$B_o = 1.45092 \text{ BY/BN}$$

**Correlación de Dokla, M.E. y Osman, M.E.**

De las Ecs. (2.45) y (2.46):

Para  $p = 2500$  lpca. ( $p = p_b$ ), entonces  $B_o = B_{ob}$

$$F = (882)^{0.773572} (0.95)^{0.40402} (0.871)^{-0.882605} = 210.12232$$

$$B_o = B_{ob} = 0.431935 \times 10^{-1} + (0.156667 \times 10^{-2})(640) + (0.139775 \times 10^{-2})(210.12232) + (0.380525 \times 10^{-5})(210.12232)^2$$

$$B_o = B_{ob} = 1.50757 \text{ BY/BN}$$

Para  $p = 2000$  lpca. ( $p < p_b$ ).

$$F = (648)^{0.773572} (0.95)^{0.40402} (0.871)^{-0.882605} = 165.53730$$

$$B_o = 0.431935 \times 10^{-1} + (0.156667 \times 10^{-2})(640) + (0.139775 \times 10^{-2})(165.53730) + (0.380525 \times 10^{-5})(165.53730)^2$$

$$B_o = 1.38152 \text{ BY/BN}$$

Para  $p = 3000$  lpca. ( $p > p_b$ ).

$$B_o = 1.50034 \text{ BY/BN}$$

**Correlación de Petrosky, G.E., Jr. y Farshad, F.F.**

De las Ecs. (2.47) y (2.48):

Para  $p = 2500$  lpca. ( $p = p_b$ ), entonces  $B_o = B_{ob}$

$$F = (624)^{0.3738} \left( \frac{0.95^{0.2914}}{0.871^{0.6265}} \right) + (0.24626)(180)^{0.5371} = 15.91633$$

$$B_o = B_{ob} = 1.0113 + (7.2046 \times 10^{-5})(15.91633)^{3.0936}$$

**Carlos Bánzer S.**

$$B_o = B_{ob} = 1.38768 \text{ BY/BN}$$

Para  $p = 2000$  lpca. ( $p < p_b$ ).

$$F = (492)^{0.3738} \left( \frac{0.95^{0.2914}}{0.871^{0.6265}} \right) + (0.24626)(180)^{0.5371} = 14.90308$$

$$B_o = 1.0113 + (7.2046 \times 10^{-5})(14.90308)^{3.0936}$$

$$B_o = 1.38768 \text{ BY/BN}$$

Para  $p = 3000$  lpca. ( $p > p_b$ ).

$$B_o = 1.38103 \text{ BY/BN}$$

**Correlación de Kartoatmodjo, T. y Schmidt, Z.**

De las Ecs. (2.49) y (2.50):

Para  $p = 2500$  lpca. ( $p = p_b$ ), entonces  $B_o = B_{ob}$

$$F = (555)^{0.755} (0.95)^{0.25} (0.871)^{-1.50} + (0.45)(180) = 224.33256$$

$$B_o = B_{ob} = 0.98496 + (1.0 \times 10^{-4})(224.33256)^{1.5}$$

$$B_o = B_{ob} = 1.32096 \text{ BY/BN}$$

Para  $p = 2000$  lpca. ( $p < p_b$ ).

$$F = (435)^{0.755} (0.95)^{0.25} (0.871)^{-1.50} + (0.45)(180) = 200.25128$$

$$B_o = 0.98496 + (1.0 \times 10^{-4})(200.25128)^{1.5}$$

$$B_o = 1.26787 \text{ BY/BN}$$

Para  $p = 3000$  lpca. ( $p > p_b$ ).

$$B_o = 1.31463 \text{ BY/BN}$$

Un resumen de los resultados de  $B_o$  es como sigue:

Correlación	$B_o$ , BY/BN		
	$p < p_b$	$p = p_b$	$p > p_b$
Standing, M.B	1.32170	1.41258	1.40581
Vázquez, M.E. y Beggs, H.D.	1.25416	1.31791	1.31159
Glaso, O.	1.25031	1.32390	1.31755
TOTAL, C.F.P.	1.31301	1.39618	1.38949
Al-Marhoun, M.A.	1.35804	1.45791	1.45092
Dokla, M.E. y Osman, M.E.	1.38152	1.50757	1.50034
Petrosky, G.E., Jr. y Farshad, F.F.	1.31838	1.38768	1.38103
Kartoatmodjo, T. y Schmidt, Z.	1.26787	1.32096	1.31463

**Factor Volumétrico Total,  $B_t$ :**

El factor volumétrico total o bifásico,  $B_t$ , se define como el volumen que ocupa a condiciones de yacimiento un barril normal de petróleo más su gas originalmente (inicialmente) en solución.

## CORRELACIONES NUMÉRICAS P.V.T.

En otras palabras, este factor incluye el volumen líquido,  $B_o$ , más el volumen de la diferencia entre la razón inicial gas disuelto-petróleo,  $R_{si}$ , y la razón gas disuelto-petróleo a las condiciones actuales del yacimiento,  $R_s$ . Si el factor volumétrico del gas es  $B_g$  en BY/PCN, para el gas en solución, el factor volumétrico total puede determinarse mediante la siguiente ecuación<sup>1</sup>:

$$B_t = B_o + (R_{si} - R_s) \cdot B_g \dots\dots\dots (2.52)$$

donde;

- $B_t$  : Factor volumétrico total, BY/BN
- $B_o$  : Factor volumétrico del petróleo, BY/BN
- $B_g$  : Factor volumétrico del gas a  $p$  y  $T$ , BY/PCN
- $R_{si}$  : Razón gas disuelto-petróleo a  $p_i$ , PCN/BN
- $R_s$  : Razón gas disuelto-petróleo a  $p$ , PCN/BN

La Fig. 2.10 ilustra el comportamiento típico de  $B_o$  y  $B_t$  vs. presión a temperatura constante.

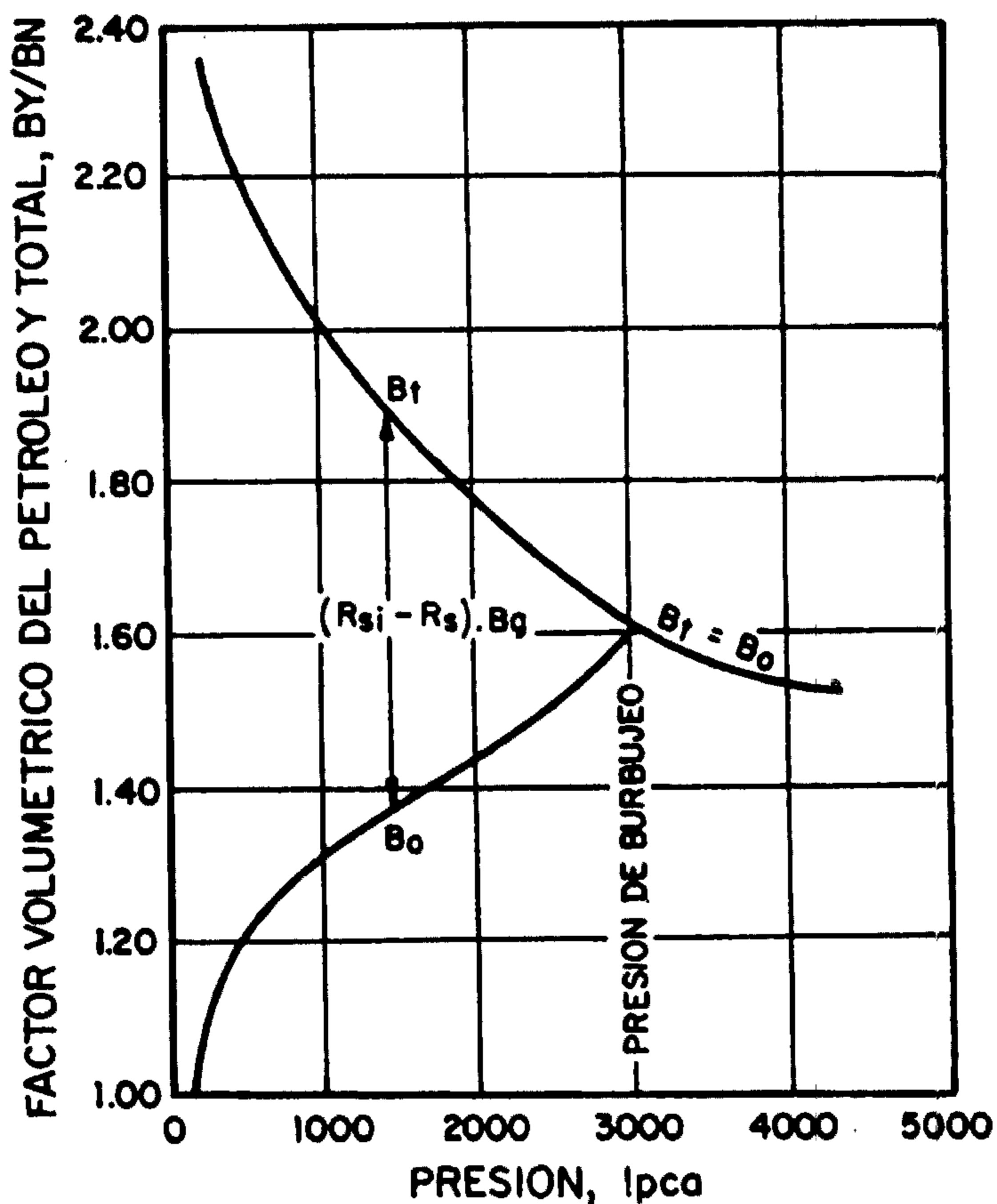


Fig. 2.10.- Comportamiento típico de  $B_o$  y  $B_t$  vs. presión a temperatura constante.

Por arriba de la presión de burbujeo,  $R_{si} = R_s$ , y el factor volumétrico total es igual al factor volumétrico del petróleo,  $B_t = B_o$ . Sin embargo; por debajo de la presión de burbujeo a medida que la presión disminuye el  $B_o$  disminuye pero el  $B_t$  aumenta debido a que el término  $(R_{si} - R_s) \cdot B_g$  aumenta puesto que  $B_g$  aumenta y  $R_s$  disminuye mientras que  $R_{si}$  es un valor constante.

Además de la Ec. (2.52), las siguientes correlaciones permiten determinar  $B_f$ .

**Correlación de Glaso, O.7:**

La correlación es la siguiente:

$$B_f = 10^{[8.0135 \times 10^{-2} + 4.7257 \times 10^{-1} \log F + 1.7351 \times 10^{-1} (\log F)^2]} \dots\dots\dots (2.53)$$

donde;

$$F = R_s \left( \frac{T^{0.5}}{\gamma_g^{0.3}} \right) p^{-1.1089} \gamma_o^{2.9 \times 10^{-4} \ln 0.27 R_s} \dots\dots\dots (2.54)$$

- $B_f$  : Factor volumétrico total, BY/BN
- $R_s$  : Razón gas disuelto-petróleo, PCN/BN
- $p$  : Presión de interés, lpca.
- $T$  : Temperatura del yacimiento, °F
- $\gamma_g$  : Gravedad específica del gas, (aire = 1)
- $\gamma_o$  : Gravedad específica del petróleo, (agua = 1)

Glaso reporta una desviación estandar de 6.54% para la correlación. La Tabla 2.6 presenta el rango de los datos utilizados en su desarrollo.

**Correlación de Al-Marhoun, M.A.<sup>11</sup>:**

La correlación es la siguiente:

$$B_f = 0.314693 + 0.106253 \times 10^{-4} F + 0.18883 \times 10^{-10} F^2 \dots\dots\dots (2.55)$$

donde;

$$F = R_s^{0.644516} \gamma_g^{-1.07934} \gamma_o^{0.724874} p^{-0.76191} T^{2.00621} \dots\dots\dots (2.56)$$

- $B_f$  : Factor volumétrico total, BY/BN
- $R_s$  : Razón gas disuelto-petróleo, PCN/BN
- $p$  : Presión de interés, lpca.
- $T$  : Temperatura del yacimiento, °R
- $\gamma_g$  : Gravedad específica del gas, (aire = 1)
- $\gamma_o$  : Gravedad específica del petróleo, (agua = 1)

Al-Marhoun reporta un error promedio de 0.14% con una desviación estandar de 4.94% respecto a los valores experimentales determinados con la correlación. La Tabla 2.8 presenta el rango de los datos utilizados en el desarrollo de la correlación.

**Ejemplo 2.4:**

Utilizando la Ec. (2.52) y las correlaciones de Glaso, O., y de Al-Marhoun, M.A., determinar el factor volumétrico total a una presión de 2000 lpca. dado los siguientes datos:

- $p_b$  = 2500 lpca.
- $T$  = 180 °F
- $\gamma_{API}$  = 31 °API
- $\gamma_g$  = 0.95 (aire = 1)

**Solución:**

De las Ecs. (1.19) y (1.20):

$$p_{sc} = 677 + (15)(0.95) - (37.5)(0.95)^2 = 657.41 \text{ lpca.}$$

$$T_{sc} = 168 + (325)(0.95) - (12.5)(0.95)^2 = 465.47 \text{ °R}$$

De las Ecs. (1.34) y (1.35):

$$\left. \begin{aligned} p_{sr} &= \frac{2000}{657.41} = 3.04 \\ T_{sr} &= \frac{180 + 460}{465.47} = 1.37 \end{aligned} \right\} \text{De la Fig. 1.4: } z = 0.68$$

De la Ec. (1.69):

$$B_g = 0.00503 \frac{(0.68)(640)}{2000} = 0.00109 \text{ BY/PCN}$$

De la Ec. (2.52) y los resultados de los Ejemplos 2.2 y 2.3 (Standing, M.B.):

$$B_i = 1.32170 + (673 - 516)(0.00109)$$

Finalmente;

$$B_i = 1.49283 \text{ BY/BN}$$

**Correlación de Glaso, O.**

De las Ecs. (2.53) y (2.54), para  $R_s = 433 \text{ PCN/BN}$  (Ejemplo 2.2):

$$F = (433) \left( \frac{180^{0.5}}{0.95^{0.3}} \right) (2000)^{-1.1089} (0.871)^{2.9 \times 10^{(-0.00027 \times 433)}} = 0.94929$$

$$B_i = 10^{[8.0135 \times 10^{-2} + (4.7257 \times 10^{-1}) \log(0.94929) + (1.7351 \times 10^{-1}) (\log(0.94929))^2]}$$

$$B_i = 1.17366 \text{ BY/BN}$$

**Correlación de Al-Marhoun, M.A.**

De las Ecs. (2.55) y (2.56), para  $R_s = 615 \text{ PCN/BN}$  (Ejemplo 2.2):

$$F = (615)^{0.644516} (0.95)^{-1.07934} (0.871)^{0.724874} (2000)^{-0.76191} (640)^{2.00621} = 78115.59$$

$$B_i = 0.314693 + (0.106253 \times 10^{-4})(78115.59) + (0.18883 \times 10^{-10})(78115.59)^2$$

$$B_i = 1.25992 \text{ BY/BN}$$

Un resumen de los resultados de  $B_i$  es como sigue:

Correlación	$B_i$ , BY/BN
Ec. (2.52)	1.49283
Glaso, O.	1.17366
Al-Marhoun, M.A.	1.25992

**Compresibilidad del Petróleo,  $c_o$ :**

En general, la compresibilidad isotérmica de un fluido,  $c$  en  $\text{lpc}^{-1}$ , se define como el cambio fraccional en volumen cuando la presión es cambiada a temperatura constante, esto es<sup>1</sup>:

$$c = -\frac{1}{V} \left( \frac{\partial V}{\partial p} \right)_T \dots\dots\dots (2.57)$$

donde  $V$  se refiere a volumen,  $p$  a presión y el subíndice  $T$  a temperatura.

## PROPIEDADES FÍSICAS DEL PETRÓLEO

La compresibilidad de un petróleo *subsaturado* (petróleo que está por arriba de la presión del punto de burbujeo) se define de la siguiente manera<sup>1</sup>:

$$c_o = -\frac{1}{V_o} \left( \frac{\partial V_o}{\partial p} \right)_T = \frac{1}{\rho_o} \left( \frac{\partial \rho_o}{\partial p} \right)_T = -\frac{1}{B_o} \left( \frac{\partial B_o}{\partial p} \right)_T \dots\dots\dots (2.58)$$

Como el volumen de un líquido subsaturado disminuye a medida que la presión aumenta,  $c_o$  es positiva. Para algunos crudos de ciertos yacimientos,  $c_o$  es esencialmente constante por arriba del punto de burbujeo, mientras que en otros varía con presión.

La Fig. 2.11 presenta el comportamiento típico de  $c_o$  vs. presión a temperatura constante para un crudo subsaturado.

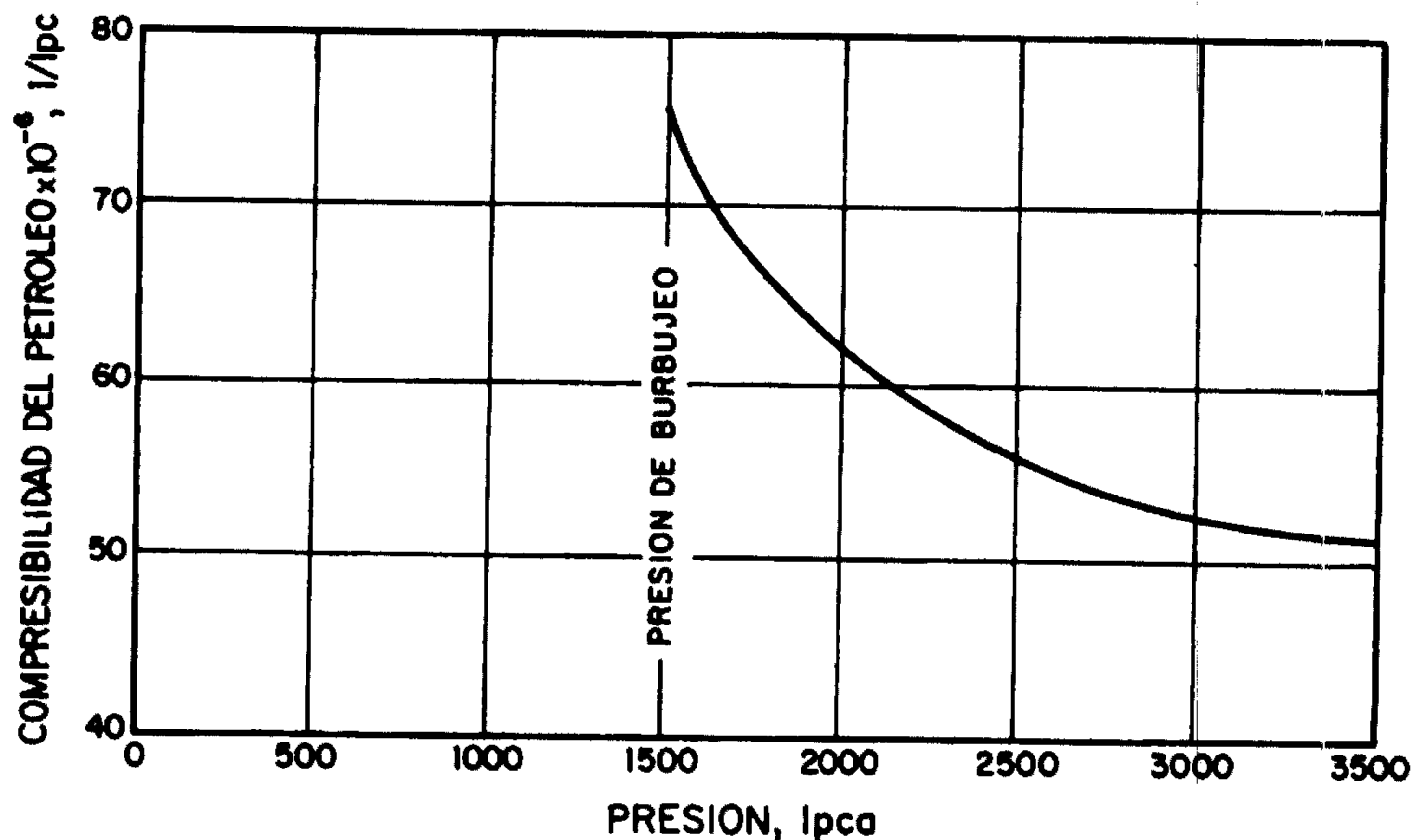


Fig. 2.11.- Comportamiento típico de  $c_o$  vs. presión a temperatura constante para un crudo subsaturado.

Las siguientes correlaciones permiten determinar  $c_o$  a presiones mayores que la presión del punto de burbujeo ( $p > p_b$ ).

**Correlación de Vázquez, M.E. y Beggs, H.D.<sup>6</sup>:**

La correlación es la siguiente:

$$c_o = \frac{-1433 + 5R_s + 17.2T - 1180\gamma_{gc} + 12.61\gamma_{API}}{p \times 10^5} \dots\dots\dots (2.59)$$

donde;

- $c_o$  : Compresibilidad isotérmica del petróleo,  $\text{lpc}^{-1}$
- $R_s$  : Razón gas disuelto-petróleo, PCN/BN
- $p$  : Presión de interés,  $\text{lpc}$ .
- $T$  : Temperatura del yacimiento, °F
- $\gamma_{gc}$  : Gravedad específica del gas corregida a 100  $\text{lpc}$ ., (aire = 1)
- $\gamma_{API}$  : Gravedad del petróleo, °API

Un total de 4486 puntos de datos fueron utilizados en el desarrollo de esta correlación. La Tabla 2.16 presenta el rango de estos datos. Vázquez y Beggs no reportan el porcentaje de error de la correlación.

**TABLA 2.16.- RANGO DE LOS DATOS  
PARA LA CORRELACION DE VAZQUEZ, M.E. Y BEGGS, H.D.**

Presión, lpca.	141 - 9515
Razón gas disuelto-petróleo, PCN/BN	9.3 - 2199
Factor volumétrico del petróleo, BY/BN	1.066 - 2.226
Gravedad específica del gas, (aire = 1)	0.511 - 1.351
Gravedad del petróleo, °API	15.3 - 59.5

**Correlación de Petrosky, G.E., Jr. y Farshad, F.F.<sup>13</sup>:**

La correlación es la siguiente:

$$c_o = 1.705 \times 10^{-7} R_s^{0.69357} \gamma_g^{0.1885} \gamma_{API}^{0.3272} T^{0.6729} p^{-0.5906} \dots\dots\dots (2.60)$$

donde;

- $c_o$  : Compresibilidad isotérmica del petróleo, lpc<sup>-1</sup>
- $R_s$  : Razón gas disuelto-petróleo, PCN/BN
- $p$  : Presión de interés, lpca.
- $T$  : Temperatura del yacimiento, °F
- $\gamma_{gc}$  : Gravedad específica del gas, (aire = 1)
- $\gamma_{API}$  : Gravedad del petróleo, °API

Petrosky y Farshad reportan un error de -0.17 con una desviación estandar de 11.32% para la correlación. La Tabla 2.10 presenta el rango de los datos utilizados en su desarrollo.

**Correlación de Kartoatmodjo, T. y Schmidt, Z.<sup>14</sup>:**

La correlación es la siguiente:

$$c_o = \frac{6.8257 R_s^{0.5002} \gamma_{API}^{0.3613} T^{0.76606} \gamma_{gc}^{0.35505}}{p \times 10^6} \dots\dots\dots (2.61)$$

donde;

- $c_o$  : Compresibilidad isotérmica del petróleo, lpc<sup>-1</sup>
- $R_s$  : Razón gas disuelto-petróleo, PCN/BN
- $p$  : Presión de interés, lpca.
- $T$  : Temperatura del yacimiento, °F
- $\gamma_{gc}$  : Gravedad específica del gas corregida a 100 lpcm., (aire = 1)
- $\gamma_{API}$  : Gravedad del petróleo, °API

Un total de 2545 puntos de datos fueron utilizados en el desarrollo de esta correlación. Kartoatmodjo y Schmidt reportan un error promedio de 0.30078% para la correlación.

**Ejemplo 2.5:**

Utilizando las correlaciones de Vázquez, M.E. y Beggs, H.D., Petrosky, G.E., Jr. y Farshad, F.F., y de Kartoatmodjo, T. y Schmidt, Z., determinar la compresibilidad de un crudo a 4000 lpca. dado los siguientes datos:

- $p_b$  = 2500 lpca.
- $T$  = 180 °F
- $\gamma_{API}$  = 31 °API
- $\gamma_g$  = 0.95 (aire = 1)

**Solución:**

**Correlación de Vázquez, M.E. y Beggs, H.D.**

De la Ec. (2.59), para  $R_s = 582$  PCN/BN (Ejemplo 2.2):

$$c_o = \frac{-1433 + (5)(582) + (17.2)(180) - (1180)(0.95) + (12.61)(31)}{4000 \times 10^5}$$

$$c_o = 9.61 \times 10^{-6} \text{ lpc}^{-1}$$

**Correlación de Petrosky, G.E., Jr. y Farshad, F.F.**

De la Ec. (2.60), para  $R_s = 624$  PCN/BN (Ejemplo 2.2):

$$c_o = (1.705 \times 10^{-7})(624)^{0.69357} (0.95)^{0.1885} (31)^{0.3272} (180)^{0.6729} (4000)^{-0.5906}$$

$$c_o = 11.08 \times 10^{-6} \text{ lpc}^{-1}$$

**Correlación de Kartoatmodjo, T. y Schmidt, Z.**

De la Ec. (2.61), para  $R_s = 555$  PCN/BN (Ejemplo 2.2):

$$c_o = \frac{(6.8257)(555)^{0.5002} (31)^{0.3613} (180)^{0.76606} (0.95)^{0.35505}}{4000 \times 10^6}$$

$$c_o = 7.30 \times 10^{-6} \text{ lpc}^{-1}$$

Un resumen de los resultados de  $c_o$  es como sigue:

Correlación	$c_o$ , lpc <sup>-1</sup>
Vázquez, M.E. y Beggs, H.D.	$9.61 \times 10^{-6}$
Petrosky, G.E., Jr. y Farshad, F.F.	$11.08 \times 10^{-6}$
Kartoatmodjo, T. y Schmidt, Z.	$7.30 \times 10^{-6}$

Una compresibilidad de  $9.61 \times 10^{-6} \text{ lpc}^{-1}$  quiere decir que el volumen de un millón de barriles de fluido de yacimiento aumentará 9.61 bls para una reducción en presión de una libra por pulgada cuadrada. La compresibilidad de crudos subsaturados varía de  $5$  a  $100 \times 10^{-6} \text{ lpc}^{-1}$ , los valores mayores corresponden a altas gravedades API, mayores cantidades de gas disuelto y a mayores temperaturas.

Por debajo de la presión de burbujeo, el gas disuelto afecta la compresibilidad. Por lo tanto, la compresibilidad del petróleo para presiones menores que la presión de burbujeo, donde el volumen de petróleo aumenta con presión debido al gas que se disuelve en el líquido, se define de la siguiente manera<sup>1,15</sup>:

$$c_o = -\frac{1}{B_o} \left( \frac{\partial B_o}{\partial p} \right)_T + \frac{B_g}{B_o} \left( \frac{\partial R_s}{\partial p} \right)_T \dots\dots\dots (2.62)$$

Notesé que la Ec. (2.62) se transforma en la Ec. (2.58) para presiones mayores que la presión de burbujeo debido a que  $R_s$  es constante con respecto a la presión. Especial cuidado debe tenerse en la evaluación de la Ec. (2.62) debido a que  $B_g$  se calcula en una variedad de unidades.

La Fig .2.12 presenta el gráfico completo de  $c_o$  vs. presión a temperatura constante. Como puede observarse, existe una discontinuidad a la presión del punto de burbujeo debido a que la liberación de la primera burbuja de gas causa un cambio drástico en el valor de la compresibilidad.



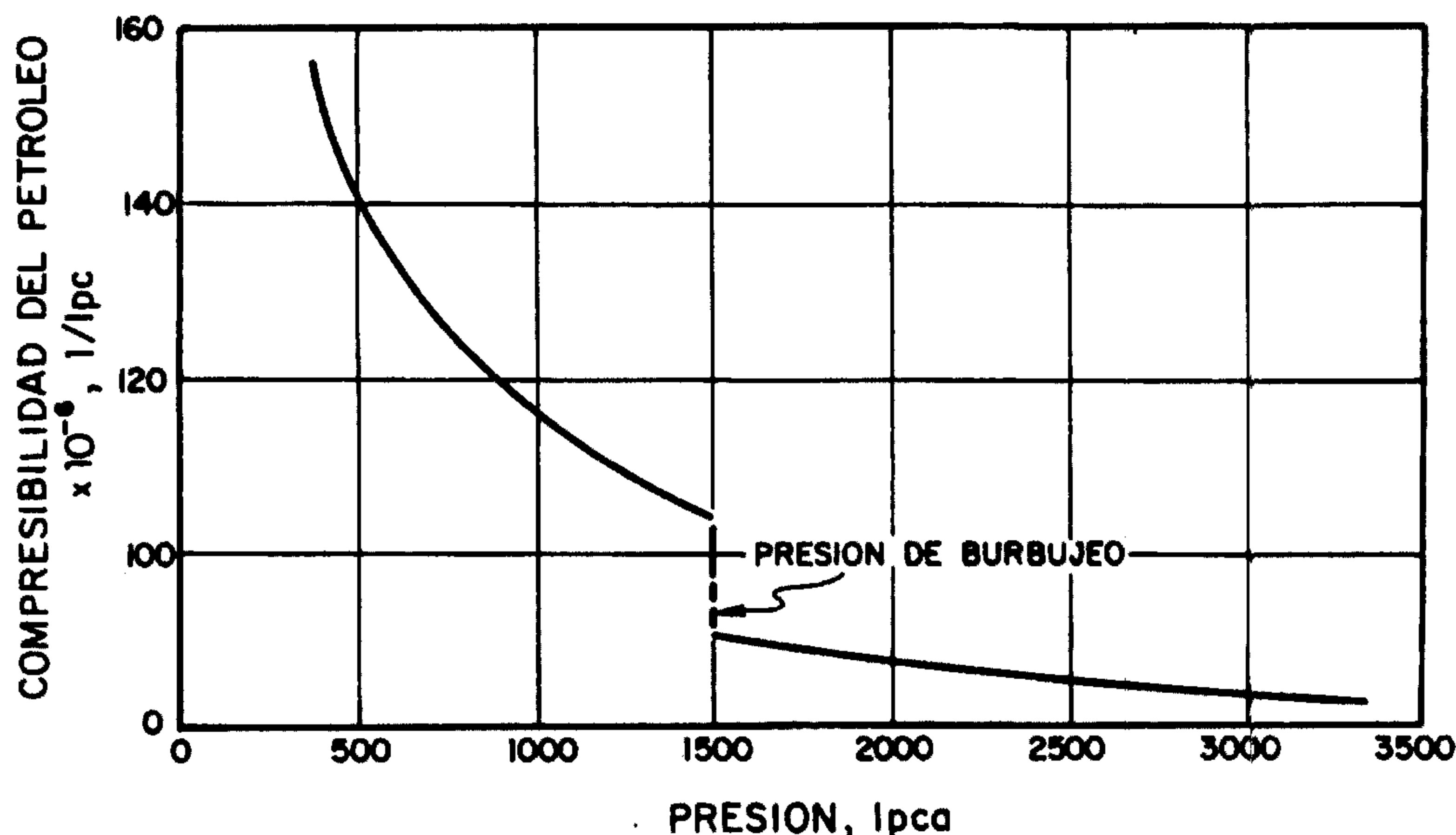


Fig. 2.12.- Comportamiento típico de  $c_o$  vs. presión a temperatura constante.

Las siguientes correlaciones permiten determinar  $c_o$  a presiones menores que la presión del punto de burbujeo ( $p < p_b$ ).

**Correlación de McCain, W.D., Jr., Rollins, J.B. y Villena-Lanzi, A.J.<sup>16</sup>:**

Las correlaciones son las siguientes:

$$\ln c_o = -7.573 - 1.450 \ln p - 0.383 \ln p_b + 1.402 \ln T + 0.256 \ln \gamma_{API} + 0.449 \ln R_{sb} \dots (2.63)$$

Si no se dispone de la presión de burbujeo,  $p_b$ , la siguiente correlación puede ser utilizada:

$$\ln c_o = -7.663 - 1.497 \ln p - 1.115 \ln T + 0.533 \ln \gamma_{API} + 0.184 \ln R_{sb} \dots (2.64)$$

Si no se dispone de  $p_b$  y  $R_{sb}$ , la siguiente correlación puede ser utilizada:

$$\ln c_o = -7.114 - 1.394 \ln p - 0.981 \ln T + 0.770 \ln \gamma_{API} + 0.446 \ln \gamma_g \dots (2.65)$$

donde  $c_o$  en  $\text{lpc}^{-1}$ ,  $p$  en  $\text{lpca}$ . y  $T$  en  $^{\circ}\text{R}$ .

En el desarrollo de estas correlaciones se utilizaron 2500 datos experimentales obtenidos de diversos crudos y presentan desviaciones de 4.5, 5.2 y 6.4%, respectivamente. La Tabla 2.17 presenta el rango de los datos utilizados en su desarrollo.

TABLA 2.17.- RANGO DE LOS DATOS PARA LA CORRELACION DE MCCAIN, W.D., Jr. y Cols.	
Presión, lpca.	500 - 5300
Presión de burbujeo, lpca.	763 - 5300
Razón gas disuelto-petróleo, PCN/BN	15 - 1947
Temperatura, $^{\circ}\text{F}$	78 - 330
Gravedad específica del gas, (aire = 1)	0.58 - 1.2
Gravedad del petróleo, $^{\circ}\text{API}$	18 - 52
Compresibilidad del petróleo $\times 10^{-6}$ , $\text{lpc}^{-1}$	31 - 6600

Una manera alterna de determinar la compresibilidad de un crudo a presiones menores que la presión del punto de burbujeo, es a partir de la Ec. (2.62). Así, dado que  $(\partial B_o / \partial p)_T$  puede escribirse como (regla de la cadena):

$$\left(\frac{\partial B_o}{\partial p}\right)_T \approx \left(\frac{\partial B_o}{\partial R_s}\right)_T \left(\frac{\partial R_s}{\partial p}\right)_T$$

luego, la Ec. (2.62) puede expresarse como:

$$c_o = -\frac{1}{B_o} \left[ \left(\frac{\partial B_o}{\partial R_s}\right)_T \left(\frac{\partial R_s}{\partial p}\right)_T - B_g \left(\frac{\partial R_s}{\partial p}\right)_T \right] = -\frac{1}{B_o} \left(\frac{\partial R_s}{\partial p}\right)_T \left[ \left(\frac{\partial B_o}{\partial R_s}\right)_T - B_g \right] \dots (2.66)$$

donde,  $(\partial B_o / \partial R_s)_T$  y  $(\partial R_s / \partial p)_T$  se obtienen derivando analíticamente las correlaciones anteriores de  $B_o$  y  $R_s$  con respecto a  $R_s$  y  $p$  a temperatura constante, esto es:

**Standing, M.B.**

$$\left(\frac{\partial B_o}{\partial R_s}\right)_T = 14.4 \times 10^{-5} \left(\frac{\gamma_g}{\gamma_o}\right)^{0.5} \left[ R_s \left(\frac{\gamma_g}{\gamma_o}\right)^{0.5} + 1.25 T \right]^{0.2} \dots (2.67)$$

$$\left(\frac{\partial R_s}{\partial p}\right)_T = \frac{R_s}{0.83p + 21.15} \dots (2.68)$$

**Vázquez, M.E. y Beggs, H.D.**

$$\left(\frac{\partial B_o}{\partial R_s}\right)_T = C_1 + C_3(T - 60) \left(\frac{\gamma_{API}}{\gamma_{gc}}\right) \dots (2.69)$$

$$\left(\frac{\partial R_s}{\partial p}\right)_T = C_2 \frac{R_s}{p} \dots (2.70)$$

**Glaso, O.**

$$\left(\frac{\partial B_o}{\partial R_s}\right)_T = (2.91329 - 0.55366 \log F) 10^{[-6.58511 + 2.91329 \log F - 0.27683 (\log F)^2]} \left(\frac{1}{F}\right) \left(\frac{\gamma_g}{\gamma_o}\right)^{0.526} \dots (2.71)$$

$$\left(\frac{\partial R_s}{\partial p}\right)_T = 2.02777 \frac{R_s}{p (14.1811 - 3.3093 \log p)^{0.5}} \dots (2.72)$$

**TOTAL, C.F.P.**

$$\left(\frac{\partial B_o}{\partial R_s}\right)_T = 4.857 \times 10^{-4} + (17.569 \times 10^{-9})(T - 60) \left(\frac{\gamma_{API}}{\gamma_g}\right) \dots (2.73)$$

$$\left(\frac{\partial R_s}{\partial p}\right)_T = C_4 \frac{R_s}{p} \dots (2.74)$$

**Al-Marhoun, M.A.**

$$\left(\frac{\partial B_o}{\partial R_s}\right)_T = \frac{1.35556 \times 10^{-3} F + 4.723 \times 10^{-6} F^2}{R_s} \dots (2.75)$$

$$\left(\frac{\partial R_s}{\partial p}\right)_T = 1.3984 \frac{R_s}{p} \dots (2.76)$$

**Dokla, M.E. y Osman, M.E.**

$$\left(\frac{\partial B_o}{\partial R_s}\right)_T = \frac{1.08126 \times 10^{-3} F + 5.887 \times 10^{-6} F^2}{R_s} \dots\dots\dots (2.77)$$

$$\left(\frac{\partial R_s}{\partial p}\right)_T = 1.3811 \frac{R_s}{p} \dots\dots\dots (2.78)$$

**Petrosky, G.E., Jr. y Farshad, F.F.**

$$\left(\frac{\partial B_o}{\partial R_s}\right)_T = 83.313 \times 10^{-6} F^{2.0936} R_s^{-0.6262} \left(\frac{\gamma_g^{0.2914}}{\gamma_o^{0.6265}}\right) \dots\dots\dots (2.79)$$

$$\left(\frac{\partial R_s}{\partial p}\right)_T = 1.73184 \frac{R_s}{p + 139.05} \dots\dots\dots (2.80)$$

**Kartoatmodjo, T. y Schmidt, Z.**

$$\left(\frac{\partial B_o}{\partial R_s}\right)_T = 1.1325 \times 10^{-4} \frac{F^{1.5} - 0.45 T F^{0.5}}{R_s} \dots\dots\dots (2.81)$$

$$\left(\frac{\partial R_s}{\partial p}\right)_T = \frac{1}{C_4} \frac{R_s}{p} \dots\dots\dots (2.82)$$

La exactitud de las ecuaciones anteriores no ha sido verificada, sin embargo; se cree que éstas pueden ser utilizadas dentro del rango de los datos especificados por las ecuaciones de las cuales fueron obtenidas.

**Ejemplo 2.6:**

Utilizando las correlaciones de McCain, W.D., Jr. y Cols., las ecuaciones anteriormente obtenidas y los resultados de los Ejemplos 2.2 y 2.3, determinar la compresibilidad de un crudo a 2000 lpca. dado los siguientes datos:

- $p_b = 2500$  lpca.
- $T = 180$  °F
- $\gamma_{API} = 31$  °API
- $\gamma_g = 0.95$  (aire = 1)

**Solución:**

**Correlación de McCain, W.D., Jr. y Cols.**

De la Ec. (2.63), para  $R_s = 516$  PCN/BN (Ejemplo 2.2):

$$\ln c_o = -7.573 - 1.450 \ln(2000) - 0.383 \ln(2500) + 1.402 \ln(640) + 0.256 \ln(31) + 0.449 \ln(516)$$

$$\ln c_o = -8.84834$$

Finalmente;

$$c_o = 143.6 \times 10^{-6} \text{ lpc}^{-1}$$

De la Ec. (2.64):

$$\ln c_o = -7.633 - 1.497 \ln(2000) + 1.115 \ln(640) + 0.533 \ln(31) + 0.184 \ln(516)$$

$$\ln c_o = -8.82742$$

Finalmente;

**Carlos Bánzer S.**

$$c_o = 146.7 \times 10^{-6} \text{ lpc}^{-1}$$

De la Ec. (2.65):

$$\ln c_o = -7.114 - 1.394 \ln(2000) + 0.981 \ln(640) + 0.770 \ln(31) + 0.446 \ln(0.95)$$

$$\ln c_o = -8.7256$$

Finalmente;

$$c_o = 162.4 \times 10^{-6} \text{ lpc}^{-1}$$

De las Ecs. (1.23) y (1.24):

$$p_{sc} = 756.8 + (131)(0.95) - (3.6)(0.95)^2 = 629.10 \text{ lpc}$$

$$T_{sc} = 169.2 + (349.5)(0.95) - (74)(0.95)^2 = 434.44 \text{ }^\circ\text{R}$$

De las Ecs. (1.34) y (1.35):

$$\left. \begin{aligned} p_{sr} &= \frac{2000}{629.10} = 3.18 \\ T_{sr} &= \frac{180 + 460}{434.44} = 1.47 \end{aligned} \right\} \text{ De la Fig. 1.4: } z = 0.762$$

De la Ec. (1.69):

$$B_g = 0.00503 \frac{(0.762)(640)}{2000} = 0.00123 \text{ BY/PCN}$$

**Standing, M.B.**

De las Ecs. (2.67) y (2.68):

$$\left( \frac{\partial B_o}{\partial R_s} \right)_T = 14.4 \times 10^{-5} \left( \frac{0.95}{0.871} \right)^{0.5} \left[ (516) \left( \frac{0.95}{0.871} \right)^{0.5} + (1.25)(180) \right]^{0.2} = 567.3 \times 10^{-6} \text{ BY/PCN}$$

$$\left( \frac{\partial R_s}{\partial p} \right)_T = \frac{516}{(0.83)(2000) + 21.15} = 0.30693 \text{ PCN/BN-lpc}$$

De la Ec. (2.66):

$$c_o = -\frac{1}{1.32170} [(567.3 \times 10^{-6})(0.30693) - (0.00123)(0.30693)]$$

Finalmente;

$$c_o = 153.9 \times 10^{-6} \text{ lpc}^{-1}$$

**Vázquez, M.E. y Beggs, H.D.**

De las Ecs. (2.69) y (2.70):

$$\left( \frac{\partial B_o}{\partial R_s} \right)_T = 4.67 \times 10^{-4} + (1.337 \times 10^{-9})(180 - 60) \left( \frac{31}{0.95} \right) = 472.2 \times 10^{-6} \text{ BY/PCN}$$

$$\left( \frac{\partial R_s}{\partial p} \right)_T = 1.187 \frac{447}{2000} = 0.26529 \text{ PCN/BN-lpc}$$

De la Ec. (2.66):

$$c_o = -\frac{1}{1.25416} [(472.2 \times 10^{-6})(0.26529) - (0.00123)(0.26529)]$$

Finalmente;

$$c_o = 160.3 \times 10^{-6} \text{ lpc}^{-1}$$

**Glaso, O.**

De las Ecs. (2.41), (2.71) y (2.72):

$$F = (433) \left( \frac{0.95}{0.871} \right)^{0.526} + (0.968)(180) = 627.47242$$

$$\left( \frac{\partial B_o}{\partial R_s} \right)_T = [2.91329 - 0.55366 \log(627.47242)] 10^{[-6.58511 + 2.91329 \log(627.47242) - 0.27683 (\log(627.47242))^2]}$$

$$\left( \frac{1}{627.47242} \right) \left( \frac{0.95}{0.871} \right)^{0.526} = 569.7 \times 10^{-6} \text{ BY/PCN}$$

$$\left( \frac{\partial R_s}{\partial p} \right)_T = 2.02777 \frac{433}{(2000)[14.1811 - 3.3093 \log(2000)]^{0.5}} = 0.24326 \text{ PCN/BN-lpc}$$

De la Ec. (2.66):

$$c_o = -\frac{1}{1.25031} [(569.7 \times 10^{-6})(0.24326) - (0.00123)(0.24326)]$$

Finalmente;

$$c_o = 128.5 \times 10^{-6} \text{ lpc}^{-1}$$

**TOTAL, C.F.P.**

De las Ecs. (2.73), (2.74):

$$\left( \frac{\partial B_o}{\partial R_s} \right)_T = 4.857 \times 10^{-4} + (17.569 \times 10^{-9})(180 - 60) \left( \frac{31}{0.91} \right) = 554.5 \times 10^{-6} \text{ BY/PCN}$$

$$\left( \frac{\partial R_s}{\partial p} \right)_T = 1.095 \frac{539}{2000} = 0.29510 \text{ PCN/BN-lpc}$$

De la Ec. (2.66):

$$c_o = -\frac{1}{1.31301} [(554.5 \times 10^{-6})(0.29510) - (0.00123)(0.29510)]$$

Finalmente;

$$c_o = 151.8 \times 10^{-6} \text{ lpc}^{-1}$$

**Al-Marhoun, M.A.**

De las Ecs. (2.43), (2.75) y (2.76):

**Carlos Bánzer S.**

$$F = (615)^{0.74239} (0.95)^{0.323294} (0.871)^{-1.20204} = 136.56259$$

$$\left(\frac{\partial B_o}{\partial R_s}\right)_T = \frac{(1.3555 \times 10^{-3})(136.56259) + (4.723 \times 10^{-6})(136.56259)^2}{615} = 444.2 \times 10^{-6} \text{ BY/PCN}$$

$$\left(\frac{\partial R_s}{\partial p}\right)_T = 1.3984 \frac{615}{2000} = 0.43001 \text{ PCN/BN-lpc}$$

De la Ec. (2.66):

$$c_o = -\frac{1}{1.35804} [(444.2 \times 10^{-6})(0.43001) - (0.00123)(0.43001)]$$

Finalmente;

$$c_o = 248.8 \times 10^{-6} \text{ lpc}^{-1}$$

**Dokla, M.E. y Osman, M.E.**

De las Ecs. (2.46), (2.77) y (2.78):

$$F = (648)^{0.773572} (0.95)^{0.40402} (0.871)^{-0.882605} = 165.53730$$

$$\left(\frac{\partial B_o}{\partial R_s}\right)_T = \frac{(1.08126 \times 10^{-3})(165.53730) + (5.887 \times 10^{-6})(165.53730)^2}{648} = 525.2 \times 10^{-6} \text{ BY/PCN}$$

$$\left(\frac{\partial R_s}{\partial p}\right)_T = 1.3811 \frac{648}{2000} = 0.44748 \text{ PCN/BN-lpc}$$

De la Ec. (2.66):

$$c_o = -\frac{1}{1.38152} [(525.2 \times 10^{-6})(0.44748) - (0.00123)(0.44748)]$$

Finalmente;

$$c_o = 228.3 \times 10^{-6} \text{ lpc}^{-1}$$

**Petrosky, G.E., Jr. y Farshad, F.F.**

De las Ecs. (2.48), (2.79) y (2.80):

$$F = (492)^{0.3738} \left(\frac{0.95^{0.2914}}{0.871^{0.6265}}\right) + (0.24626)(180)^{0.5371} = 14.90308$$

$$\left(\frac{\partial B_o}{\partial R_s}\right)_T = (83.313 \times 10^{-6})(14.90308)^{2.0936} (492)^{-0.6262} \left(\frac{0.95^{0.2914}}{0.871^{0.6265}}\right) = 527.8 \times 10^{-6} \text{ BY/PCN}$$

$$\left(\frac{\partial R_s}{\partial p}\right)_T = 1.73184 \frac{492}{2000 + 139.05} = 0.25127 \text{ PCN/BN-lpc}$$

De la Ec. (2.66):

$$c_o = -\frac{1}{1.31838} [(527.8 \times 10^{-6})(0.25127) - (0.00123)(0.25127)]$$

Finalmente;

$$c_o = 133.8 \times 10^{-6} \text{ lpc}^{-1}$$

**Kartoatmodjo, T. y Schmidt, Z.**

De las Ecs. (2.50), (2.81) y (2.82):

$$F = (435)^{0.755} (0.95)^{0.25} (0.871)^{-1.5} + (0.45)(180) = 200.25128$$

$$\left( \frac{\partial B_o}{\partial R_s} \right)_T = 1.1325 \times 10^{-4} \frac{(200.25128)^{1.5} - (0.45)(180)(200.25128)^{0.5}}{435} = 439.3 \times 10^{-6} \text{ BY/PCN}$$

$$\left( \frac{\partial R_s}{\partial p} \right)_T = \frac{1}{0.9143} \frac{435}{2000} = 0.23789 \text{ PCN/BN-lpc}$$

De la Ec. (2.66):

$$c_o = -\frac{1}{1.26787} [(439.3 \times 10^{-6})(0.23789) - (0.00123)(0.23789)]$$

Finalmente;

$$c_o = 148.4 \times 10^{-6} \text{ lpc}^{-1}$$

Un resumen de los resultados de  $c_o$  es como sigue:

Correlación	$c_o$ , lpc <sup>-1</sup>
McCain, W.D., Jr. y Cols.	
Ec. (2.63)	143.6 x 10 <sup>-6</sup>
Ec. (2.64)	146.7 x 10 <sup>-6</sup>
Ec. (2.65)	162.4 x 10 <sup>-6</sup>
Standing, M.B.	153.9 x 10 <sup>-6</sup>
Vázquez, M.E. y Beggs, H.D.	160.3 x 10 <sup>-6</sup>
Glaso, O.	128.5 x 10 <sup>-6</sup>
TOTAL, C.F.P.	151.8 x 10 <sup>-6</sup>
Al-Marhoun, M.A.	248.8 x 10 <sup>-6</sup>
Dokla, M.E. y Osman, M.E.	228.3 x 10 <sup>-6</sup>
Petrosky, G.E., Jr. y Farshad, F.F.	133.8 x 10 <sup>-6</sup>
Kartoatmodjo, T. y Schmidt, Z.	148.4 x 10 <sup>-6</sup>

### Viscosidad del Petróleo, $\mu_o$ :

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

En el caso de petróleo deben distinguirse dos tipos de viscosidad: viscosidad de un petróleo sin gas en solución, y viscosidad de un petróleo a determinada  $p$  y  $T$  llevando consigo la cantidad de gas,  $R_s$ , que puede disolverse a esas condiciones. En ambos casos, el efecto de la temperatura es disminuir la viscosidad, sin embargo; la presión en el primer caso aumenta la viscosidad y en el segundo la disminuye, ya que el efecto de disminución de la viscosidad por gas en solución es mayor que el efecto por compresibilidad del petróleo.

La Fig. 2.13 ilustra el comportamiento típico de  $\mu_o$  vs. presión a temperatura constante.

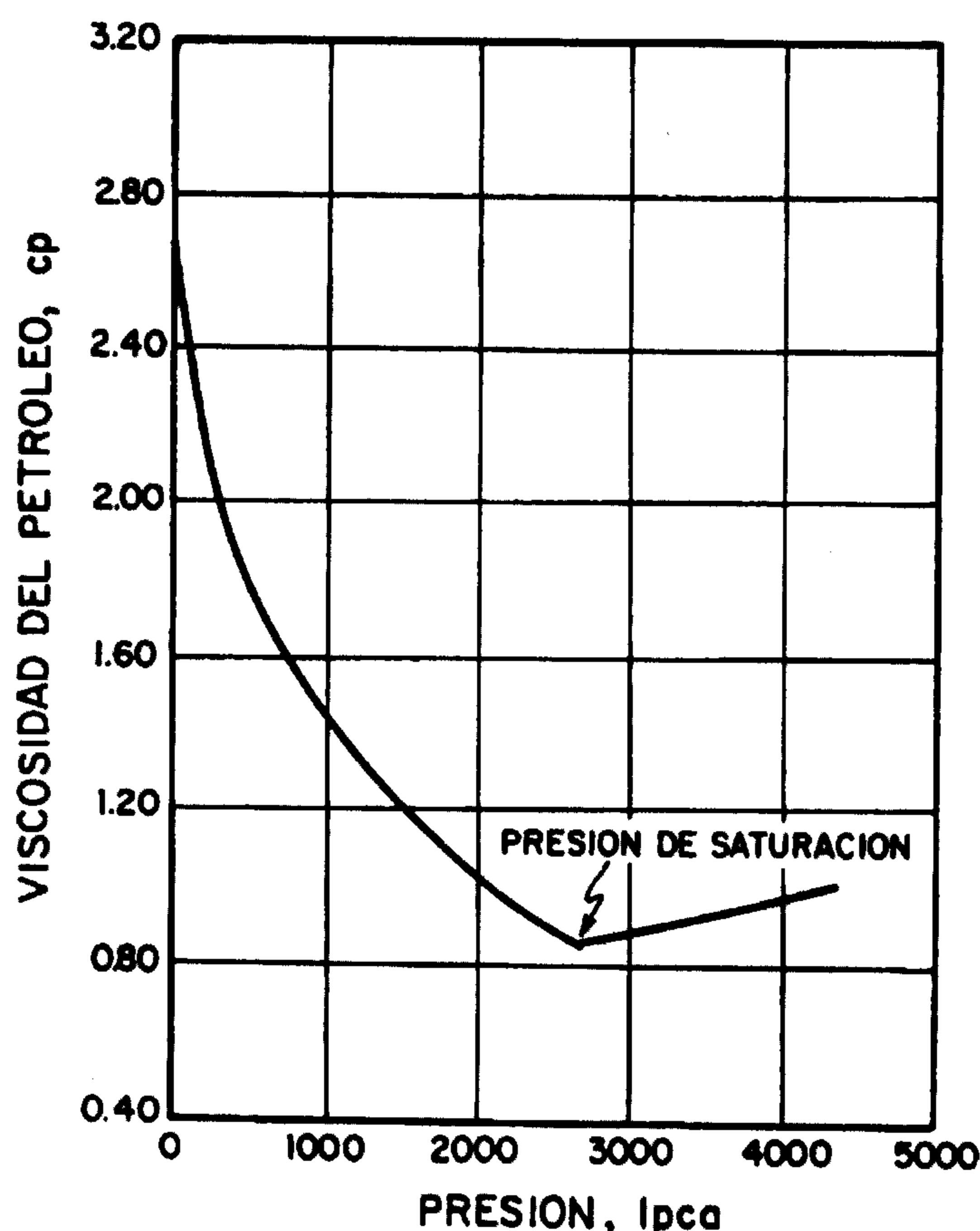


Fig. 2.13.- Comportamiento típico de  $\mu_0$  vs. presión a temperatura constante.

Obsérvese que por debajo de la presión de burbujeo la viscosidad disminuye con aumento en presión debido al efecto del gas que entra en solución, pero por arriba del punto de burbujeo la viscosidad aumenta con presión ya que no ocurre solubilidad adicional de gas y solo actúa la compresibilidad.

La unidad de medida de la viscosidad dinámica o absoluta,  $\mu$ , normalmente referida como viscosidad es el *centipoise* o *poise*. Una relación entre varios sistemas de unidades está dado por:

$$1 \text{ cp.} = 0.01 \text{ poise} = 0.001 \text{ Pa.s} = 6.72 \times 10^{-4} \text{ lbs/(pie-seg)}$$

La viscosidad cinemática de un fluido,  $\nu$ , es la viscosidad absoluta,  $\mu$ , dividida por la densidad,  $\rho$  en  $\text{gr/cm}^3$ . Esto es:

$$\nu = \frac{\mu}{\rho} \dots\dots\dots (2.83)$$

donde, la unidad de medida es el *stoke* o *centistoke* (1 cst = 0.01 stokes).

La Ec. (2.83) requiere el conocimiento de la densidad como función de  $T$ . La siguiente ecuación puede ser utilizada para determinar la densidad a la temperatura de interés<sup>17</sup>:

$$\rho_0 = \rho_{01} (1.022 - 0.000378 T) \dots\dots\dots(2.84)$$

donde;



**CORRELACIONES NUMÉRICAS P.V.T.**

---

- $\rho_o$  : Densidad del petróleo a 1 atm. y  $T$ , lbs/pie<sup>3</sup>
- $\rho_{o1}$  : Densidad del petróleo a condiciones normales ( $\rho_{o1} = 62.4 \gamma_o$ ), lbs/pie<sup>3</sup>
- $T$  : Temperatura, °F

El efecto de la temperatura sobre la viscosidad de petróleos sin gas en solución (muertos) y productos destilados es disminuirla. Una de las formas más comunes de representar la viscosidad vs. temperatura, es a través de las cartas ASTM D-341<sup>18</sup> que siguen la siguiente relación:

$$\log \log Z = A + B \log T \dots\dots\dots(2.85)$$

donde;

- $Z = \nu + 0.7$  para el rango de viscosidad de 2.0 a  $2.0 \times 10^7$  cts.
- $\nu$  : Viscosidad cinemática, cts.
- $T$  : Temperatura, °R
- $A$  : Intercepto
- $B$  : Pendiente del gráfico  $\log \log Z$  vs.  $\log T$

La variación de  $\nu$  vs.  $T$  para fluidos newtonianos (la viscosidad no depende de la velocidad del fluido) produce una línea recta en la carta ASTM D-341 para la viscosidad cinemática. Un ejemplo de tal representación gráfica para crudos libres de gas a presión atmosférica se presenta en la Fig. 2.14<sup>19</sup>.

Por lo tanto, con valores de la viscosidad cinemática a dos temperaturas diferentes (normalmente 100 y 210 °F) es posible extrapolar o interpolar para obtener valores de  $\nu$  a otras temperaturas.

Así, si se conocen los valores de  $\nu$  a la temperatura  $T_1$  y a alguna otra temperatura  $T_2$ , las constantes  $A$  y  $B$  de la Ec. (2.85) pueden ser determinadas obteniéndose una expresión matemática para predecir  $\nu$  en función de  $T$ . El procedimiento para determinar estas constantes es como sigue:

Si valores de la viscosidad se conocen a dos temperaturas diferentes, entonces:

$$\begin{aligned} \log[\log(\nu_1 + 0.7)] &= A + B \log T_1 \\ \log[\log(\nu_2 + 0.7)] &= A + B \log T_2 \end{aligned}$$

resolviendo para  $B$ , se tiene:

$$-B = \frac{\log[\log(\nu_2 + 0.7)] - \log[\log(\nu_1 + 0.7)]}{\log T_1 - \log T_2} \dots\dots\dots(2.86)$$

luego, la viscosidad a cualquier otra temperatura puede ser determinada por:

$$\log[\log(\nu + 0.7)] = \log[\log(\nu_1 + 0.7)] - B (\log T_1 - \log T) \dots\dots\dots(2.87)$$

Si un conjunto de valores de  $\nu$  vs.  $T$  son dados, los valores de las constantes  $A$  y  $B$  se determinan mediante ajuste de mínimos cuadrados. Esto es:

$$A = \frac{\sum_{i=1}^n \log[\log(\nu_i + 0.7)] - B \sum_{i=1}^n \log T_i}{n} \dots\dots\dots(2.88)$$

$$B = \frac{\sum_{i=1}^n \log[\log(\nu_i + 0.7)] \log T_i - \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \log T_i \sum_{i=1}^n \log[\log(\nu_i + 0.7)]}{\sum_{i=1}^n (\log T_i)^2 - \frac{1}{n} \left( \sum_{i=1}^n \log T_i \right)^2} \dots\dots\dots(2.89)$$

donde,  $\nu_i$  y  $T_i$  son los pares de puntos  $\nu_1$  vs.  $T_1$ ,  $\nu_2$  vs.  $T_2$ , ..... ,  $\nu_n$  vs.  $T_n$  y  $n$  el número de pares de puntos.

## PROPIEDADES FÍSICAS DEL PETRÓLEO

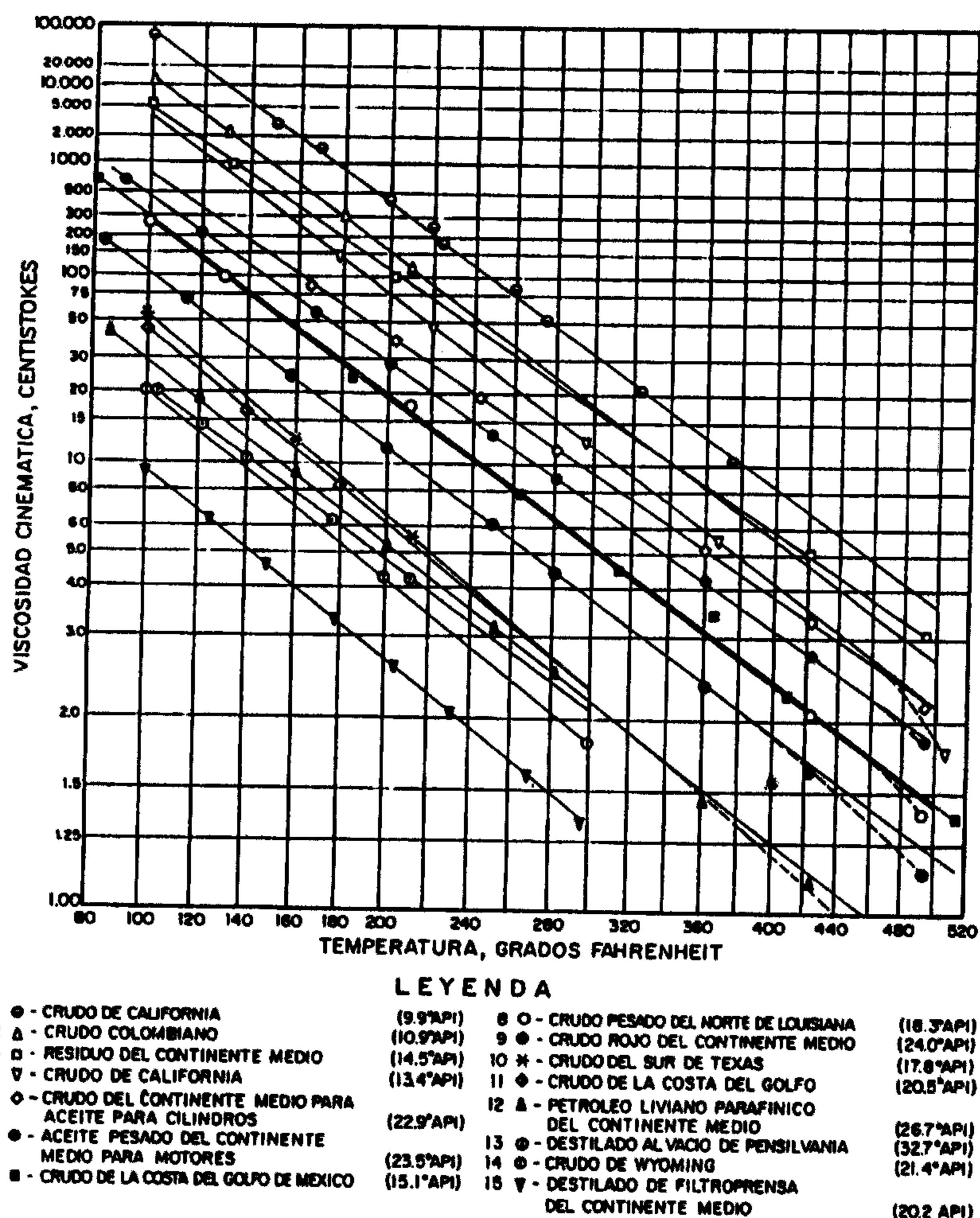


Fig. 2.14.- Viscosidad de petróleos libres de gas vs. temperatura (Ref. 19).

Como la densidad del petróleo no depende fuertemente de la temperatura, frecuentemente se hacen gráficos como el de la Fig. 2.14 utilizando la viscosidad dinámica  $\mu$  vs. temperatura. Tales gráficos son útiles (los errores generalmente son menores del 25% sobre los rangos prácticos de temperatura) en proporcionar buenos estimados de viscosidades de crudos a otras temperaturas diferentes de las medidas.

Las cartas ASTM D-341 se pueden obtener en varios tamaños, unidades e intervalos de viscosidad y temperatura. La Fig. 2.15 presenta un ejemplo de esta carta.

### Ejemplo 2.7:

La viscosidad de un crudo de 26.7 °API es de 5.2 cts. a 140 °F y de 1.5 cts. a 280 °F. Determinar la viscosidad a 160 °F.

### Solución:

Determinación de la constante  $B$  (Ec. 2.86):

$$-B = \frac{\log[\log(1.5 + 0.7)] - \log[\log(5.2 + 0.7)]}{\log(140 + 460) - \log(280 + 460)}$$

$$-B = 3.869$$

## CORRELACIONES NUMÉRICAS P.V.T.

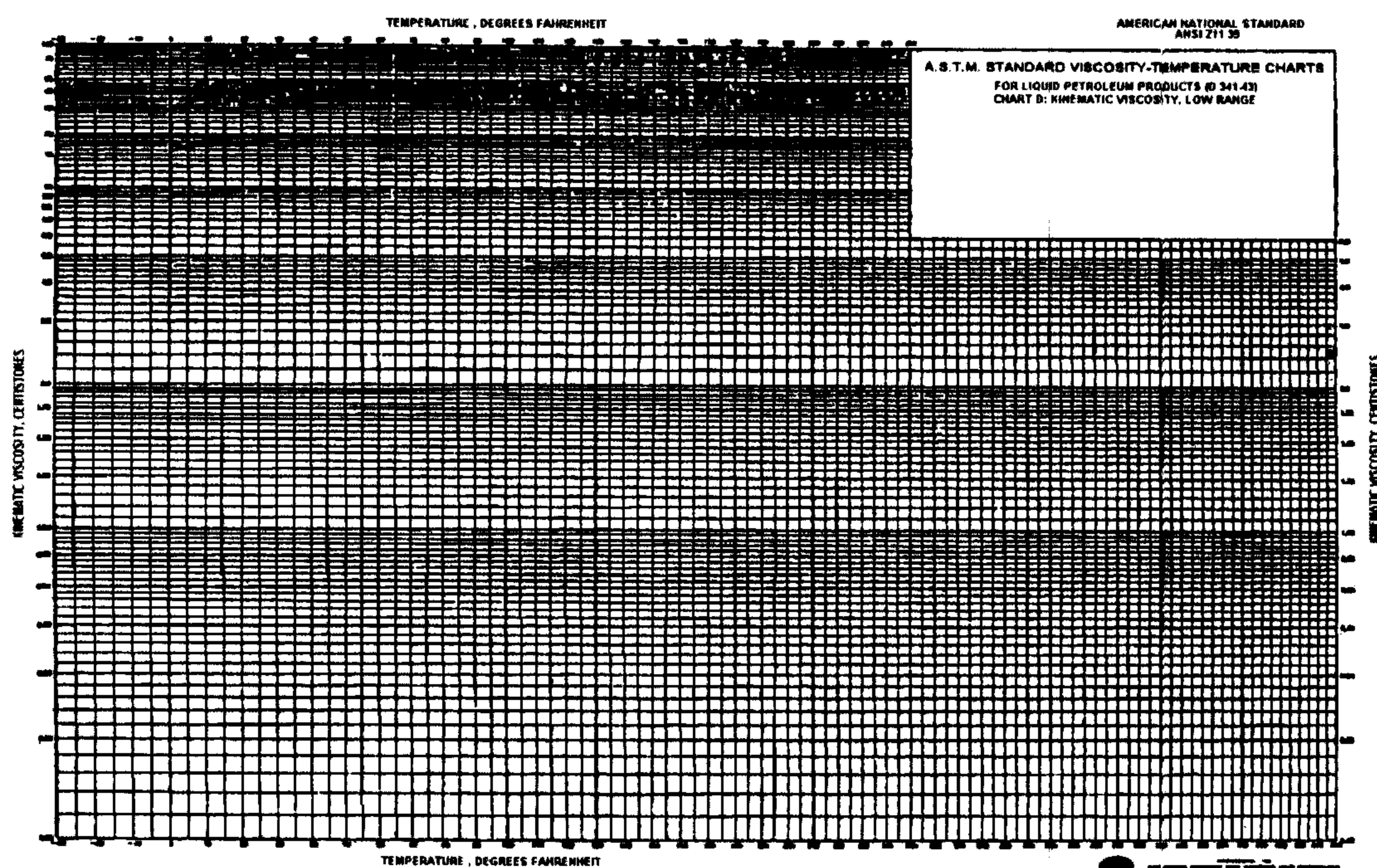


Fig. 2.15.- Carta ASTM D-341 (Ref. 18).

Determinación de la viscosidad a 160 °F (Ec. 2.87):

$$\log[\log(\nu + 0.7)] = \log[\log(5.2 + 0.7)] + 3.869 [\log(600) - \log(620)] = -0.168$$

luego;

$$\nu + 0.7 = 4.78$$

Finalmente;

$$\nu = 4.08 \text{ cts.}$$

Aplicando el método de los mínimos cuadrados a la Ec. (2.85), se tiene:

Efectuando las sumatorias de las Ecs. (2.88) y (2.89):

$$\sum_{i=1}^2 \log[\log(\nu_i + 0.7)] = \log[\log(5.2 + 0.7)] + \log[\log(1.5 + 0.7)] = -0.578$$

$$\sum_{i=1}^2 \log T_i = \log(140 + 460) + \log(280 + 460) = 5.647$$

$$\sum_{i=1}^2 \log[\log(\nu_i + 0.7)] \log T_i = \log[\log(5.2 + 0.7)] \log(140 + 460) + \log[\log(1.5 + 0.7)] \log(280 + 460) = -1.648$$

$$\sum_{i=1}^2 (\log T_i)^2 = (\log(140 + 460))^2 + (\log(280 + 460))^2 = 15.948$$

$$\left( \sum_{i=1}^2 \log T_i \right)^2 = (\log(140 + 460) + \log(280 + 460))^2 = 31.889$$

De la Ec. (2.89):

$$B = \frac{-1.648 - \frac{1}{2} (5.647)(-0.578)}{15.948 - \frac{1}{2} (31.889)} = -4.0$$

**Carlos Bánzer S.**

De la Ec. (2.88):

$$A = \frac{-0.578 - (-4.0)(5.647)}{2} = 11.005$$

Sustituyendo  $A$  y  $B$  en la Ec. (2.85), se tiene:

$$\log[\log(\nu + 0.7)] = 11.005 - 4.0 \log T$$

La viscosidad a 160 °F es:

$$\log[\log(\nu + 0.7)] = 11.005 - 4.0 \log(160 + 460) = -0.165$$

luego;

$$\nu + 0.7 = 4.84$$

Finalmente;

$$\nu = 4.14 \text{ cts.}$$

Las siguientes correlaciones permiten determinar la viscosidad de crudos sin gas en solución (muertos),  $\mu_{od}$  en cp., a presión atmosférica y temperatura del yacimiento.

**Correlación de Beal, C.<sup>20</sup>:**

Esta correlación se presenta en la Fig. 2.16 donde la viscosidad del petróleo libre de gas (muerto) está en función de la gravedad API del petróleo y a varias temperaturas.

En el desarrollo de esta correlación se utilizó un total de 655 datos de viscosidades de crudos sin gas en solución a 100 °F y 98 a temperaturas mayores de 100 °F obtenidos de 492 campos diferentes, 358 de los cuales correspondían a los Estados Unidos. La Tabla 2.18 presenta el rango de estos datos. Beal reportó un error promedio de 24.2% entre los valores leídos del gráfico y los valores experimentales.

TABLA 2.18.- RANGO DE LOS DATOS PARA LAS CORRELACIONES DE BEAL, C. Y DE GLASO, O.		
	Beal, C.	Glaso, O.
Temperatura, °F	98 - 250	50 - 300
Gravedad del petróleo, °API	10 - 52.5	20.1 - 48.1
Viscosidad, cp.	0.865 - 1.55	0.616 - 39.1

Un ajuste de la correlación gráfica de la Fig. 2.16 está dado por la siguiente ecuación<sup>3</sup>:

$$\mu_{od} = \left[ 0.32 + \frac{1.8 \times 10^7}{\gamma_{API}^{4.53}} \right] \left[ \frac{360}{T + 200} \right]^a \dots\dots\dots (2.90)$$

donde;

$$a = \text{antilog} \left( 0.43 + \frac{8.33}{\gamma_{API}} \right) \dots\dots\dots (2.91)$$

- $\mu_{od}$  : Viscosidad del petróleo libre de gas a 1 atm. y  $T$ , cp.
- $\gamma_{API}$  : Gravedad del petróleo, °API
- $T$  : Temperatura del yacimiento, °F

Para 25 puntos leídos de la Fig. 2.16, la ecuación anterior presentó un error promedio de -1.58% con una desviación estandar de diferencias de 9.4%<sup>3</sup>.

**Carlos Bánzer S.**

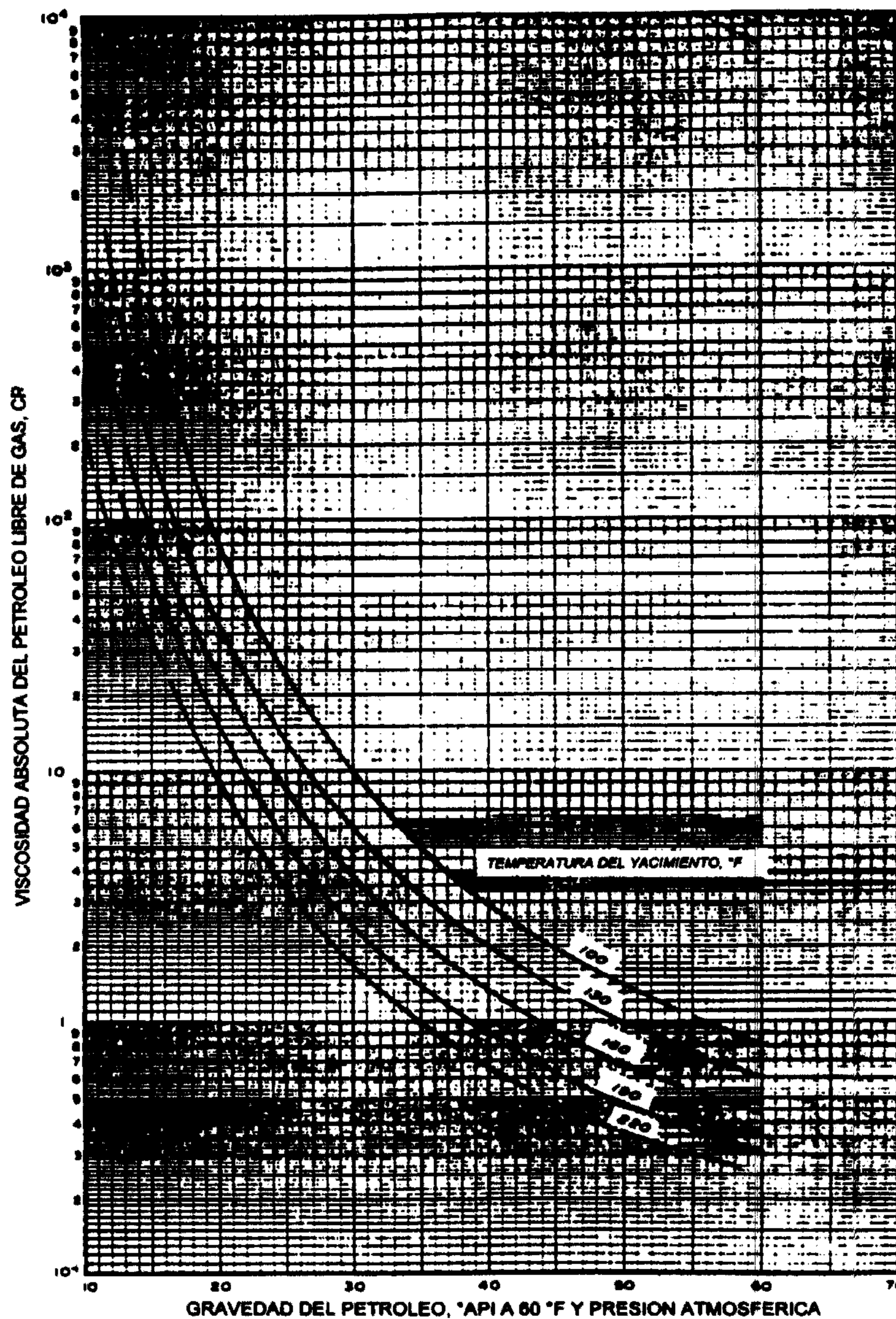


Fig. 2.16.- Viscosidad del petróleo libre de gas a presión atmosférica y temperatura del yacimiento (Ref. 20).

**Correlación de Beggs, H.D. y Robinson, J.R.<sup>21</sup>:**

La correlación es la siguiente:

$$\mu_{od} = 10^x - 1 \dots\dots\dots (2.92)$$

donde;

$$x = yT^{-1.163}$$

$$y = 10^z$$

$$z = 3.0324 - 0.02023\gamma_{API}$$

$\mu_{od}$  : Viscosidad del petróleo libre de gas a 1 atm. y  $T$ , cp.

$\gamma_{API}$  : Gravedad del petróleo, °API

$T$  : Temperatura del yacimiento, °F

Un total de 460 datos de viscosidades de crudos sin gas en solución obtenidos de 600 muestras diferentes de crudos fueron utilizados en el desarrollo de esta correlación. La Tabla 2.19 presenta el rango de estos datos. Beggs y Robinson reportan un error promedio de -0.64% con una desviación estandar de 13.53% entre las viscosidades medidas y calculadas con la correlación.

TABLA 2.19.- RANGO DE LOS DATOS PARA LA CORRELACION DE BEGGS, H.D. Y ROBINSON, J.R.	
Presión, lpca.	15 - 5265
Temperatura, °F	70 - 295
Razón gas disuelto-petróleo, PCN/BN	20 - 2070
Gravedad del petróleo, °API	16 - 58

**Correlación de Glaso, O.<sup>7</sup>:**

La correlación es la siguiente:

$$\mu_{od} = 3.141 \times 10^{10} T^{-3.444} (\log \gamma_{API})^{(10.313 \log T - 36.447)} \dots\dots\dots (2.93)$$

donde;

- $\mu_{od}$  : Viscosidad del petróleo libre de gas a 1 atm. y  $T$ , cp.
- $\gamma_{API}$  : Gravedad del petróleo, °API
- $T$  : Temperatura del yacimiento, °F

Esta correlación fue desarrollada a partir de 26 muestras diferentes de crudos cubriendo el rango de datos mostrados en la Tabla 2.18.

**Correlación de Egbogad, E.O.<sup>22</sup>:**

La correlación es la siguiente:

$$\log[\log(\mu_{od} + 1)] = 1.8653 - 0.025086\gamma_{API} - 0.5644 \log T \dots\dots\dots (2.94)$$

donde;

- $\mu_{od}$  : Viscosidad del petróleo libre de gas a 1 atm. y  $T$ , cp.
- $\gamma_{API}$  : Gravedad del petróleo, °API
- $T$  : Temperatura del yacimiento, °F

Egbogad reporta un error promedio de 6.6% para la correlación. El rango de los datos utilizados en el desarrollo de la correlación presentaban las siguientes características:  $59 < T(^{\circ}F) < 176$  y  $5 < \gamma_{API} (^{\circ}API) < 58$ .

**Correlación de Kartoatmodjo, T. y Schmidt, Z.<sup>14</sup>:**

La correlación es la siguiente:

$$\mu_{od} = 16.0 \times 10^8 T^{-2.8177} (\log \gamma_{API})^{(5.7526 \log T - 26.9718)} \dots\dots\dots (2.95)$$

donde;

- $\mu_{od}$  : Viscosidad del petróleo libre de gas a 1 atm. y  $T$ , cp.
- $\gamma_{API}$  : Gravedad del petróleo, °API
- $T$  : Temperatura del yacimiento, °F

En el desarrollo de esta correlación se utilizó un total de 661 muestras diferentes de crudos, y reporta un error promedio de -13.158%. La Tabla 2.20 presenta el rango de los datos utilizados en su desarrollo.

## CORRELACIONES NUMÉRICAS P.V.T.

**TABLA 2.20.- RANGO DE LOS DATOS  
PARA LA CORRELACION DE KARTOATMODJO, T. Y SCHMIDT, Z.**

Temperatura, °F	75 - 320
Gravedad del petróleo, °API	14.4 - 58.9
Viscosidad, cp.	0.5 - 682

La viscosidad de crudos con gas en solución (vivos),  $\mu_{oh}$ , a presiones menores o iguales a la presión del punto de burbujeo ( $p \leq p_b$ ) se determina a partir de las siguientes correlaciones.

### Correlación de Chew, J.N. y Connally, C.A., Jr.<sup>23</sup>:

Esta correlación se presenta en la Fig. 2.17, donde  $\mu_{oh}$  está en función de  $\mu_{od}$  y  $R_s$ .

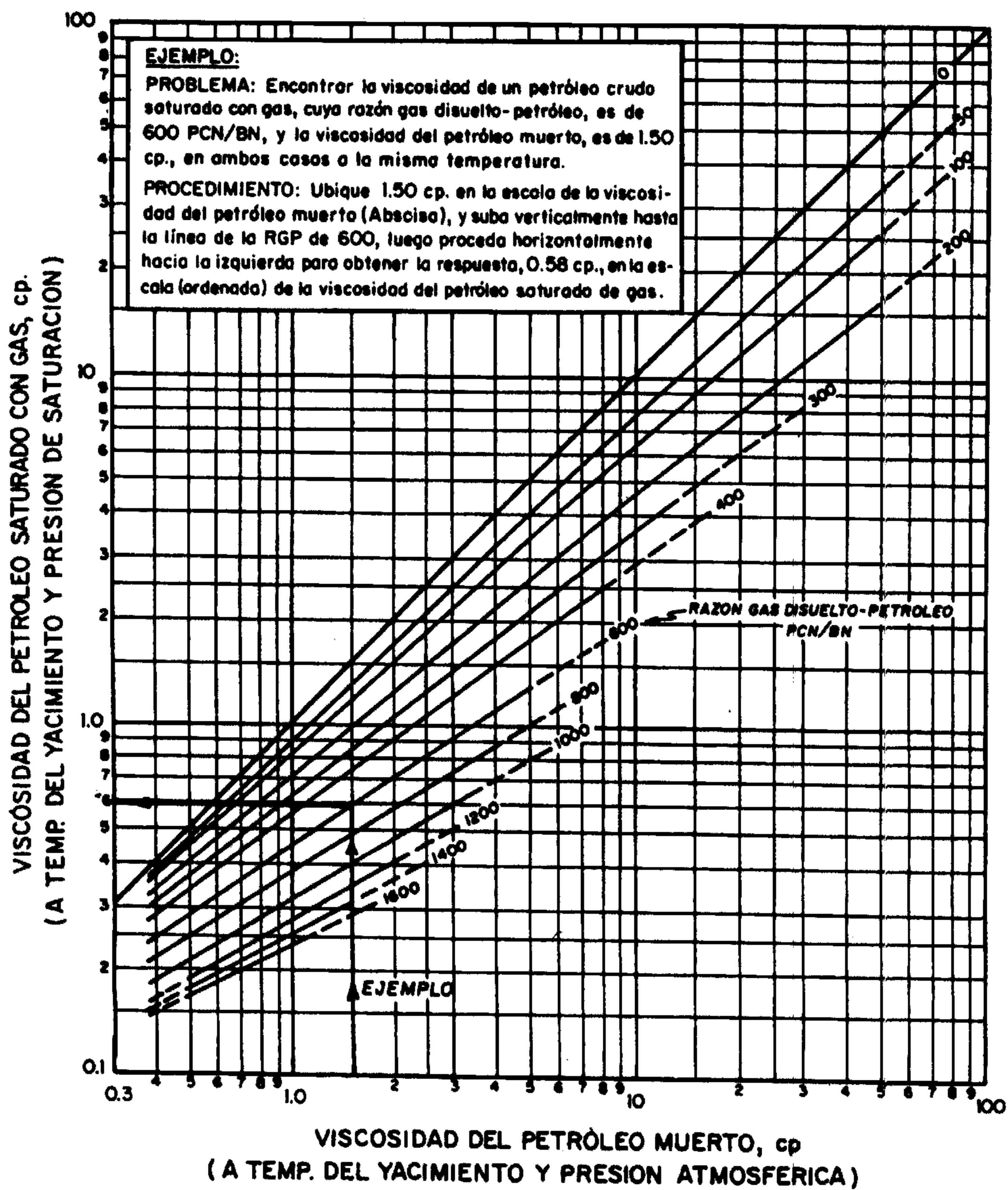


Fig. 2.17.- Viscosidad del petróleo saturado de gas a presión atmosférica y temperatura del yacimiento (Ref. 23).

**PROPIEDADES FÍSICAS DEL PETRÓLEO**

En el desarrollo de esta correlación se utilizó un total de 457 muestras de crudos de Canadá, Estados Unidos y Sur América. La Tabla 2.21 presenta el rango de estos datos.

TABLA 2.21.- RANGO DE LOS DATOS PARA LA CORRELACION DE CHEW, J.N. Y CONNALLY, C.A., Jr.	
Presión de burbujeo, lpca.	132 - 5645
Temperatura, °F	72 - 292
Razón gas disuelto-petróleo, PCN/BN	51 - 3544
Viscosidad del petróleo muerto, cp.	0.377 - 50

Si se desea puede utilizarse la siguiente ecuación:

$$\mu_{ob} = A (\mu_{od})^b \dots\dots\dots (2.96)$$

donde *A* y *b* son funciones de  $R_s$ , tal como se indica en la Fig. 2.18 o Tabla 2.22.

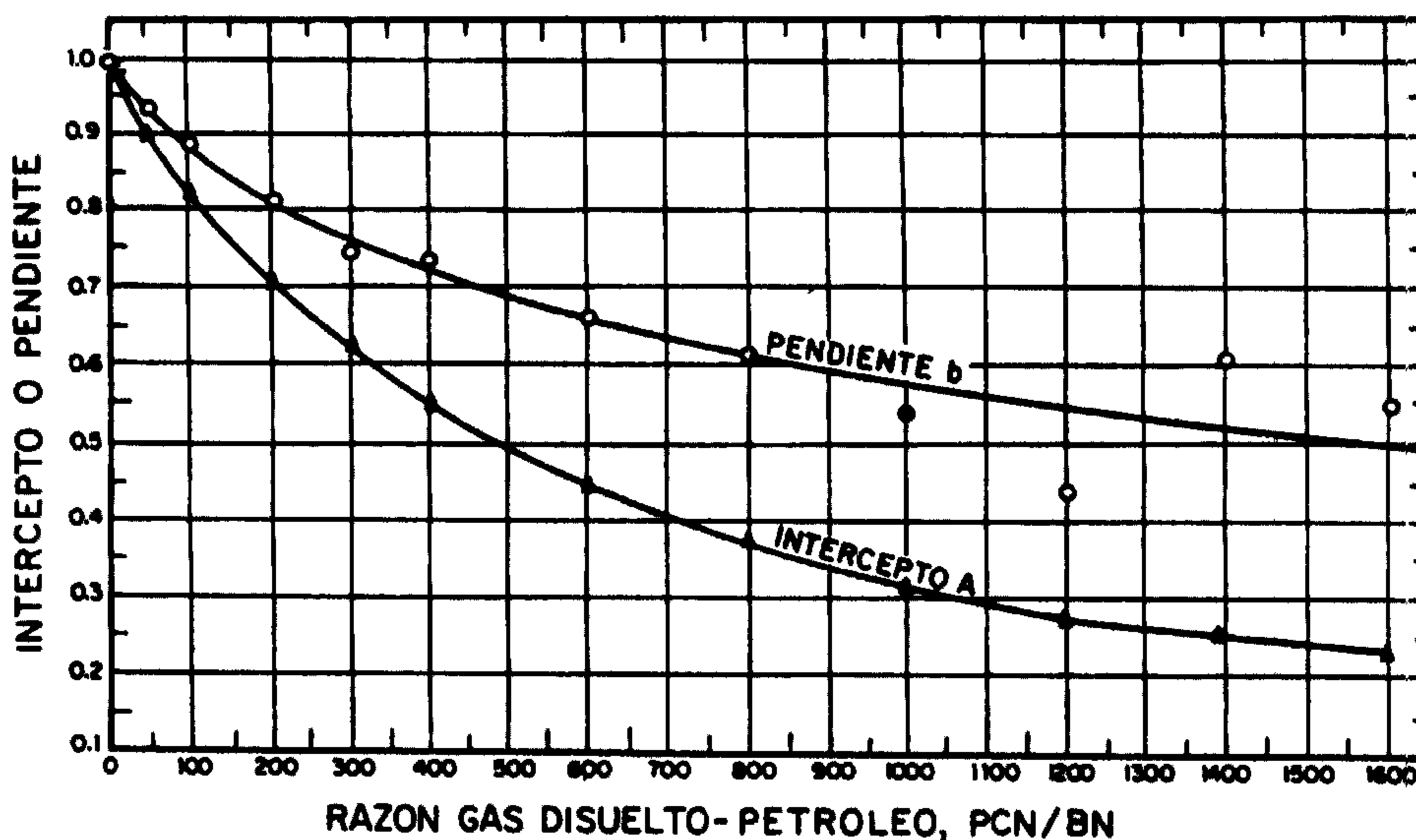


Fig. 2.18.- Valores del intercepto A y pendiente *b* utilizados en la correlación de Chew y Connally (Ref. 23).

TABLA 2.22.- VALORES DEL INTERCEPTO Y PENDIENTE EN FUNCION DE LA SOLUBILIDAD		
$R_s$ , PCN/BN	Intercepto A	Pendiente <i>b</i>
0	1.000	1.000
50	0.898	0.931
100	0.820	0.884
200	0.703	0.811
300	0.621	0.761
400	0.550	0.721
600	0.447	0.660
800	0.373	0.615
1000	0.312	0.578
1200	0.273	0.548
1400	0.251	0.522
1600	0.234	0.498



Standing<sup>3</sup> ajustó los valores de  $A$  y  $b$  mediante las siguientes ecuaciones:

$$A = \text{antilog}[R_s (2.2 \times 10^{-7} R_s - 7.4 \times 10^{-4})] \dots\dots\dots (2.97)$$

$$b = \frac{0.68}{10^{8.62 \times 10^{-5} R_s}} + \frac{0.25}{10^{1.1 \times 10^{-3} R_s}} + \frac{0.062}{10^{3.74 \times 10^{-3} R_s}} \dots\dots\dots (2.98)$$

Estas ecuaciones reprodujeron los 12 valores de  $A$  y  $b$  de la Tabla 2.22 con la siguiente precisión: un error promedio con una desviación estandar de diferencias de  $-0.21\%$  y  $2.79\%$  para  $A$ , y de  $-0.10\%$  y  $0.36\%$  para  $b$ , respectivamente.

**Correlación de Beggs, H.D. y Robinson, J.R.<sup>21</sup>:**

La correlación es la siguiente:

$$\mu_{ob} = a (\mu_{od})^b \dots\dots\dots (2.99)$$

donde;

$$a = 10.715 (R_s + 100)^{-0.515} \dots\dots\dots (2.100)$$

$$b = 5.44 (R_s + 150)^{-0.338} \dots\dots\dots (2.101)$$

Un total de 2073 datos de viscosidades de crudos con gas disuelto obtenidos de 600 muestras diferentes fueron utilizados en el desarrollo de esta correlación. La Tabla 2.19 presenta el rango de los datos utilizados en su desarrollo. Beggs y Robinson reportan un error promedio de  $-1.83\%$  con una desviación estandar de  $27.25\%$  para la correlación.

**Correlación de Kartoatmodjo, T. y Schmidt, Z.<sup>14</sup>:**

La correlación es la siguiente:

$$\mu_{ob} = -0.06821 + 0.9824 A + 40.34 \times 10^{-5} A^2 \dots\dots\dots (2.102)$$

donde;

$$A = (0.2001 + 0.8428 \times 10^{-0.000845 R_s}) \mu_{od}^{(0.43+0.5165 b)} \dots\dots\dots (2.103)$$

$$b = 10^{-0.00081 R_s} \dots\dots\dots (2.104)$$

Un total de 5321 puntos de datos fueron utilizados en el desarrollo de esta correlación, la cual reportó un error promedio de  $0.8034\%$  respecto a los valores experimentales.

Las correlaciones anteriores permiten determinar  $\mu_{ob}$  hasta la presión de burbujeo. La viscosidad de crudos a presiones mayores que la presión de burbujeo (crudos subsaturados), se determina conociendo la viscosidad en el punto de burbujeo,  $\mu_{ob}$ , mediante las siguientes correlaciones.

**Correlación de Beal, C.<sup>20</sup>:**

Esta correlación se presenta en la Fig. 2.19 y permite determinar el incremento en viscosidad,  $\Delta\mu_o$ , por cada 1.000 lpc de aumento de presión por arriba de  $p_b$ .

En el desarrollo de esta correlación se utilizaron 52 datos de viscosidades tomados de 26 muestras de crudos de 20 campos diferentes, 11 de los cuales correspondían a California. La mitad de los datos fueron tomados de crudos a la presión de burbujeo, mientras los datos restantes fueron obtenidos de crudos a presiones mayores que la presión de burbujeo. La Tabla 2.23 presenta el rango de los datos utilizados en el desarrollo de la correlación. Beal reporta un error promedio de  $2.7\%$  para la correlación.

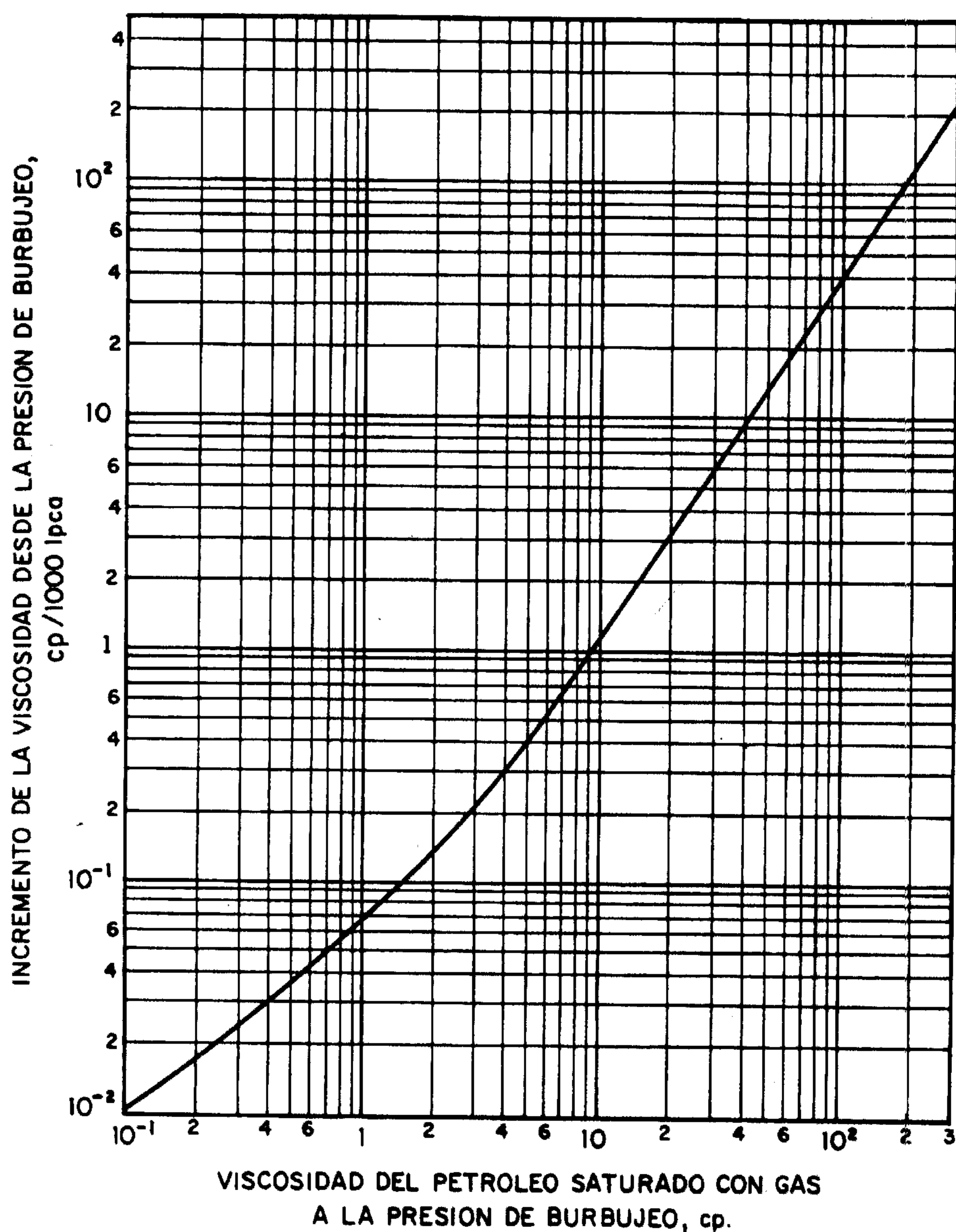


Fig. 2.19.- Rata de incremento de la viscosidad del petróleo por arriba de la presión de burbujeo (Ref. 20).

TABLA 2.23.- RANGO DE LOS DATOS PARA LA CORRELACION DE BEAL, C.

	$a p_b$	$> p_b$
Presión, Ipca.	140 - 4135	1515 - 5515
Razón gas disuelto-petróleo, PCN/BN	12 - 1827	
Viscosidad, cp.	0.142 - 127	0.16 - 315

Standing<sup>3</sup> ajustó la curva de la Fig. 2.19 mediante la siguiente ecuación:

$$\frac{\mu_o - \mu_{ob}}{0.001 (p - p_b)} = 0.024 \mu_{ob}^{1.6} + 0.038 \mu_{ob}^{0.56} \dots\dots\dots (2.105)$$

Para 11 valores leídos de la Fig. 2.19, la ecuación presentó un error promedio de 0.01% con una desviación estandar de 4.64%.

**Correlación de Vázquez, M.E. y Beggs, H.D.<sup>6</sup>:**

La correlación es la siguiente:

$$\mu_o = \mu_{ob} \left( \frac{p}{p_b} \right)^m \dots\dots\dots (2.106)$$

donde;

$$m = 2.6 p^{1.187} \exp(-11.513 - 8.98 \times 10^{-5} p) \dots\dots\dots (2.107)$$

Esta correlación fue obtenida a partir de 3143 puntos de datos. La Tabla 2.24 presenta el rango de los datos utilizados en su desarrollo. Vázquez y Beggs reportan un error promedio de -7.54% para la correlación.

TABLA 2.24.- RANGO DE LOS DATOS PARA LA CORRELACION DE VAZQUEZ, M.E. Y BEGGS, H.D.	
Presión, lpca.	141 - 9515
Razón gas disuelto-petróleo, PCN/BN	9.3 - 2199
Gravedad del petróleo, °API	15.3 - 59.5
Gravedad específica del gas, (aire = 1)	0.511 - 1.351
Viscosidad, cp.	0.117 - 148

**Correlación de Kartoatmodjo, T. y Schmidt, Z.<sup>14</sup>:**

La correlación es la siguiente:

$$\mu_o = 1.00081 \mu_{ob} + 1.127 \times 10^{-3} (p - p_b) (-65.17 \times 10^{-4} \mu_{ob}^{1.8148} + 0.038 \mu_{ob}^{1.59}) \dots\dots\dots (2.108)$$

Esta correlación fue desarrollada a partir de 3588 puntos de datos obtenidos de 661 análisis PVT. Kartoatmodjo y Schmidt reportan un error promedio de -4.287% para la correlación.

**Ejemplo 2.8:**

Utilizando las correlaciones de Beal, C., Beggs, H.D. y Robinson, J.R., Glaso, O., Egbogad, E.O., Kartoatmodjo, T y Schmidt, Z., Chew, J.N. y Connally, C.A., Jr., y de Vázquez, M.E. y Beggs, H.D., determinar la viscosidad de un crudo de 31 °API a 180 °F y 4000 lpca., el cual tiene una razón gas disuelto-petróleo de 675 PCN/BN a su presión de burbujeo de 2500 lpca.

**Solución:**

**Crudo Muerto:**

**Correlación de Beal, C.**

De la Fig. 2.16 ó Ecs. (2.90) y (2.91):

$$a = \text{antilog}\left(0.43 + \frac{8.33}{31}\right) = 4.997$$

$$\mu_{od} = \left[0.32 + \frac{1.8 \times 10^7}{31^{4.53}}\right] \left[\frac{360}{180 + 200}\right]^{4.997}$$

luego;

$$\mu_{od} = 2.65 \text{ cp.}$$

**Correlación de Beggs, H.D. y Robinson, J.R.**

De la Ec. (2.92):

$$z = 3.0324 - (0.02023)(31) = 2.405$$

$$y = 10^{2.405} = 254.097$$

$$x = (254.097)(180)^{-1.163} = 0.606$$

luego;

$$\mu_{od} = 10^{0.606} - 1$$

Finalmente;

$$\mu_{od} = 3.04 \text{ cp.}$$

**Correlación de Glaso, O.**

De la Ec. (2.93):

$$\mu_{od} = (3.141 \times 10^{10})(180)^{-3.444} (\log(31))^{(10.313 \log(180) - 36.447)}$$

luego;

$$\mu_{od} = 2.76 \text{ cp.}$$

**Correlación de Egbogad, E.O.**

De la Ec. (2.94):

$$\log[\log(\mu_{od} + 1)] = 1.8653 - (0.025086)(31) - (0.5644) \log(180)$$

$$\log[\log(\mu_{od} + 1)] = -0.18524$$

luego;

$$\mu_{od} + 1 = 4.49539$$

Finalmente;

$$\mu_{od} = 3.50 \text{ cp.}$$

**Correlación de Kartoatmodjo, T. y Schmidt, Z.**

De la Ec. (2.95):

$$\mu_{od} = (16.0 \times 10^8)(180)^{-2.8177} (\log(31))^{(5.7526 \log(180) - 26.9718)}$$

luego;

$$\mu_{od} = 2.63 \text{ cp.}$$

**Crudo Saturado:**

**Correlación de Chew, J.N. y Connally, C.A., Jr.**

De las Ecs. (2.97) y (2.98):

$$A = \text{antilog}[(675)((2.2 \times 10^{-7})(675) - 7.4 \times 10^{-4})] = 0.399$$

$$b = \frac{0.68}{10^{(8.62 \times 10^{-5})(675)}} + \frac{0.25}{10^{(1.1 \times 10^{-3})(675)}} + \frac{0.062}{10^{(3.74 \times 10^{-3})(675)}} = 0.640$$

De la Fig. 2.17 ó Ec. (2.96) para  $\mu_{od} = 2.65$  cp. (Beal, C.):

$$\mu_{ob} = (0.399)(2.65)^{0.640}$$

luego;

$$\mu_{ob} = 0.74 \text{ cp.}$$

**Correlación de Beggs, H.D. y Robinson, J.R.**

De las Ecs. (2.100) y (2.101):

$$a = 10.715 (675 + 100)^{-0.515} = 0.348$$

$$b = 5.44 (675 + 150)^{-0.338} = 0.562$$

De la Ec. (2.99) para  $\mu_{od} = 2.65$  cp. (Beal, C.):

$$\mu_{ob} = (0.348)(2.65)^{0.562}$$

luego;

$$\mu_{ob} = 0.60 \text{ cp.}$$

**Correlación de Kartoatmodjo, T. y Schmidt, Z.**

De las Ecs. (2.103) y (2.104) para  $\mu_{od} = 2.65$  cp. (Beal, C.):

$$b = 10^{(-0.00081)(675)} = 0.28396$$

$$A = (0.2001 + 0.8428 \times 10^{(-0.000845)(675)})(2.65)^{(0.43 + (0.5165)(0.28396))} = 0.74859$$

De la Ec. (2.102);

$$\mu_{ob} = -0.06821 + (0.9824)(0.74859) + (40.34 \times 10^{-5})(0.74859)^2$$

luego;

$$\mu_{ob} = 0.67 \text{ cp.}$$

**Crudo Subsaturado:**

**Correlación de Beal, C.**

De la Fig. 2.19 ó Ec. (2.105) para  $\mu_{ob} = 0.74$  cp. (Chew, J.N. y Connally, C.A., Jr.):

$$\frac{\mu_o - 0.74}{(0.001)(4000 - 2500)} = (0.024)(0.74)^{1.6} + (0.038)(0.74)^{0.56}$$

luego;

$$\mu_o = 0.81 \text{ cp.}$$

**Correlación de Vázquez, M.E. y Beggs, H.D.**

**Carlos Bánzer S.**

## PROPIEDADES FÍSICAS DEL PETRÓLEO

De las Ecs. (2.106) y (2.107) para  $\mu_{ob} = 0.74$  cp. (Chew, J.N. y Connally, C.A., Jr.):

$$m = (2.6)(4000)^{1.187} \exp(-11.513 - (8.98 \times 10^{-5})(4000)) = 0.342$$

$$\mu_o = (0.74) \left( \frac{4000}{2500} \right)^{0.342}$$

luego;

$$\mu_o = 0.87 \text{ cp.}$$

### Correlación de Kartoatmodjo, T. y Schmidt, Z.

De la Ec. (2.108) para  $\mu_{ob} = 0.74$  cp. (Chew, J.N. y Connally, C.A., Jr.):

$$\mu_{ob} = (1.00081)(0.74) + (1.127 \times 10^{-3})(4000 - 2500)[(-65.17 \times 10^{-4})(0.74)^{1.8148} + (0.038)(0.74)^{1.59}]$$

luego;

$$\mu_o = 0.77 \text{ cp.}$$

Un resumen de los resultados de  $\mu_o$  es como sigue:

Correlación	$\mu_{od}$ , cp.	$\mu_{ob}$ , cp.	$\mu_o$ , cp.
Beal, C.	2.65		0.81
Beggs, H.D. y Robinson, J.R.	3.04	0.60	
Glaso, O.	2.76		
Egbogad, E.O.	3.50		
Kartoatmodjo, T. y Schmidt, Z.	2.63	0.67	0.77
Chew, J.N. y Connally, C.A., Jr.		0.74	
Vázquez, M.E. y Beggs, H.D.			0.87

### Densidad del Petróleo, $\rho_o$ :

La densidad del petróleo,  $\rho_o$  en lbs/pie<sup>3</sup>, a presiones menores o iguales a la presión del punto de burbujeo ( $p \leq p_b$ ) se determina mediante la siguiente ecuación:

$$\rho_o = \frac{350\gamma_o + 0.0764\gamma_{gd}R_s}{5.615 B_o} \dots\dots\dots (2.109)$$

donde;

- $\rho_o$  : Densidad del petróleo, lbs/pie<sup>3</sup>
- $B_o$  : Factor volumétrico del petróleo, BY/BN
- $R_s$  : Razón gas disuelto-petróleo, PCN/BN
- $\gamma_o$  : Gravedad específica del petróleo, (agua = 1)
- $\gamma_{gd}$  : Gravedad específica del gas disuelto, (aire = 1)
- 350 : Densidad del agua a condiciones normales, lbs/bls
- 0.0764 : Densidad del aire a condiciones normales, lbs/pie<sup>3</sup>
- 5.615 : Factor de conversión, pie<sup>3</sup>/bls

La gravedad específica del gas disuelto,  $\gamma_{gd}$ , se obtiene de la Fig. 2.20<sup>24</sup>. Una limitación impuesta a  $\gamma_{gd}$  es la siguiente:  $\gamma_g \leq \gamma_{gd} \leq 0.56$  donde 0.56 es la gravedad específica del metano, y  $\gamma_g$  la gravedad específica del gas producido en el separador.

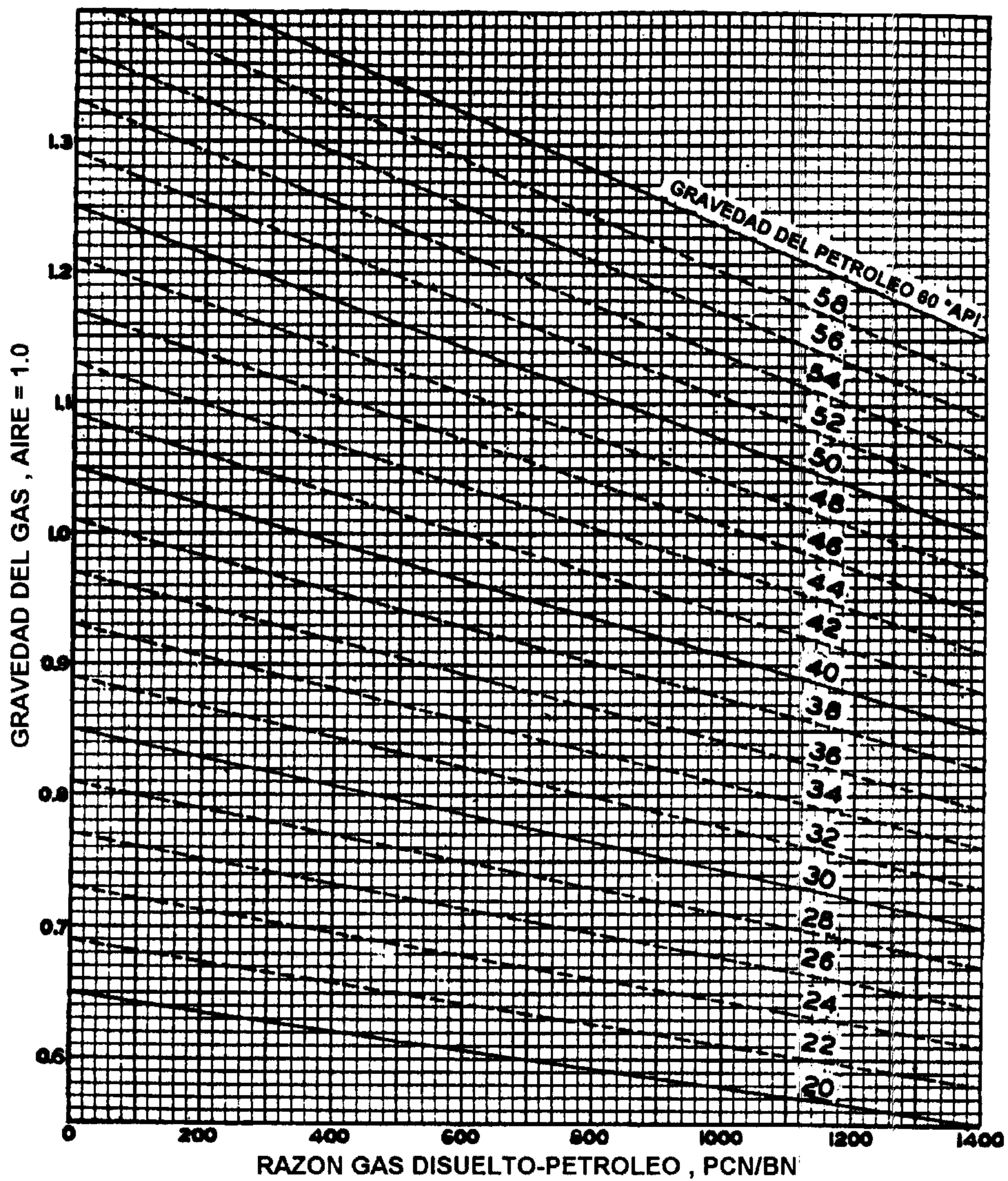


Fig. 2.20.- Gravedad específica del gas disuelto (Ref. 24).

La siguiente ecuación es un ajuste de la Fig. 2.20<sup>25</sup>.

$$\gamma_{gd} = \frac{12.5 + \gamma_{API}}{50} - 3.5715 \times 10^{-6} \gamma_{API} R_s \dots\dots\dots (2.110)$$

La densidad del petróleo a presiones mayores que la presión del punto de burbujeo ( $p > p_b$ ), se determina mediante la siguiente ecuación<sup>1</sup>:

$$\rho_o = \rho_{ob} \exp[c_o \cdot (p_b - p)] \dots\dots\dots (2.111)$$

donde;

- $\rho_o$  : Densidad del petróleo a  $p > p_b$ , lbs/pie<sup>3</sup>
- $\rho_{ob}$  : Densidad del petróleo a  $p_b$ , lbs/pie<sup>3</sup>
- $p_b$  : Presión de burbujeo, lpca.
- $p$  : Presión de interés, lpca.
- $c_o$  : Compresibilidad isotérmica del petróleo, lpc<sup>-1</sup>

**Tensión Interfacial Gas-Petróleo,  $\sigma_{go}$ :**

La tensión interfacial gas-petróleo,  $\sigma_{go}$  en dinas/cm, se define como la fuerza por unidad de longitud en la interfase entre dos fluidos inmiscibles. La tensión interfacial entre un gas y un hidrocarburo líquido varía aproximadamente entre 35 dinas/cm a bajas presiones y gravedades API a 0 dinas/cm a la presión crítica cuando ocurre solubilidad completa. Esta propiedad es requerida para estimar fuerzas de presión capilar en cálculos de ingeniería de yacimientos y es un parámetro utilizado en algunas correlaciones en el cálculo de flujo multifásico en tuberías.

La siguiente correlación permite determinar la tensión interfacial gas-petróleo.

**Correlación de Baker, O. y Swerdloff, W.<sup>26</sup>:**

Esta correlación se presenta en las Figs. 2.21 y 2.22. La Fig. 2.21 permite determinar la tensión interfacial del petróleo libre de gas (muerto) a presión atmosférica,  $\sigma_{od}$ .

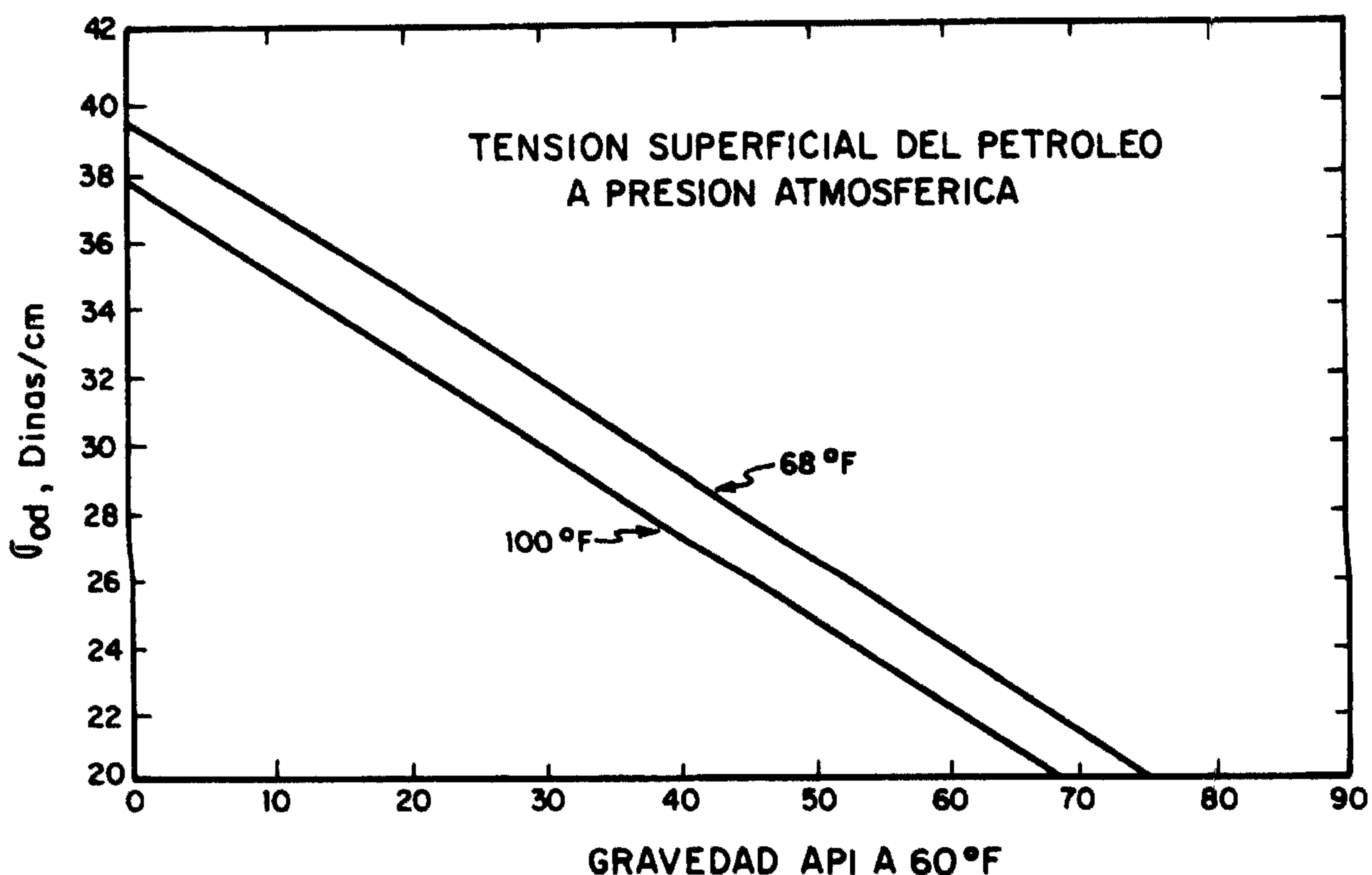


Fig. 2.21.- Tensión superficial del petróleo a presión atmosférica (Ref. 26).

Las siguientes ecuaciones son un ajuste de la Fig. 2.21<sup>5</sup>:

$$\sigma_{68} = 39 - 0.2571\gamma_{API} \dots\dots\dots (2.112)$$

$$\sigma_{100} = 37.5 - 0.2571\gamma_{API} \dots\dots\dots (2.113)$$

donde;

- $\sigma_{68}$  : Tensión interfacial a 68 °F, dinas/cm
- $\sigma_{100}$  : Tensión interfacial a 100 °F, dinas/cm
- $\gamma_{API}$  : Gravedad del petróleo, °API

Debido a que el efecto de la temperatura sobre  $\sigma_{od}$  es desconocida, la extrapolación más allá del rango de temperatura de  $100 < T(^{\circ}F) < 68$  no es recomendado. Por lo tanto, se sugiere que si la temperatura es mayor de 100 °F, el valor a 100 °F debe ser utilizado. De igual

Carlos Bánzer S.



manera, si  $T < 68$  °F, utilizar el valor calculado a  $T = 68$  °F. Para temperaturas intermedias, utilizar la siguiente interpolación lineal entre los valores obtenidos a 68 y 100 °F<sup>5</sup>:

$$\sigma_T = \sigma_{68} - \frac{(T - 68)(\sigma_{68} - \sigma_{100})}{32} \dots\dots\dots (2.114)$$

donde,  $\sigma_T$  es la tensión interfacial en el rango de:  $68 < T(^{\circ}\text{F}) < 100$ .

El efecto del gas que entra en solución cuando la presión aumenta sobre la mezcla gas-petróleo, es reducir la tensión interfacial. La tensión interfacial de un crudo conteniendo gas disuelto expresada como un % de  $\sigma_{od}$  se obtiene de la Fig. 2.22.

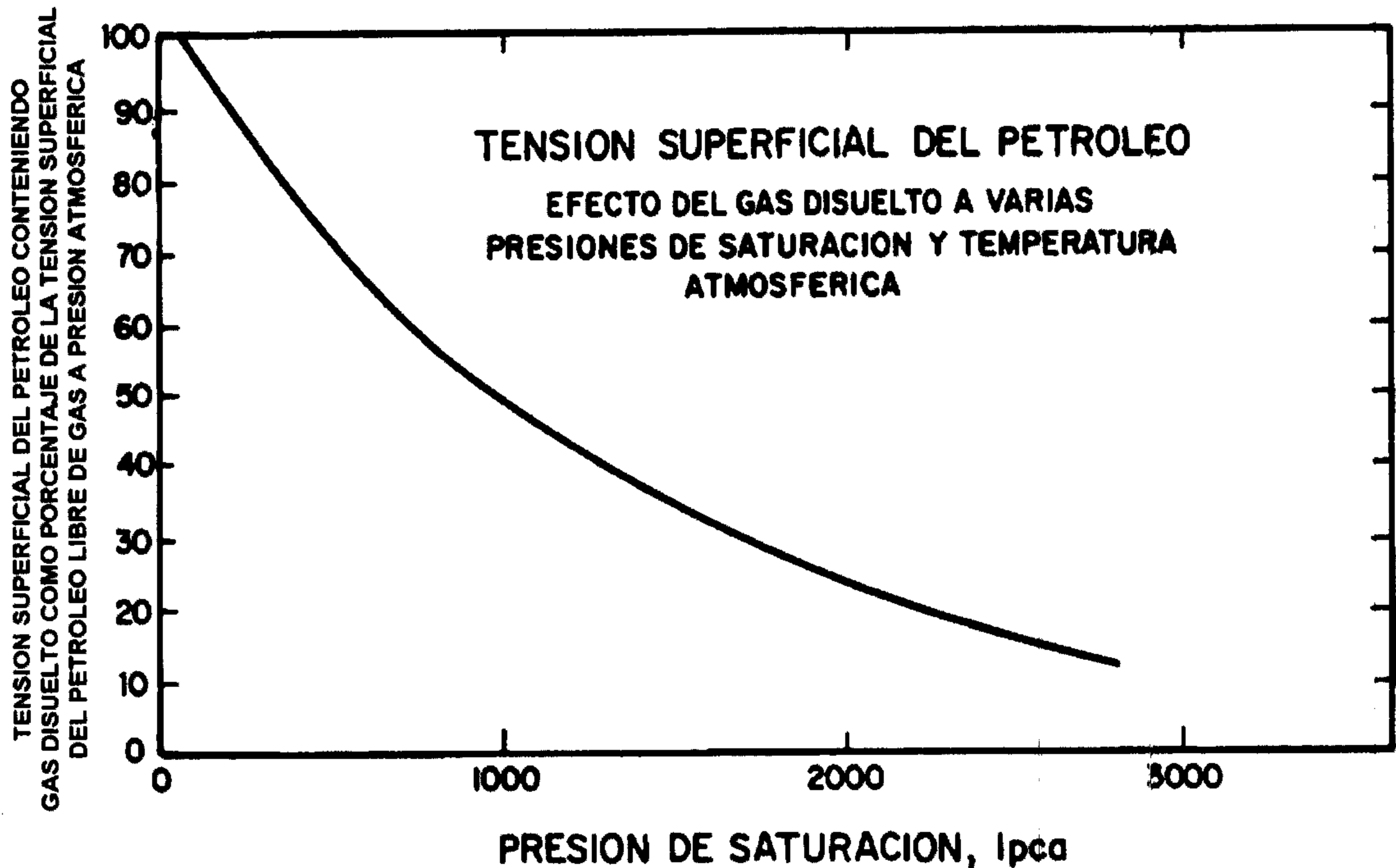


Fig. 2.22.- Efecto del gas disuelto sobre la tensión superficial del petróleo (Ref. 26).

La tensión interfacial del petróleo libre de gas (muerto)  $\sigma_{od}$ , se corrige por efectos del gas disuelto mediante la siguiente ecuación; la cual es un ajuste de la Fig. 2.22<sup>5</sup>.

$$F_c = 1.0 - 0.024 p^{0.45} \dots\dots\dots (2.115)$$

donde,  $p$  en lpca.

Luego, la tensión interfacial gas-petróleo a cualquier presión, está dada por<sup>5</sup>;

$$\sigma_{gv} = F_c \sigma_T \dots\dots\dots (2.116)$$

La tensión interfacial gas-petróleo es cero a la presión de miscibilidad, y para la mayoría de los sistemas esto ocurre a cualquier presión mayor de 5.000 lpca.<sup>5</sup>.

**Referencias:**

1. McCain, W.D., Jr.: *The Properties of Petroleum Fluids*, 2nd ed. Tulsa, OK: PennWell Books, 1990.
2. Standing, M.B.: "A Pressure-Volume-Temperature Correlation for Mixtures of California Oils and Gases," *Drill. and Prod. Prac.*, API (1947) 275-287.

3. Standing, M.B.: *Volumetric and Phase Behavior of Oil Field Hydrocarbon Systems*, SPE, Dallas (1977).
4. Lasater, J.A.: "Bubble Point Pressure Correlation," *Trans.*, AIME (1958) 213, 379-381.
5. Beggs, H.D.: "Oil System Correlations," *Petroleum Engineering Handbook*, H.C. Bradley (ed.), SPE, Richardson, TX (1987) 1, Chap. 22.
6. Vázquez, M.E. and Beggs, H.D.: "Correlations for Fluid Physical Property Prediction," *J. Pet. Tech.* (June 1980), 968-970.
7. Glaso, O.: "Generalized Pressure-Volume-Temperature Correlations," *J. Pet. Tech.* (May 1980), 785-795.
8. Jacobsen, H.A.: "The Effect of Nitrogen on Reservoir Fluid Saturation Pressure," *J. Cdn. Pet. Tech.* (July-Sept., 1967) 101-105.
9. Ostermann, R.D., Ehlig-Economides, C.A., and Owolabi, O.O.: "Correlations for the Reservoir Fluid Properties of Alaskan Crudes," paper SPE 11703 presented at the 1983 California Regional Meeting held in Ventura, California, March 23-25, 1983.
10. TOTAL Compagnie Francaise Des Petroles: "Proyectos de Inyección de Fluidos - Correlaciones P.V.T. para Crudos del Oriente de Venezuela," S.A. MENEVEN, Sept. de 1983.
11. Al-Marhoun, M.A.: "PVT Correlation for Middle East Crude Oils," *J. Pet. Tech.* (May 1988), 650-666.
12. Dokla, M.E. y Osman, M.E.: "Correlation of PVT Properties for UAE Crudes," *Trans.*, AIME (1992) 293, 41-46.
13. Petrosky, G.E., Jr. and Farshad, F.F.: "Pressure-Volume-Temperature Correlations for Gulf of Mexico Crude Oils," paper SPE 26644 presented at the 68th Annual Technical Conference and Exhibition, Houston, Texas, Oct. 3-6, 1993.
14. Kartoatmodjo, T. and Schmidt, Z.: "Large Data Bank Improve Crude Physical Property Correlations," *Oil and Gas J.* (July 4, 1994) 51-55.
15. Martin, J.C.: "Simplified Equations of Flow in Gas Drive Reservoirs and the Theoretical Foundation of Multiphase Pressure Buildup Analyses," *J. Pet. Tech.* (Oct. 1959), 309-311.
16. McCain, W.D., Jr., Rollins, J.B., and Villena-Lanzi, A.J.: "The Coefficient of Isothermal Compressibility of Black Oils at Pressures Below the Bubblepoint," *Trans.*, AIME (1988) 285, 659-662.
17. Gottfried, B.S.: "A Mathematical Model of Thermal Oil Recovery in Linear Systems," *Trans.*, AIME (1964) 234, 196-210.
18. ASTM Standard Viscosity-Temperature Chart 0361-39 Nat. Bur. Stds. Circular C461, 1947.
19. Braden, W.B.: "A Viscosity-Temperature Correlation at Atmospheric Pressure for Gas-Free Oils," *Trans.*, AIME (1964) 237, 1487-1490.
20. 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.
21. Beggs, H.D. and Robinson, J.R.: "Estimating the Viscosity of Crude Oil Systems," *J. Pet. Tech. Forum* (Sept. 1975), 1140-1141.

22. Egbogah, E.O.: "An Improved Temperature-Viscosity Correlation for Crude Oil Systems," paper 83-34-32 presented at the 1983 Annual Technical Meeting of the Petroleum Society of CIM, Banff, Alberta, May 10-13, 1983.
23. Chew, J.N. and Connally, C.A., Jr.: "A Viscosity Correlation for Gas-Saturated Crude Oils," *Trans., AIME* (1959) **216**, 23-25.
24. Katz, D.L.: "Prediction of the Shrinkage of Crude Oils," *Drill. and Prod. Prac., API* (1942), 137.
25. Brill, J.P. and Beggs, H.D.: "Two-Phase Flow in Pipes," University of Tulsa, Tulsa, OK, 1988.
26. Baker, O. and Swerdloff, W.: "Finding Surface Tension of Hydrocarbon Liquids," *Oil and Gas J.* (Jan. 2, 1956) 125.

# Propiedades Físicas del Agua

El agua normalmente se encuentra presente en los yacimientos de hidrocarburos, por lo tanto, es importante el conocimiento de ciertas propiedades físicas de esta agua *connata*, *intersticial* o de *formación*. Estas propiedades al igual que para los crudos pero en menor grado, son afectadas por presión, temperatura, cantidad de gas en solución y sólidos disueltos.

En esta sección, se presenta una revisión de las propiedades físicas del agua y las correlaciones que se han desarrollado para su determinación.

## Presión de Burbujeo, $p_{bw}$ :

La presión de burbujeo de una salmuera (agua de formación) saturada con gas, es igual a la presión de burbujeo del crudo coexistente debido al equilibrio termodinámico entre la salmuera y el crudo.

Cuando la presión del yacimiento disminuye por debajo de la presión de burbujeo del crudo, la salmuera libera parte de su gas disuelto. Por lo tanto, la presión de saturación de la salmuera iguala la presión del yacimiento. Esto es análogo al petróleo, el cual está saturado a todas las presiones por debajo de la presión de burbujeo.

En un yacimiento de gas, la salmuera se considera saturada a todas las presiones del yacimiento. Así, la presión de burbujeo de la salmuera en contacto con gas es igual a la presión inicial del yacimiento.

## Razón Gas Disuelto-Agua, $R_{sw}$ :

La razón gas disuelto (o gas en solución)-agua o solubilidad del gas en el agua, se define como el número de pies cúbicos normales (PCN) de gas que pueden disolverse en un barril normal (BN) de agua cuando ambos son llevados a las condiciones de presión y temperatura prevalecientes en el yacimiento.

Por lo general, el agua de formación contiene gases disueltos. La mayoría de estos gases son hidrocarburos, sin embargo, otros gases tales como  $CO_2$ ,  $N_2$  y  $H_2S$  normalmente están presentes. La solubilidad de estos gases generalmente disminuye con un aumento en la salinidad del agua, y aumenta con presión.

Las siguientes correlaciones permiten determinar la solubilidad del gas natural en el agua.

## Correlación de Culberson, O.L. y McKetta, J.J., Jr. \*1:

Esta correlación se presenta en la Fig. 3.1, donde la solubilidad del gas metano en agua pura (no salina),  $R_{swp}$ , está en función de presión y temperatura. La Fig. 3.2, presenta la corrección que debe efectuarse a  $R_{swp}$  por salinidad.

La siguiente ecuación ajusta las curvas de la Fig. 3.1 dentro de un 5% para todo el rango de temperatura y para presiones de 1.000 a 10.000 lpca.<sup>2</sup>. Es recomendable no utilizar esta ecuación a presiones menores de 1.000 lpca.

$$R_{swp} = A + Bp + Cp^2 \dots\dots\dots (3.1)$$

donde;

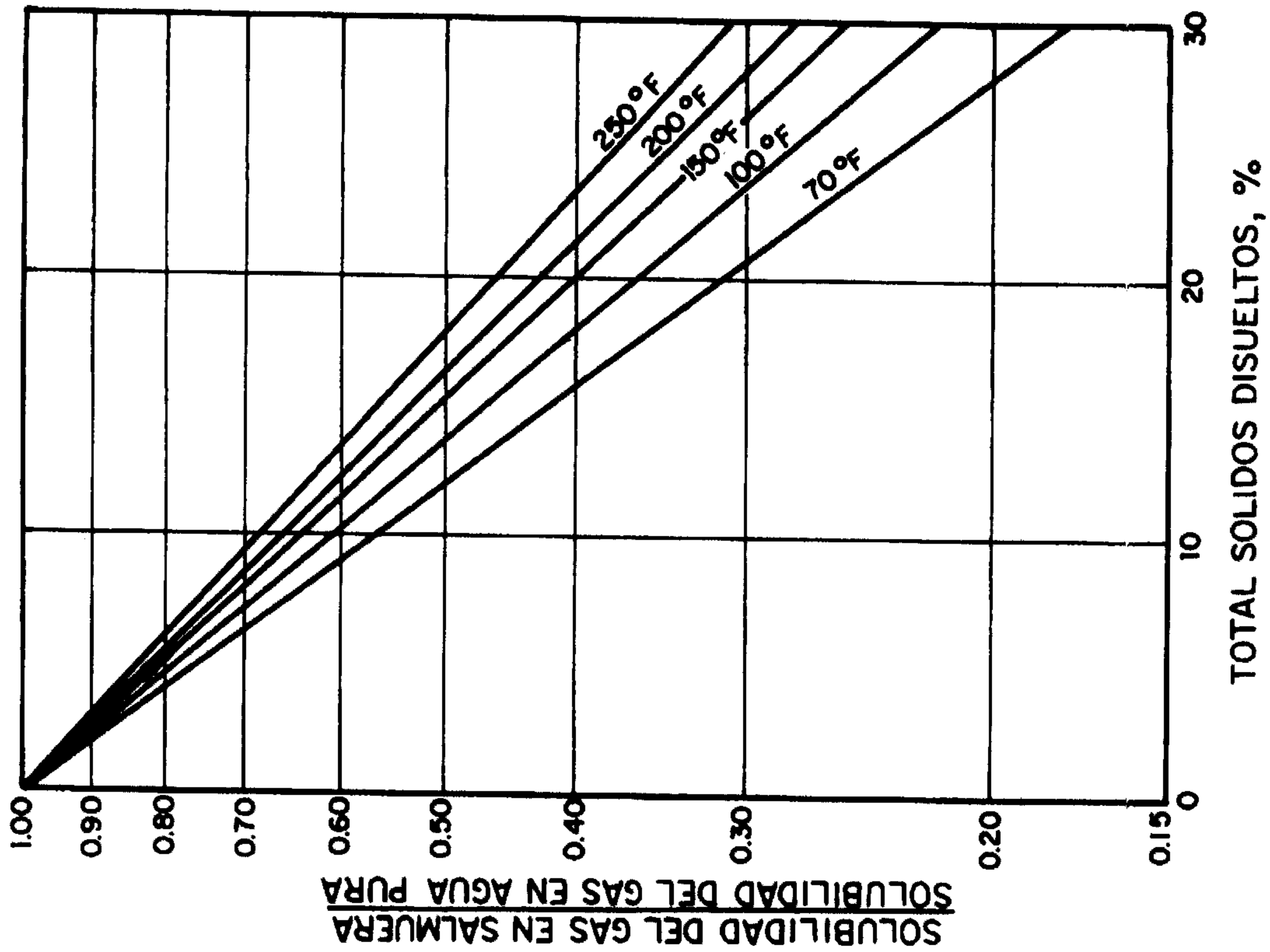


Fig. 3.2.- Efecto de la salinidad sobre la solubilidad del gas natural en agua (Ref 3).

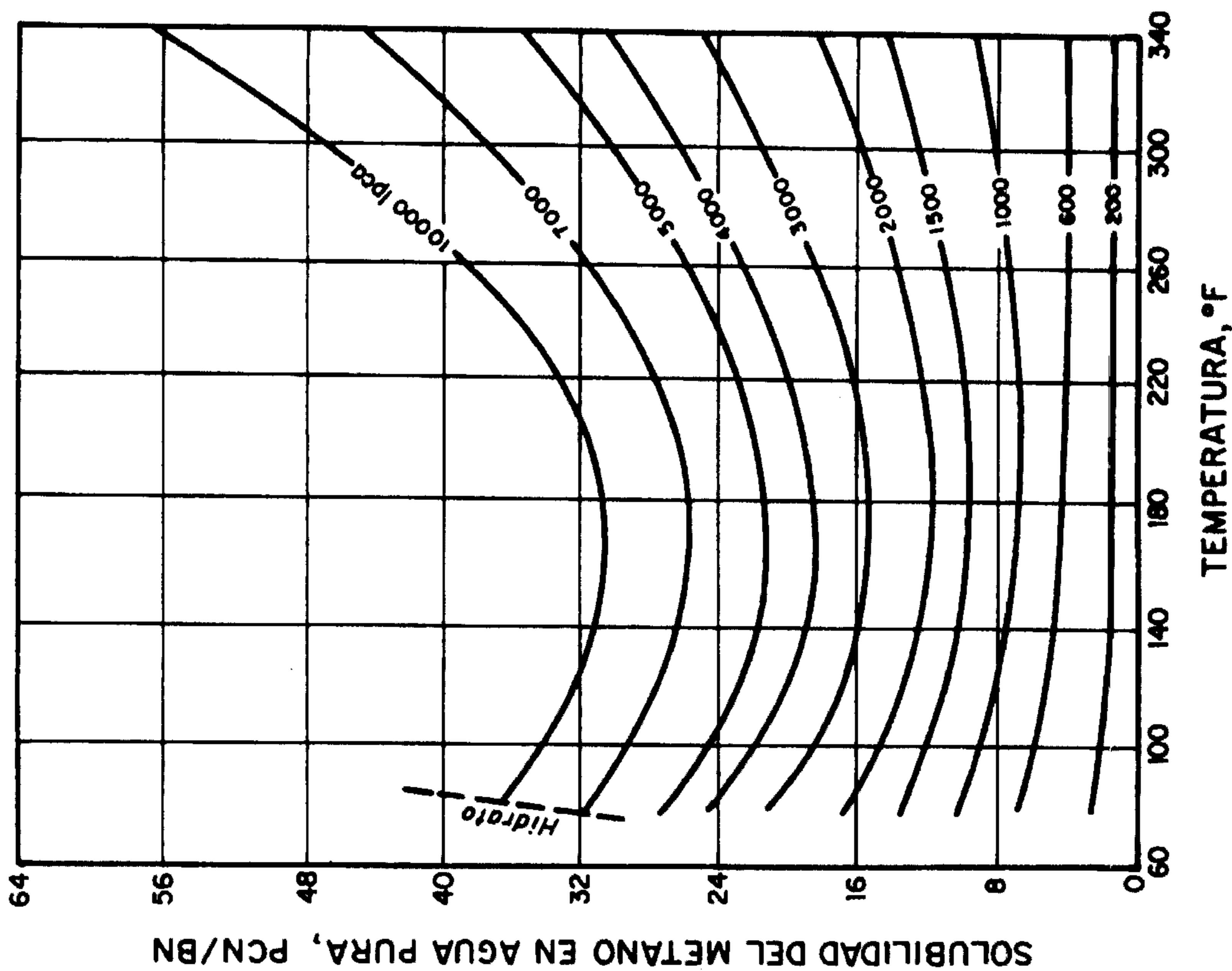


Fig. 3.1.- Solubilidad del gas metano en agua pura (Ref. 1).

$$\begin{aligned}
 A &= 8.15839 - 6.12265 \times 10^{-2} T + 1.91663 \times 10^{-4} T^2 - 2.1654 \times 10^{-7} T^3 \\
 B &= 1.01021 \times 10^{-2} - 7.44241 \times 10^{-5} T + 3.05553 \times 10^{-7} T^2 - 2.94883 \times 10^{-10} T^3 \\
 C &= (-9.02505 + 0.130237 T - 8.53425 \times 10^{-4} T^2 + 2.34122 \times 10^{-6} T^3 - \\
 &\quad 2.37049 \times 10^{-9} T^4) \times 10^{-7}
 \end{aligned}$$

$p$  : Presión, lpca.  
 $T$  : Temperatura, °F

La siguiente ecuación ajusta la Fig. 3.2 dentro de un 3% para el siguiente rango de datos:  
 $0 < S(\%) < 30$  y  $70 < T(^{\circ}\text{F}) < 250^2$ .

$$\frac{R_{sw}}{R_{swp}} = 10^{-0.0840655 S T^{-0.285854}} \dots\dots\dots (3.2)$$

donde,  $T$  en °F y  $S$  (salinidad) en porcentaje por peso de sólidos disueltos (1% = 10.000 ppm).

**Correlación de McCoy, R.L.<sup>4</sup>:**

La correlación es la siguiente:

$$R_{swp} = A + Bp + Cp^2 \dots\dots\dots (3.3)$$

donde;

$$\begin{aligned}
 A &= 2.12 + 3.45 \times 10^{-3} T - 3.59 \times 10^{-5} T^2 \\
 B &= 0.0107 - 5.26 \times 10^{-5} T + 1.48 \times 10^{-7} T^2 \\
 C &= -8.75 \times 10^{-7} + 3.9 \times 10^{-9} T - 1.02 \times 10^{-11} T^2
 \end{aligned}$$

$p$  : Presión, lpca.  
 $T$  : Temperatura, °F

y el factor de corrección por salinidad está dado por:

$$\frac{R_{sw}}{R_{swp}} = 1 - (0.0753 - 1.73 \times 10^{-4} T).S \dots\dots\dots (3.4)$$

donde,  $T$  en °F y  $S$  (salinidad) en porcentaje por peso de sólidos disueltos (1% = 10.000 ppm).

**Ejemplo 3.1:**

Utilizando las correlaciones de Culberson, O.L. y McKetta, J.J., Jr., y de McCoy, R.L. determinar la solubilidad de un gas natural en una salmuera conteniendo 20.000 ppm. de sólidos disueltos a una presión de 5000 lpca. y temperatura de 200 °F.

**Solución:**

**Correlación de Culberson, O.L. y McKetta, J.J., Jr.**

De la Fig. 3.1 ó Ec. (3.1), la solubilidad del gas natural en *agua pura* a 5000 lpca. y 200 °F es:

$$\begin{aligned}
 R_{swp} &= 1.84729 + (5.08 \times 10^{-3})(5000) - (2.17767 \times 10^{-7})(5000)^2 \\
 R_{swp} &= 21.8 \text{ PCN/BN}
 \end{aligned}$$

De la Fig. 3.2 ó Ec. (3.2), el factor de corrección para una salinidad de 20.000 ppm. a 200 °F es:

$$\frac{R_{sw}}{R_{swp}} = 10^{(-0.0840655)(20)(200)^{-0.285854}} = 0.92$$

Luego, la solubilidad requerida es:

$$R_{sw} = (21.8)(0.92) = 20.1 \text{ PCN/BN}$$

**Correlación de McCoy, R.L.**

De la Ec. (3.3), la solubilidad del gas natural en *agua pura* a 5000 lpca. y 200 °F es:

$$R_{swp} = 1.374 + (6.1 \times 10^{-3})(5000) - (5.03 \times 10^{-7})(5000)^2$$

$$R_{swp} = 19.3 \text{ PCN/BN}$$

De la Ec. (3.4), el factor de corrección para una salinidad de 20.000 ppm. a 200 °F es:

$$\frac{R_{sw}}{R_{swp}} = 1 - [0.0753 - (1.73 \times 10^{-4})(200)](2) = 0.92$$

Luego, la solubilidad requerida es:

$$R_{sw} = (19.3)(0.92) = 17.8 \text{ PCN/BN}$$

Un resumen de los resultados de  $R_{sw}$  es como sigue:

Correlación	$R_{sw}$ , PCN/BN
Culberson, O.L. y MacKetta, J.J., Jr.	20.1
McCoy, R.L.	17.8

**Factor Volumétrico del Agua,  $B_w$ :**

El factor volumétrico del agua,  $B_w$  en BY/BN, en forma similar al petróleo, se define como el volumen que ocupa en el yacimiento la unidad volumétrica de agua a CN más su gas en solución. El valor de  $B_w$  depende lógicamente de presión, temperatura y de la salinidad del agua que afecta la solubilidad tal como se vio anteriormente.

La variación de  $B_w$  con presión es diferente a la del petróleo, o sea, que aumenta con disminución de presión tal como se ilustra en la Fig. 3.3.

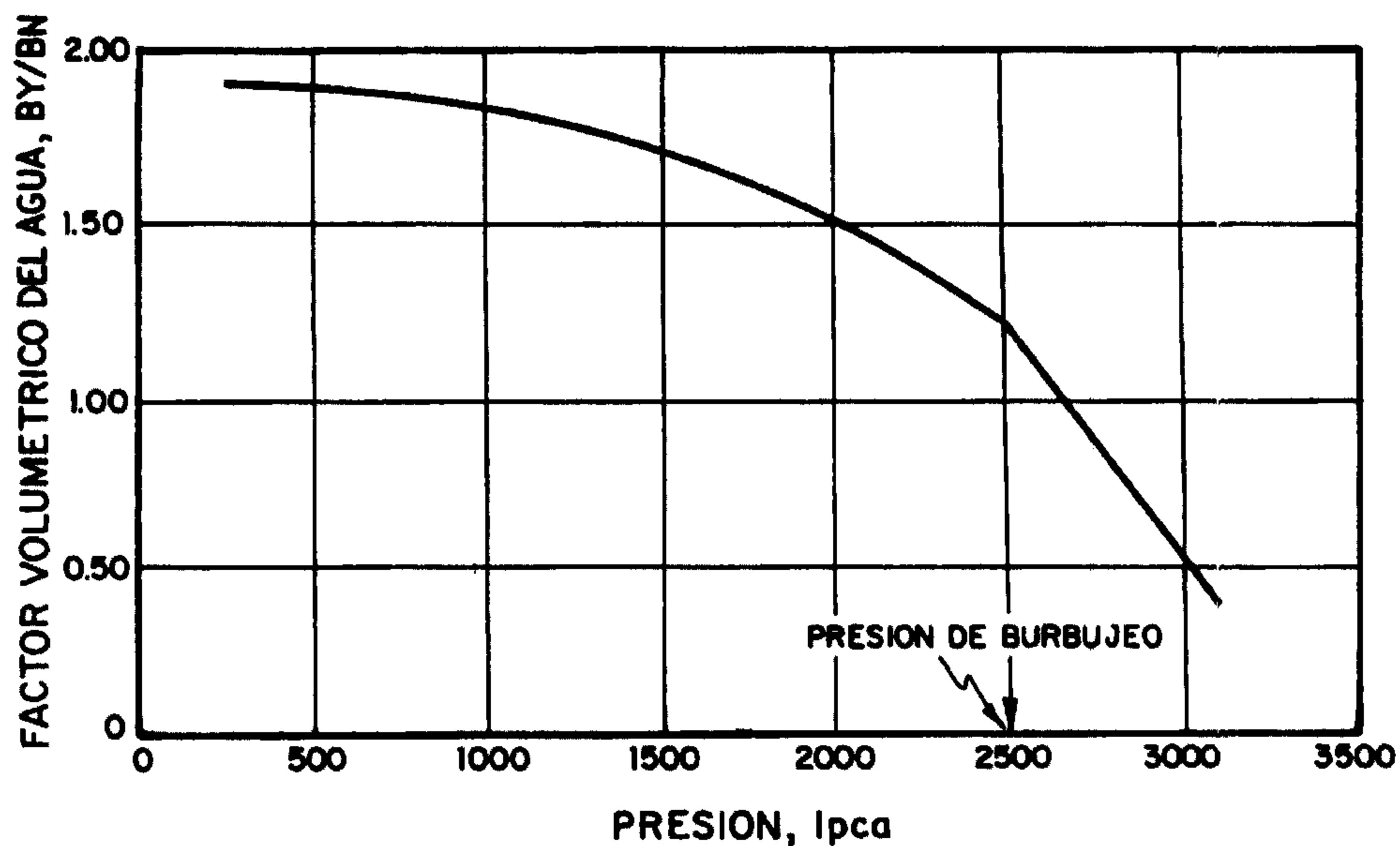


Fig. 3.3.- Comportamiento típico de  $B_w$  vs. presión a temperatura constante.

La figura muestra que cuando la presión del yacimiento es reducida desde su presión inicial a la presión del punto de burbujeo, el factor volumétrico del agua aumenta debido a la expansión del agua en el yacimiento. A presiones por debajo de la presión de burbujeo, gas es liberado, pero el factor volumétrico continúa aumentando debido a que la disminución (merma) en el volumen de agua, resultante de la liberación de gas, es insuficiente para contrarrestar la expansión del líquido. Este efecto se debe a la baja solubilidad del gas natural en el agua.

Las siguientes correlaciones permiten determinar el factor volumétrico del agua a presiones menores o iguales a la presión del punto de burbujeo ( $p \leq p_b$ ).

**Correlación de McCain, W.D., Jr.<sup>2</sup>:**

Esta correlación se presenta en las Figs. 3.4 y 3.5, donde el cambio en volumen durante la reducción de presión es representado por  $\Delta V_{wp}$ , y el cambio en volumen debido a la reducción en temperatura es representado por  $\Delta V_{wT}$  como funciones de presión y temperatura. El factor volumétrico del agua puede determinarse utilizando estos valores mediante la siguiente ecuación:

$$B_w = (1 + \Delta V_{wp})(1 + \Delta V_{wT}) \dots\dots\dots (3.5)$$

Un ajuste de las curvas de las Figs. 3.4 y 3.5 está dado mediante las siguientes ecuaciones:

$$\Delta V_{wT} = -1.0001 \times 10^{-2} + 1.33391 \times 10^{-4} T + 5.50654 \times 10^{-7} T^2 \dots\dots\dots (3.6)$$

$$\Delta V_{wp} = -1.95301 \times 10^{-9} pT - 1.72834 \times 10^{-13} p^2 T - 3.58922 \times 10^{-7} p - 2.25341 \times 10^{-10} p^2 \dots\dots\dots (3.7)$$

donde,  $p$  en lpca. y  $T$  en °F.

Esta correlación es válida para aguas de yacimientos con concentraciones de sal ampliamente variables. Así, un aumento en la concentración de sal causa un ligero aumento en el coeficiente de expansión térmica del agua, lo cual produce un ligero aumento en  $\Delta V_{wT}$ . Un aumento en la concentración de sal causa una disminución en la solubilidad del gas en el agua, causando una ligera disminución en  $\Delta V_{wp}$ . Estos cambios en  $\Delta V_{wT}$  y  $\Delta V_{wp}$  están dentro del 1% para concentraciones de sal en el rango de 0 a 30%.

**Correlación de McCoy, R.L.<sup>4</sup>:**

La correlación es la siguiente:

$$B_{wp} = A + Bp + Cp^2 \dots\dots\dots (3.8)$$

donde para *agua pura* libre de gas,

$$\begin{aligned} A &= 0.9947 + 5.8 \times 10^{-6} T + 1.02 \times 10^{-6} T^2 \\ B &= -4.228 \times 10^{-6} + 1.8376 \times 10^{-8} T - 6.77 \times 10^{-11} T^2 \\ C &= 1.3 \times 10^{-10} - 1.3855 \times 10^{-12} T + 4.285 \times 10^{-15} T^2 \end{aligned}$$

y para *agua pura* saturada con gas,

$$\begin{aligned} A &= 0.9911 + 6.35 \times 10^{-5} T + 8.5 \times 10^{-7} T^2 \\ B &= -1.093 \times 10^{-6} - 3.497 \times 10^{-9} T + 4.57 \times 10^{-12} T^2 \\ C &= -5.0 \times 10^{-11} + 6.429 \times 10^{-13} T - 1.43 \times 10^{-15} T^2 \end{aligned}$$

donde,  $p$  en lpca. y  $T$  en °F.



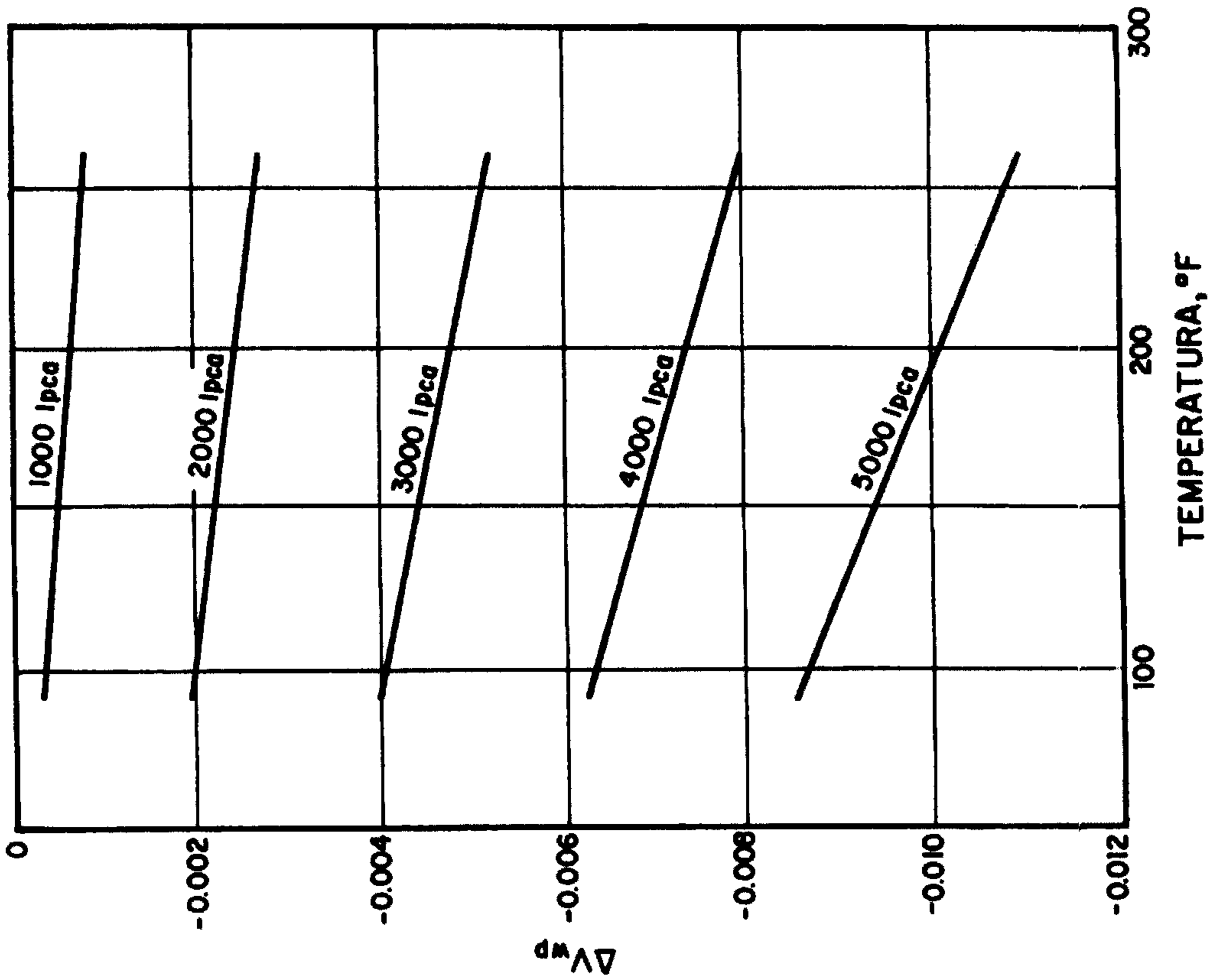


Fig. 3.5.-  $\Delta V_{wp}$  como función de presión y temperatura del yacimiento (Ref. 2).



Fig. 3.4.-  $\Delta V_{wT}$  como función de la temperatura del yacimiento (Ref. 2).

El factor de corrección por salinidad está dado por<sup>5</sup>:

$$\frac{B_w}{B_{wp}} = 1 + S. [5.1 \times 10^{-8} p + (5.47 \times 10^{-6} - 1.95 \times 10^{-10} p)(T - 60) - (3.23 \times 10^{-8} - 8.5 \times 10^{-13} p)(T - 60)^2] \dots\dots\dots (3.9)$$

donde,  $p$  en lpca.,  $T$  en °F y  $S$  (salinidad) en porcentaje por peso de sólidos disueltos (1% = 10.000 ppm).

El factor volumétrico del agua a presiones mayores que la presión del punto de burbujeo ( $p > p_b$ ), se determina de la misma manera que para un sistema gas-petróleo, esto es:

$$B_w = B_{wb} \exp[c_w \cdot (p_b - p)] \dots\dots\dots (3.10)$$

donde;

- $B_w$  : Factor volumétrico del agua a  $p > p_b$ , BY/BN
- $B_{wb}$  : Factor volumétrico del agua a  $p_b$ , BY/BN
- $p_b$  : Presión de burbujeo, lpca.
- $p$  : Presión de interés, lpca.
- $c_w$  : Compresibilidad isotérmica del agua,  $\text{lpc}^{-1}$

**Ejemplo 3.2:**

Utilizando las correlaciones de McCain, W.D., Jr. y de McCoy, R.L., determinar el factor volumétrico de una salmuera conteniendo 20.000 ppm. de sólidos disueltos a una presión de 5000 lpca. y temperatura de 200 °F.

**Solución:**

**Correlación de McCain, W.D., Jr.**

De las Figs. 3.4 y 3.5 ó Ecs. (3.6) y (3.7):

$$\Delta V_{wT} = 0.03870$$

$$\Delta V_{wp} = -0.0102$$

De la Ec. (3.5):

$$B_w = (1 + 0.03870)(1 - 0.01025) = 1.02806 \text{ BY/BN}$$

**Correlación de McCoy, R.L.**

De la Ec. (3.8), considerando *agua pura saturada con gas*:

$$B_{wp} = 1.03780 - (1.61 \times 10^{-6})(5000) + (2.138 \times 10^{-11})(5000)^2$$

luego;

$$B_{wp} = 1.03028 \text{ BY/BN}$$

De la Ec. (3.9), el factor de corrección por salinidad es:

$$\frac{B_w}{B_{wp}} = 1 + (2)(0.00026 + 0.00063 - 0.00055) = 1.00068$$

Finalmente,

$$B_w = (1.03028)(1.00068) = 1.03098 \text{ BY/BN}$$

Un resumen de los resultados de  $B_w$  es como sigue:

Correlación	$B_w$ , BY/BN
McCain, W.D., Jr.	1.02806
McCoy, R.L.	1.03098

**Compresibilidad del Agua,  $c_w$ :**

La compresibilidad isotérmica del agua,  $c_w$  en  $\text{lpc}^{-1}$ , a presiones mayores que la presión del punto de burbujeo se define de manera similar que para el petróleo, esto es<sup>2</sup>:

$$c_w = -\frac{1}{V_w} \left( \frac{\partial V_w}{\partial p} \right)_T = \frac{1}{\rho_w} \left( \frac{\partial \rho_w}{\partial p} \right)_T = -\frac{1}{B_w} \left( \frac{\partial B_w}{\partial p} \right)_T \dots\dots\dots (3.11)$$

Esta propiedad es afectada por presión, temperatura y solubilidad del gas en el agua, la cual a su vez es afectada por la salinidad. Así, un aumento en presión causa una reducción en la compresibilidad, mientras que un aumento en temperatura produce un aumento en esta propiedad. Por otro lado, a una presión y temperatura dada, el efecto del gas disuelto en el agua es aumentar la compresibilidad en relación al agua pura a las mismas condiciones de  $p$  y  $T$ , mientras que un aumento en la salinidad del agua disminuye la compresibilidad.

Las siguientes correlaciones permiten determinar la compresibilidad del agua a presiones mayores que la presión del punto de burbujeo ( $p > p_b$ ).

**Correlación de Dodson, C.R. y Standing, M.B.<sup>6</sup>:**

Esta correlación se presenta en la Fig. 3.6 (parte superior) donde la compresibilidad del agua pura libre de gas,  $c_{wp}$ , está en función de presión y temperatura. La parte inferior de esta figura presenta la corrección que debe efectuarse a  $c_{wp}$  por efectos del gas disuelto.

La siguiente ecuación es un ajuste de las curvas de la Fig. 3.6 (parte superior)<sup>7</sup>:

$$c_{wp} = \frac{A + BT + CT^2}{10^6} \dots\dots\dots (3.12)$$

donde;

- $A = 3.8546 - 1.34 \times 10^{-4} p$
- $B = -0.01052 + 4.77 \times 10^{-7} p$
- $C = 3.9267 \times 10^{-5} - 8.8 \times 10^{-10} p$
- $p$  : Presión, lpca.
- $T$  : Temperatura, °F

y el factor de corrección de  $c_{wp}$  por solubilidad del gas Fig. 3.6 (parte inferior), está dado por<sup>7</sup>:

$$\frac{c_w}{c_{wp}} = 1 + 8.9 \times 10^{-3} R_{yw} \dots\dots\dots (3.13)$$

donde,  $R_{yw}$  es la solubilidad del gas en el agua en PCN/BN.

La corrección de  $c_{wp}$  por efectos de sólidos disueltos está dada por<sup>5</sup>:

$$\frac{c_w}{c_{wp}} = 1 + S^{0.7} [-5.2 \times 10^{-2} + 2.7 \times 10^{-4} T - 1.14 \times 10^{-6} T^2 + 1.121 \times 10^{-9} T^3] \dots\dots (3.14)$$

donde,  $T$  en °F y  $S$  (salinidad) en porcentaje por peso de sólidos disueltos (1% = 10.000 ppm).

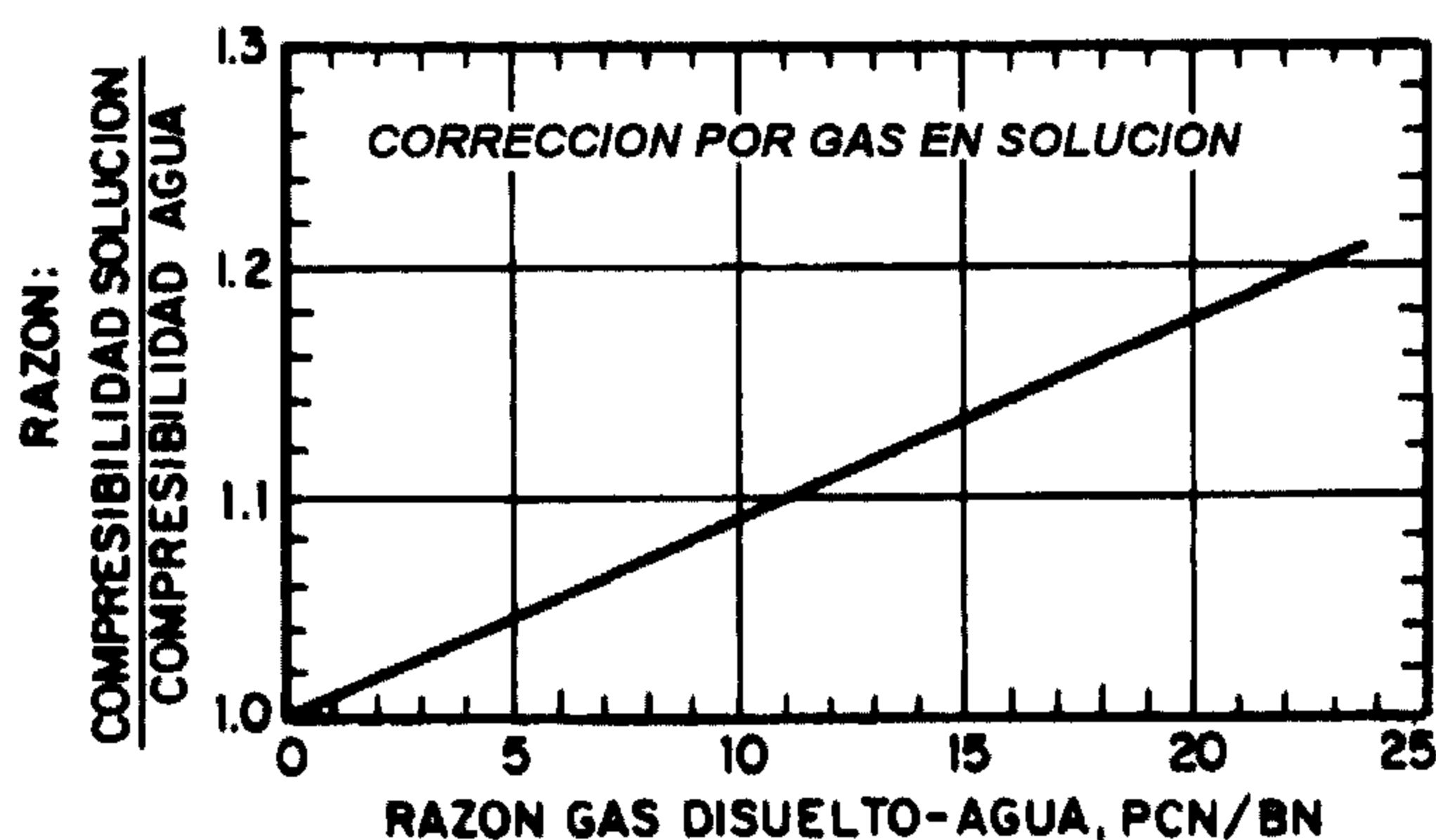
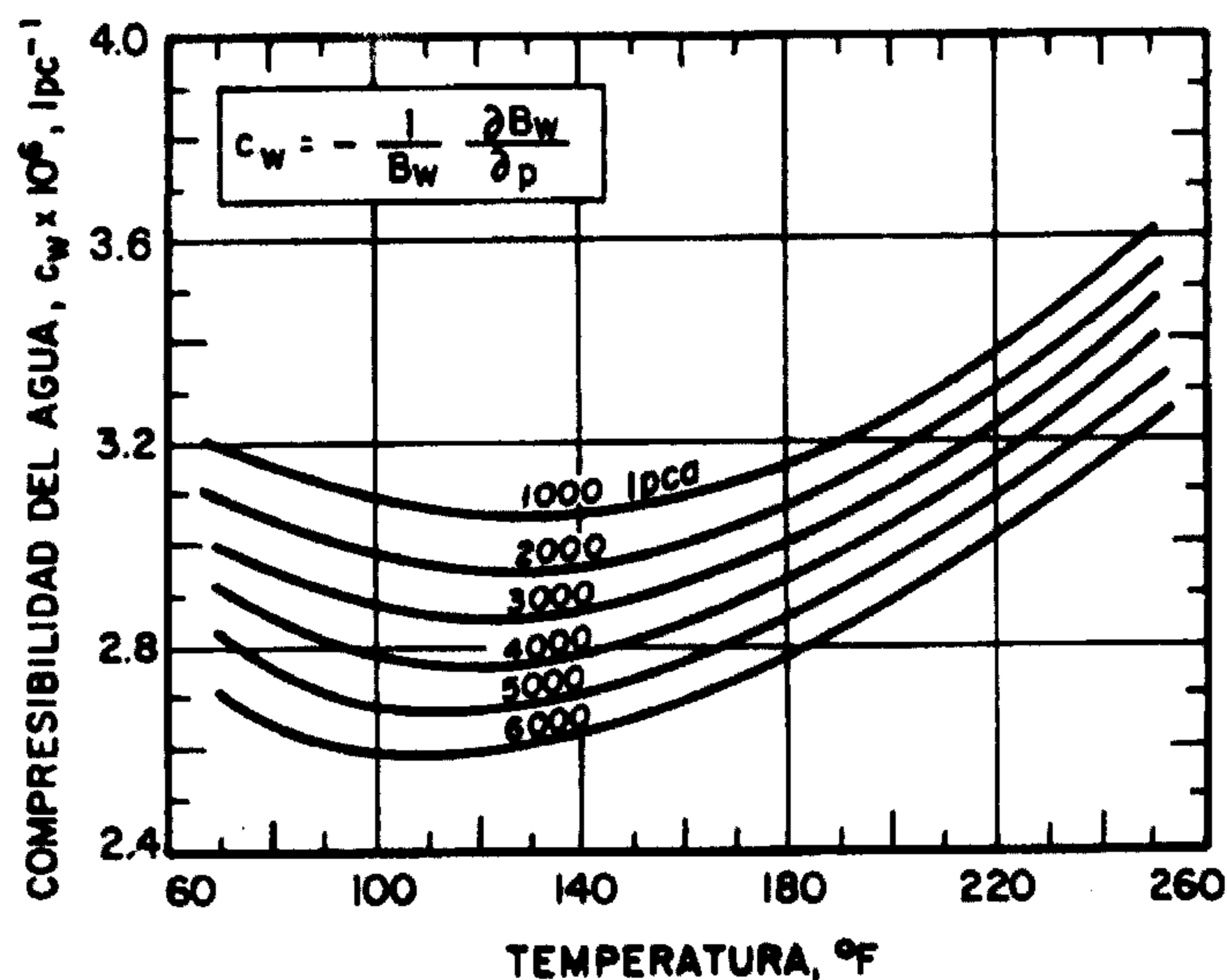


Fig. 3.6.- Compresibilidad del agua libre de gas incluyendo efectos del gas disuelto (Ref. 6).

**Correlación de Osif, T.L.<sup>8</sup>:**

La correlación es la siguiente:

$$c_w = \frac{1}{7.033p + 541.5 S - 537 T + 403300} \dots\dots\dots (3.15)$$

donde,  $p$  en lpc.,  $T$  en °F y  $S$  (salinidad) en grs/litro (= ppm/58443).

En el desarrollo de esta ecuación se utilizó el siguiente rango de datos:  $1000 < p(\text{lpc.}) < 20.000$ ,  $200 < T(^{\circ}\text{F}) < 270$  y  $0 < S(\text{grs/litro}) < 200$ . Osif no presenta estimados de la exactitud de sus resultados o de la ecuación.

**Ejemplo 3.3:**

Utilizando las correlaciones de Dodson, C.R. y Standing, M.B., y de Osif, T.L., determinar la compresibilidad de una salmuera conteniendo 20.000 ppm. de sólidos disueltos a una presión de 5000 lpc. y temperatura de 200 °F. La presión de saturación del crudo es de 3500 lpc.

**Solución:**

**Correlación de Dodson, C.R. y Standing, M.B.**

De la Fig. 3.6 ó Ec. (3.12):

$$c_{wp} = \frac{3.1846 - (0.00814)(200) + (3.5 \times 10^{-5})(200)^2}{10^6} = 2.96 \times 10^{-6} \text{ lpc}^{-1}$$

De la Fig. 3.6 ó Ec. (3.13), el factor de corrección por solubilidad ( $R_{sw} = 17.8$  PCN/BN, Ejemplo 3.1) es:

$$\frac{c_w}{c_{wp}} = 1 + (8.9 \times 10^{-3})(17.8) = 1.16$$

luego;

$$c_w = (2.96 \times 10^{-6})(1.16) = 3.43 \times 10^{-6} \text{ lpc}^{-1}$$

De la Ec. (3.14), el factor de corrección por salinidad es:

$$\frac{c_w}{c_{wp}} = 1 + 2^{0.7} [-5.2 \times 10^{-2} + 5.4 \times 10^{-2} - 4.56 \times 10^{-2} + 8.97 \times 10^{-3}] = 0.94$$

Finalmente;

$$c_w = (3.43 \times 10^{-6})(0.94) = 3.22 \times 10^{-6} \text{ lpc}^{-1}$$

**Correlación de Osif, T.L.**

De la Ec. (3.15):

$$c_w = \frac{1}{(7.033)(5000) + (541.5)(20000 / 58443) - (537)(200) + 403300}$$

$$c_w = 3.02 \times 10^{-6} \text{ lpc}^{-1}$$

Un resumen de los valores de  $c_w$  es como sigue:

Correlación	$c_w$ , lpc <sup>-1</sup>
Dodson, C.R. y Standing, M.B.	$3.22 \times 10^{-6}$
Osif, T.L.	$3.02 \times 10^{-6}$

Para presiones menores que la presión del punto de burbujeo, la compresibilidad del agua está definida por<sup>9</sup>:

$$c_w = -\frac{1}{B_w} \left( \frac{\partial B_w}{\partial p} \right)_T + \frac{B_g}{B_w} \left( \frac{\partial R_{sw}}{\partial p} \right)_T \dots \dots \dots (3.16)$$

En esta ecuación, el primer término del lado derecho es simplemente  $c_w$  a  $p > p_b$  y se determina mediante las correlaciones anteriormente presentadas.

El segundo término del lado derecho se determina separándolo en tres partes: el factor volumétrico del gas,  $B_g$ , se determina mediante la Ec. (1.69). McCain<sup>2</sup>, sugiere utilizar un valor de 0.63 para la gravedad específica del gas liberado del agua para determinar un valor del factor  $z$  para la Ec. (1.69). Este valor es basado sobre datos limitados y su exactitud es desconocida, sin embargo; los valores obtenidos parecen ser razonables.

**Carlos Bánzer S.**

El factor volumétrico del agua,  $B_w$ , se determina mediante las correlaciones anteriormente presentadas. La derivada  $(\partial R_{sw} / \partial p)_T$  se determina mediante la siguiente correlación desarrollada por Ramey<sup>9</sup>.

**Correlación de Ramey, H.J., Jr.<sup>9</sup>:**

Esta correlación se presenta en la Fig. 3.7, y permite determinar la derivada  $(\partial R_{sw} / \partial p)_T$ . Este valor debe ser multiplicado por el factor de corrección de la Fig. 3.2 ó Ecs. (3.2 ó 3.4) para considerar el efecto de los sólidos disueltos. Ramey recomienda no utilizar esta figura cuando la temperatura exceda de 250 °F.

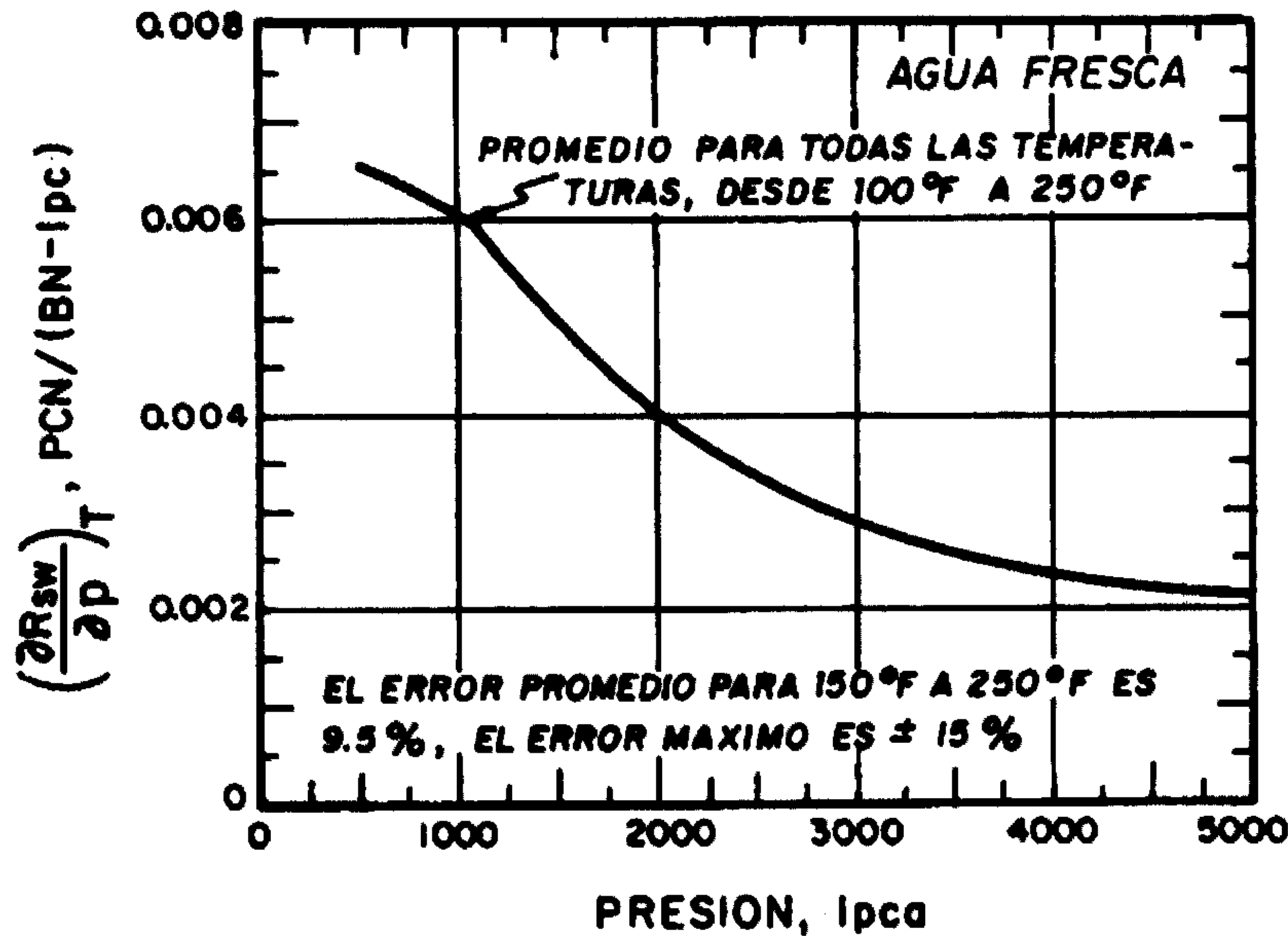


Fig. 3.7.- Cambio del gas en solución en agua de formación con presión vs. presión (Ref. 9).

Un ajuste de la curva de la Fig. 3.7 está dado por<sup>2</sup>:

$$\left(\frac{\partial R_{sw}}{\partial p}\right)_T = B + 2Cp \dots\dots\dots (3.17)$$

Esta ecuación se obtuvo diferenciando la Ec. (3.1). Es de notar que esta ecuación no ajusta muy bien la curva de la Fig. 3.7. Una expresión similar para  $(\partial R_{sw} / \partial p)_T$  se obtiene diferenciando la Ec. (3.3).

**Ejemplo 3.4:**

Utilizando la correlación de Ramey, H.J., Jr. determinar la compresibilidad de una salmuera conteniendo 20.000 ppm. de sólidos disueltos a una presión de 3000 lpca. y temperatura de 200 °F.

**Solución:**

De la Fig. 3.6 ó Ec. (3.12); la compresibilidad del *agua pura* a 3000 lpca. y 200 °F es:

$$c_{wp} = \frac{3.4526 - (0.00909)(200) + (3.6627 \times 10^{-5})(200)^2}{10^6}$$

$$c_{wp} = 3.10 \times 10^{-6} \text{ lpc}^{-1}$$

De la Fig. 3.1 ó Ec. (3.1); la solubilidad del gas natural en *agua pura* a 3000 lpca. y 200 °F es:

$$R_{swp} = 1.84729 + (5.08 \times 10^{-3})(3000) - (2.17767 \times 10^{-7})(3000)^2$$

$$R_{swp} = 15.13 \text{ PCN/BN}$$

De la Fig. 3.2 ó Ec. (3.2), el factor de corrección para una salinidad de 20.000 ppm. a 200 °F es:

$$\frac{R_{sw}}{R_{swp}} = 0.92$$

$$R_{sw} = (15.13)(0.92) = 13.92 \text{ PCN/BN}$$

De la Fig. 3.6 ó Ec. (3.13), el factor de corrección por solubilidad ( $R_{sw} = 13.92 \text{ PCN/BN}$ ) es:

$$\frac{c_w}{c_{wp}} = 1 + (8.9 \times 10^{-3})(13.92) = 1.12$$

luego;

$$c_w = (3.10 \times 10^{-6})(1.12) = 3.47 \times 10^{-6} \text{ lpc}^{-1}$$

De la Ec. (3.14), el factor de corrección por salinidad es:

$$\frac{c_w}{c_{wp}} = 0.94$$

Finalmente,

$$c_w = (3.47 \times 10^{-6})(0.94) = 3.26 \times 10^{-6} \text{ lpc}^{-1}$$

De las Figs. 3.4 y 3.5 ó Ecs. (3.6) y (3.7):

$$\Delta V_{wT} = 0.03870$$

$$\Delta V_{wp} = -0.00459$$

De la Ec. (3.5):

$$B_w = (1 + 0.03870)(1 - 0.00459) = 1.03393 \text{ BY/BN a 3000 lpca. y 200 °F}$$

De la Fig. 1.1 ó Ecs. (1.19) y (1.20) para  $\gamma_g = 0.63$ :

$$p_{sc} = 677 - (51.7)(0.63) - (37.5)(0.63)^2 = 671.57 \text{ lpca.}$$

$$T_{sc} = 168 + (325)(0.63) - (12.5)(0.63)^2 = 367.79 \text{ °R}$$

De las Ecs. (1.34) y (1.35):

$$\left. \begin{aligned} P_{sr} &= \frac{3000}{671.57} = 4.47 \\ T_{sr} &= \frac{200 + 460}{367.79} = 1.79 \end{aligned} \right\} \text{ De la Fig. 1.4: } z = 0.89$$

De la Ec. (1.69):

$$B_g = 0.00503 \frac{(0.89)(660)}{3000} = 0.00098 \text{ BY/PCN}$$

**Correlación de Ramey, H.J., Jr.**

De la Fig. 3.7 ó Ec. (3.17):

$$\left( \frac{\partial R_{sw}}{\partial p} \right)_T = 5.08 \times 10^{-3} - (2)(2.17767 \times 10^{-7})(3000) = 0.00377 \text{ PCN/BN-lpc}$$

Corrigiendo por salinidad, factor de corrección = 0.92, Fig. 3.2 ó Ec. (3.2):

$$\left( \frac{\partial R_{sw}}{\partial p} \right)_T = (0.00377)(0.92) = 0.00347 \text{ PCN/BN-lpc}$$

De la Ec. (3.16):

$$c_w = 3.26 \times 10^{-6} \text{ lpc}^{-1} + \left( \frac{0.00098 \text{ BY / PCN}}{1.03393 \text{ BY / BN}} \right) (0.00347 \text{ PCN/BN-lpc})$$

Finalmente;

$$c_w = 6.55 \times 10^{-6} \text{ lpc}^{-1}$$

**Viscosidad del Agua,  $\mu_w$ :**

La viscosidad del agua,  $\mu_w$  en cp., depende de presión, temperatura y sólidos disueltos. Así, la viscosidad del agua aumenta con un incremento de presión, disminuye con un aumento de temperatura y aumenta con un incremento en la concentración de sólidos disueltos. El efecto de los gases disueltos en el agua podría reducir la viscosidad, sin embargo, aún no se ha publicado información al respecto.

La Fig. 3.8 ilustra el comportamiento típico de  $\mu_w$  vs. presión a temperatura constante.

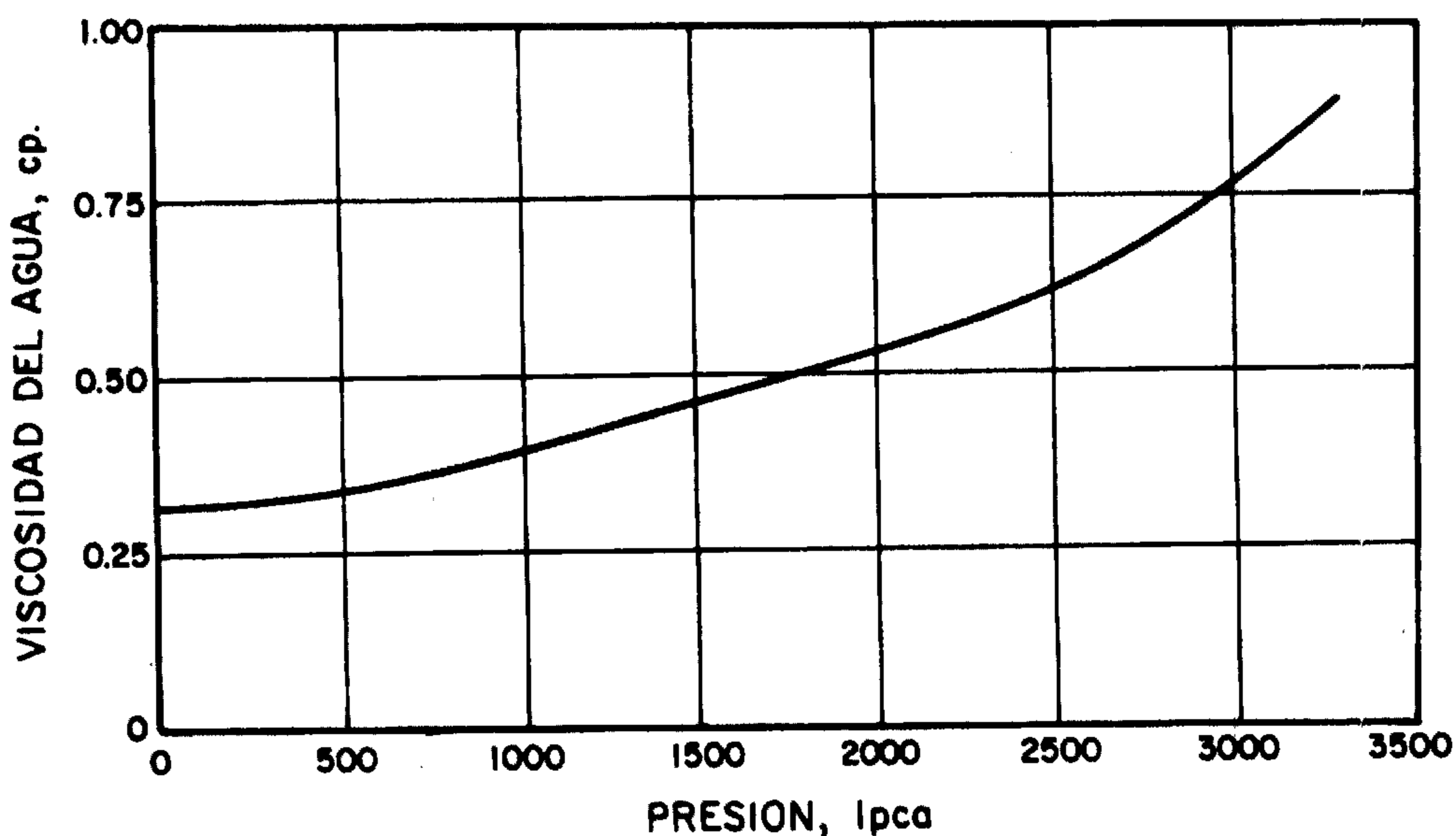


Fig. 3.8.- Comportamiento típico de  $\mu_w$  vs. presión a temperatura constante.



**CORRELACIONES NUMÉRICAS P.V.T.**

Las siguientes correlaciones permiten determinar la viscosidad del agua.

**Correlación de Van Wingen, N.<sup>10</sup>:**

Esta correlación se presenta en la Fig. 3.9, donde la viscosidad del agua está en función de temperatura para varias presiones. Las curvas en esta figura sugieren que los efectos de presión y salinidad son despreciables.

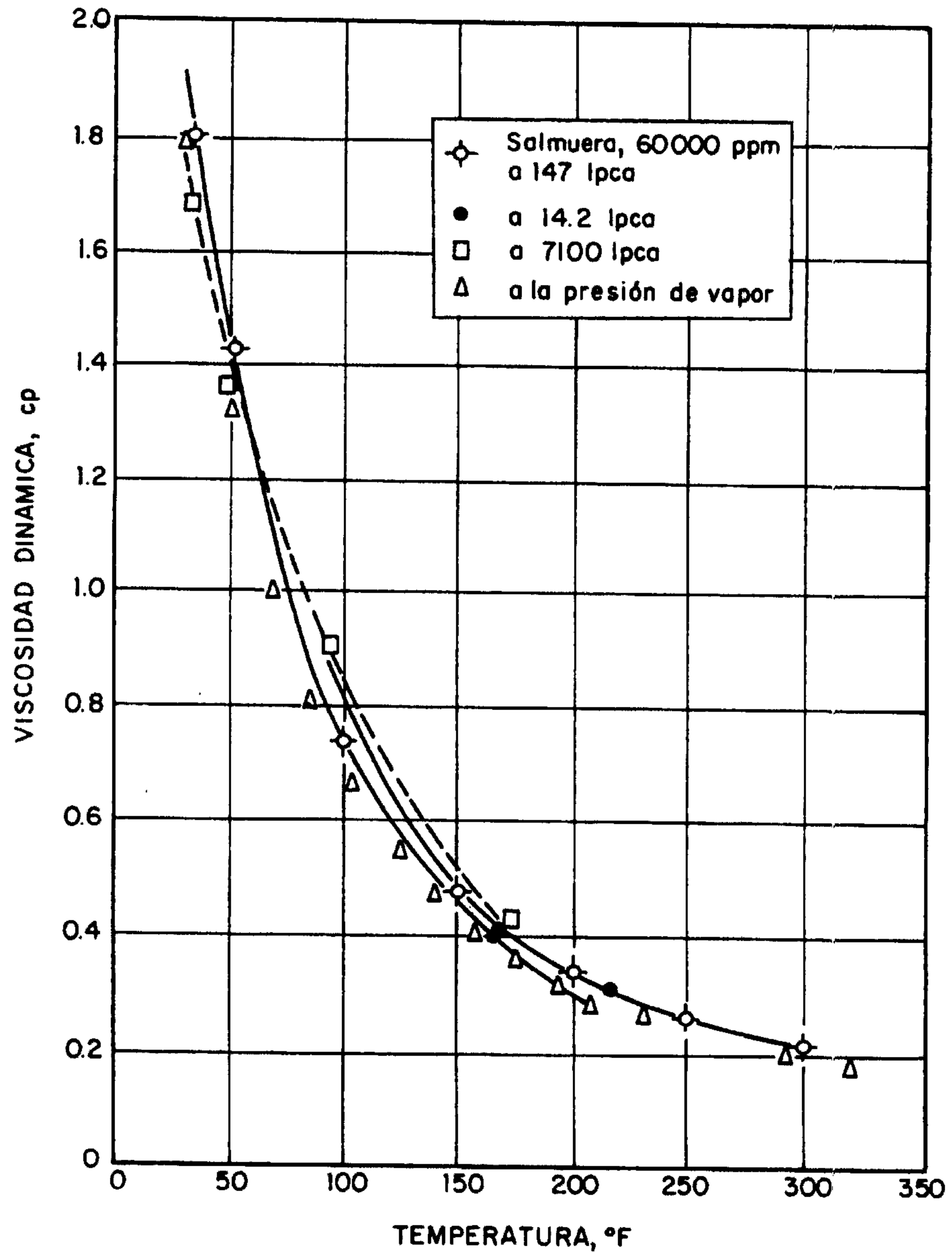


Fig. 3.9.- Viscosidad del agua en función de temperatura para varias presiones (Ref. 10).

La siguiente ecuación es una aproximación promedio a las curvas de la Fig. 3.9<sup>11</sup>.

$$\mu_w = \exp(1.003 - 1.479 \times 10^{-2} T + 1.982 \times 10^{-5} T^2) \dots\dots\dots (3.18)$$

donde,  $\mu_w$  en cp. y  $T$  en °F.

**Carlos Bánzer S.**

PROPIEDADES FÍSICAS DEL AGUA

Correlación de Matthews, C.S. y Russel, D.G.<sup>12</sup>:

Esta correlación se presenta en la Fig. 3.10, donde la viscosidad del agua a presión atmosférica,  $\mu_{w1}$  en cp., está en función de temperatura y salinidad. El cuadro inserto en la figura permite realizar la corrección por presión.

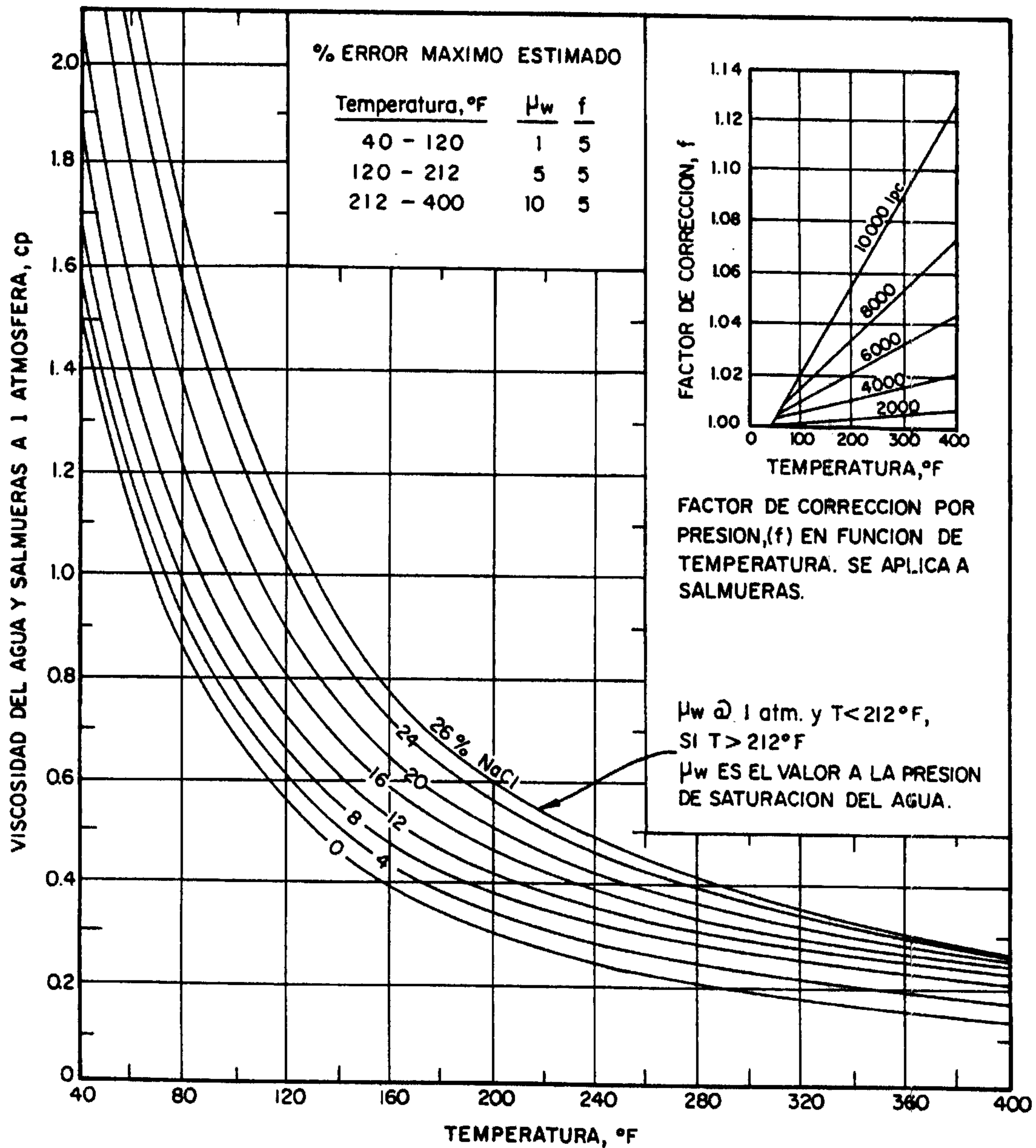


Fig. 3.10.- Viscosidad del agua a una atmósfera en función de temperatura y salinidad, para otras presiones seguir la corrección indicada (Ref. 12).

La siguiente ecuación es un ajuste de las curvas de la Fig. 3.10<sup>13</sup>:

$$\mu_{w1} = A + \frac{B}{T} \dots\dots\dots (3.19)$$

donde;

Carlos Bánzer S.

**CORRELACIONES NUMÉRICAS P.V.T.**

$$A = -0.04518 + 0.009313 S - 0.000393 S^2$$

$$B = 70.634 + 0.09576 S^2$$

$T$  : Temperatura, °F

$S$  : Salinidad, % por peso de sólidos disueltos (1% = 10.000 ppm).

y el factor de corrección por presión, está dado por<sup>13</sup>:

$$f = 1 + 3.5 \times 10^{-12} p^2 (T - 40) \dots\dots\dots (3.20)$$

donde,  $p$  en lpca. y  $T$  en °F. Estas correlaciones fueron desarrolladas para el siguiente rango de datos:  $p(\text{lpca.}) \leq 10.000$ ,  $60 \leq T(^{\circ}\text{F}) \leq 400$  y  $S(\%) \leq 26$ .

**Correlación de McCain, W.D., Jr.<sup>2</sup>:**

Esta correlación es también un ajuste de las curvas de la Fig. 3.10, y está dada por:

$$\mu_{w1} = AT^B \dots\dots\dots (3.21)$$

donde;

$$A = 109.574 - 8.40564 S + 0.313314 S^2 + 8.72213 \times 10^{-3} S^3$$

$$B = -1.12166 + 2.63951 \times 10^{-2} S - 6.79461 \times 10^{-4} S^2 - 5.47119 \times 10^{-5} S^3 + 1.55586 \times 10^{-6} S^4$$

$T$  : Temperatura, °F

$S$  : Salinidad, % por peso de sólidos disueltos (1% = 10.000 ppm).

Esta correlación ajusta las curvas de la Fig. 3.10 dentro de un 5% para temperaturas entre 100 y 400 °F y salinidades hasta 26%. La Fig. 3.11 presenta el factor de corrección por presión<sup>14</sup>.

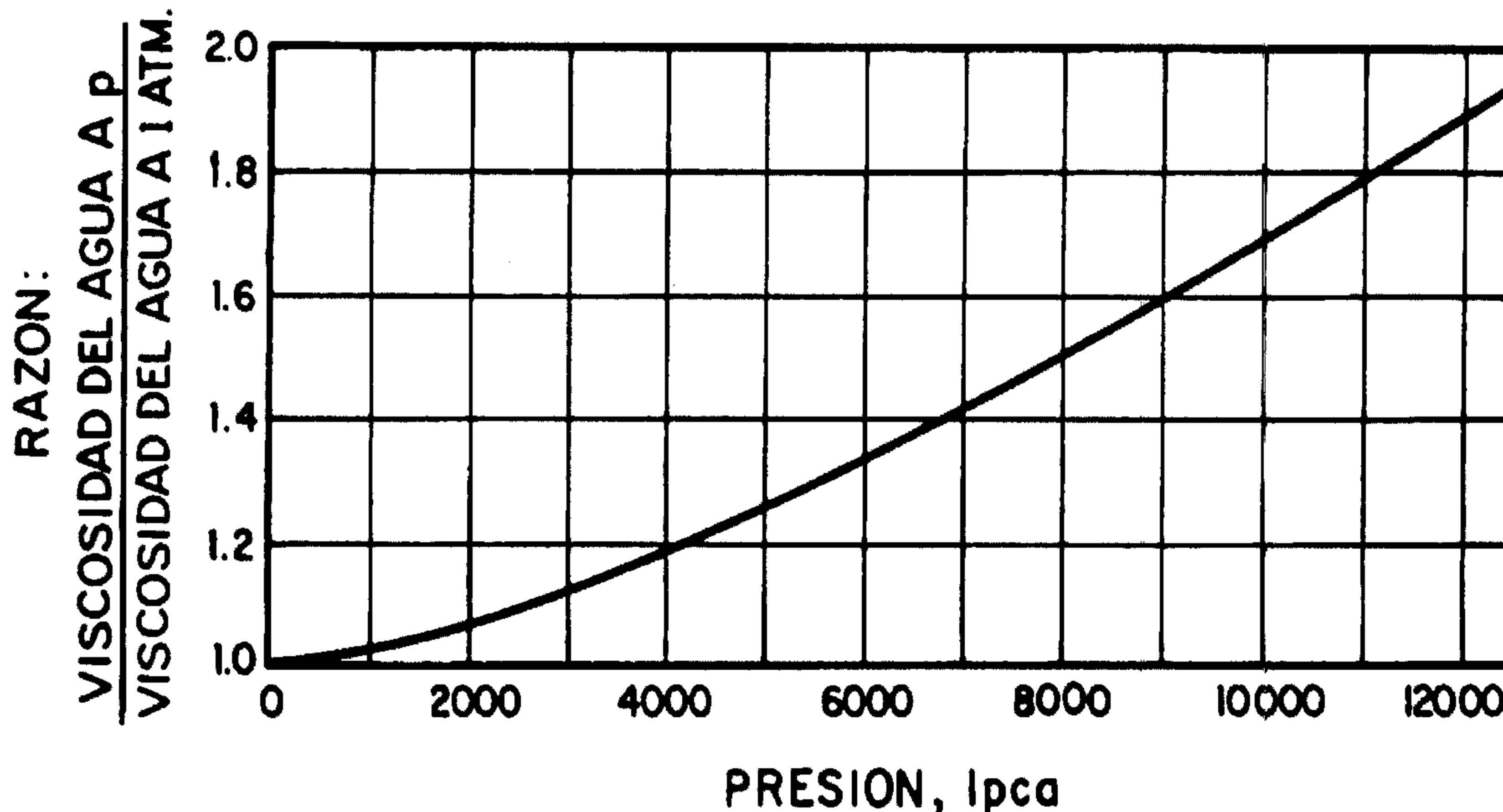


Fig. 3.11.- Efecto de la presión sobre la viscosidad del agua (Ref. 14).

Un ajuste de la curva de la Fig. 3.11, está dado por<sup>2</sup>:

$$\frac{\mu_w}{\mu_{w1}} = 0.9994 + 4.0295 \times 10^{-5} p + 3.1062 \times 10^{-9} p^2 \dots\dots\dots (3.22)$$

donde,  $p$  en lpca.

**Carlos Bánzer S.**

Los datos utilizados en el desarrollo de esta ecuación presentaban un rango de temperatura desde 86.5 a 167 °F y presiones hasta 14.000 lpca. La ecuación ajusta la curva de la Fig. 3.11 en un 4% para presiones menores de 10.000 lpca. y en 7% para presiones entre 10.000 y 14.000 lpca.

**Correlación de McCoy, R.L.<sup>4</sup>:**

La correlación es la siguiente:

$$\mu_{wp} = 0.02414 \times 10^{\left(\frac{247.8}{T-140}\right)} \dots\dots\dots (3.23)$$

donde,  $\mu_{wp}$  en cp. y  $T$  en K (= 5/9 °F + 255.37).

La corrección de  $\mu_{wp}$  por salinidad está dada por<sup>5</sup>:

$$\frac{\mu_w}{\mu_{wp}} = 1 - 1.87 \times 10^{-3} S^{0.5} + 2.18 \times 10^{-4} S^{2.5} + (T^{0.5} - 1.35 \times 10^{-2} T)(2.76 \times 10^{-3} S - 3.44 \times 10^{-4} S^{1.5}) \dots\dots\dots (3.24)$$

donde,  $T$  en °F y  $S$  (salinidad) en porcentaje por peso de sólidos disueltos (1% = 10.000 ppm).

**Ejemplo 3.5:**

Utilizando las correlaciones de Van Wingen, N., Matthews, C.S. y Russel, D.G., McCain, W.D., Jr., y de McCoy, R.L. determinar la viscosidad de una salmuera conteniendo 20.000 ppm. de sólidos disueltos a una presión de 5000 lpca. y temperatura de 200 °F.

**Solución:**

**Correlación de Van Wingen, N.**

De la Fig. 3.9 ó Ec. (3.18):

$$\mu_w = \exp[1.003 - (1.479 \times 10^{-2})(200) + (1.982 \times 10^{-5})(200)^2]$$

luego;

$$\mu_w = 0.313 \text{ cp.}$$

**Correlación de Matthews, C.S. y Russel, D.G.**

De la Fig. 3.10 ó Ec. (3.19); la viscosidad de una salmuera conteniendo 2% de sólidos disueltos a 1 atm. y 200 °F es:

$$\mu_{w1} = 0.327 \text{ cp.}$$

Del cuadro inserto en la Fig. 3.10 ó Ec. (3.20), la corrección de  $\mu_{w1}$  por presión es:

$$f = 1 + (3.5 \times 10^{-12})(5000)(200 - 40) = 1.0140$$

Finalmente;

$$\mu_w = (0.327)(1.0140) = 0.332 \text{ cp}$$

**Correlación de McCain, W.D., Jr.**

De la Fig. 3.10 ó Ec. (3.21); la viscosidad de una salmuera conteniendo 2% de sólidos disueltos a 1 atm. y 200 °F es:

$$\mu_{w1} = (94.086)(200)^{-1.072} = 0.32 \text{ cp.}$$

De la Fig. 3.11 ó Ec. (3.22), la corrección de  $\mu_{w1}$  por presión es:

$$\frac{\mu_w}{\mu_{w1}} = 1.279$$

Finalmente;

$$\mu_w = (0.321)(1.279) = 0.410 \text{ cp.}$$

**Correlación de McCoy, R.L.**

De la Ec. (3.23); la viscosidad del *agua pura* a 5000 lpca. y 200 °F es:

$$\mu_{wp} = 0.02414 \times 10^{\left(\frac{247.8}{366.48-140}\right)} = 0.299 \text{ cp.}$$

De la Ec. (3.24), la corrección por salinidad para una salmuera conteniendo 2% de sólidos disueltos a 200 °F es:

$$\frac{\mu_w}{\mu_{wp}} = 1.0506$$

Finalmente;

$$\mu_w = (0.299)(1.0506) = 0.314 \text{ cp}$$

Un resumen de los resultados de  $\mu_w$  es como sigue:

Correlación	$\mu_w$ , cp.
Van Wingen, N.	0.313
Matthews, C.S. y Russel, D.G.	0.332
McCain, W.D., Jr.	0.410
McCoy, R.L.	0.314

**Densidad del Agua,  $\rho_w$ :**

La densidad del agua,  $\rho_w$  en lbs/pie<sup>3</sup>, puede ser determinada utilizando la misma aproximación que para un sistema gas-petróleo, excepto que los efectos del gas en solución normalmente son despreciados. Esto es<sup>11</sup>:

$$\rho_w = \frac{\rho_{w1}}{B_w} = \frac{62.4\gamma_w}{B_w} \dots\dots\dots (3.25)$$

donde;

- $\rho_w$  : Densidad del agua a  $p$  y  $T$ , lbs/pie<sup>3</sup>
- $\rho_{w1}$  : Densidad del agua a condiciones normales (14.7 lpca. y 60 °F), lbs/pie<sup>3</sup>
- $\gamma_w$  : Gravedad específica del agua, adim.
- $B_w$  : Factor volumétrico del agua a  $p$  y  $T$ , BY/BN

La gravedad específica del agua de formación,  $\gamma_w$ , puede ser estimada mediante la siguiente ecuación si se conoce la concentración de sólidos disueltos<sup>14</sup>:

$$\gamma_w = 1.0 + 0.695 \times 10^{-6} S \dots\dots\dots (3.26)$$

donde,  $S$  es la concentración de sólidos disueltos (salinidad) en mg/litro.

**Correlación de McCain, W.D., Jr.²:**

Esta correlación se presenta en la Fig. 3.12, donde la densidad de la salmuera a condiciones normales,  $\rho_{w1}$  en lbs/pie³, está en función del porcentaje total de sólidos disueltos.

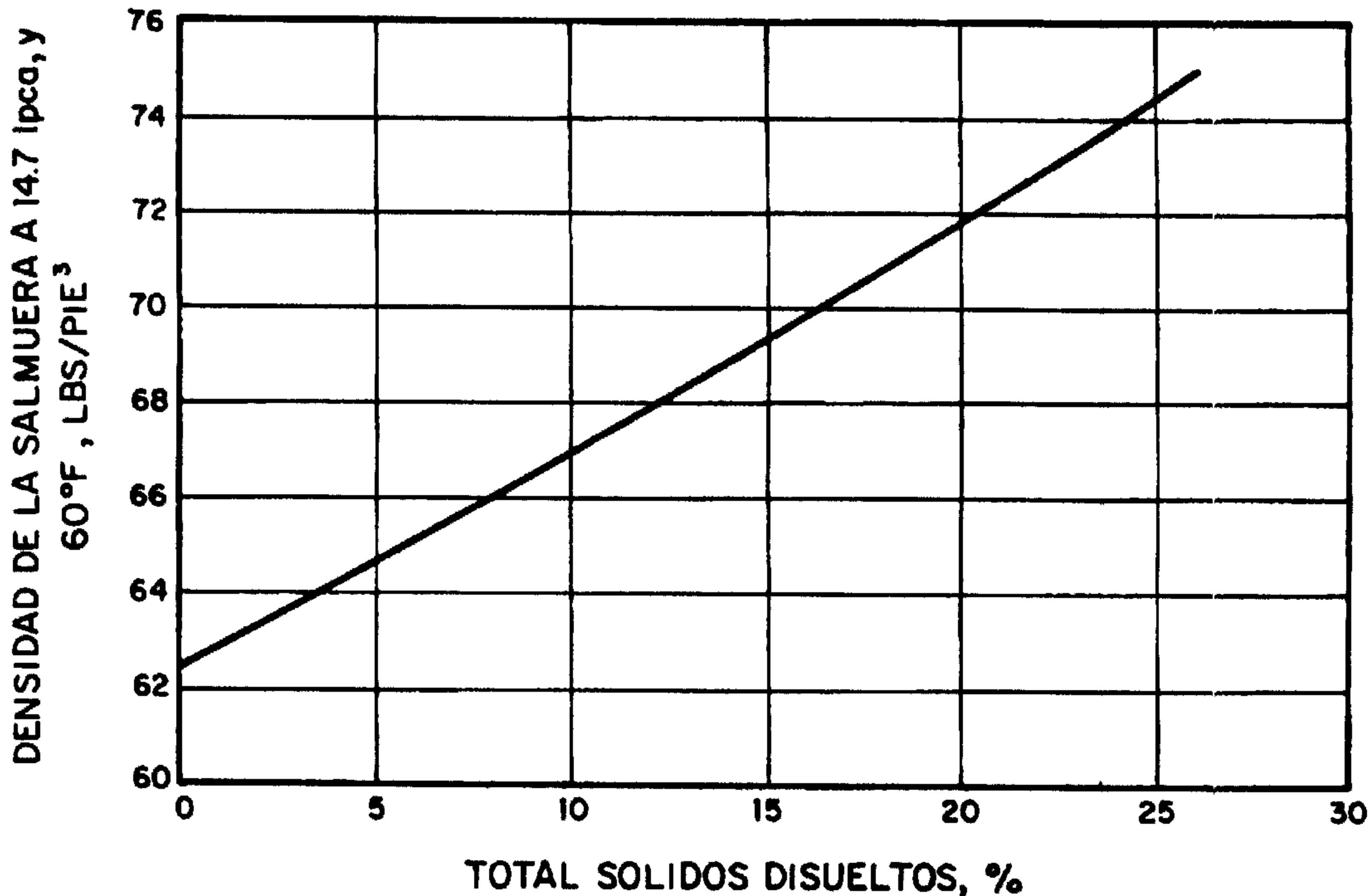


Fig. 3.12.- Densidad de la salmuera en función del porcentaje total de sólidos disueltos (Ref. 2).

La siguiente ecuación ajusta la curva de la Fig. 3.12 dentro de un 0.1%²:

$$\rho_{w1} = 62.368 + 0.438603 S + 1.60074 \times 10^{-3} S^2 \dots\dots\dots (3.27)$$

donde,  $S$  es la salinidad en porcentaje por peso de sólidos disueltos (1% = 10.000 ppm).

**Ejemplo 3.6:**

Utilizando la correlación de McCain, W.D., Jr. determinar la densidad de una salmuera conteniendo 20.000 ppm. de sólidos disueltos a una presión de 5000 lpcq. y temperatura de 200 °F.

**Solución:**

De la Fig. 3.12 ó Ec. (3.27); la densidad de una salmuera conteniendo 20.000 ppm. de sólidos disueltos a 14.7 lpcq. y 60 °F, es:

$$\rho_{w1} = 62.368 + (0.438603)(2) + (1.60074 \times 10^{-3})(2)^2$$

$$\rho_{w1} = 63.25 \text{ lbs/pie}^3$$

De la Ec. (3.25); la densidad de la salmuera a  $p$  y  $T$  ( $B_w = 1.02806$  BY/BN, Ejemplo 3.2) es:

$$\rho_w = \frac{63.25 \text{ lbs / pie}^3}{1.02806 \text{ BY / BN}} = 61.52 \text{ lbs/pie}^3$$

**Tensión Interfacial Gas-Agua,  $\sigma_{gw}$ :**

La tensión interfacial gas-agua,  $\sigma_{gw}$  en dinas/cm, al igual que para un sistema gas-petróleo, se define como la fuerza por unidad de longitud en la interfase entre dos fluidos inmiscibles.

La siguiente correlación permite determinar la tensión interfacial gas-agua.

**Correlación de Jennings, H.Y., Jr. y Newman, G.H.<sup>15</sup>:**

Esta correlación se presenta en la Fig. 3.13, donde la tensión interfacial gas-agua,  $\sigma_{gw}$  en dinas/cm, está en función de presión y temperatura.

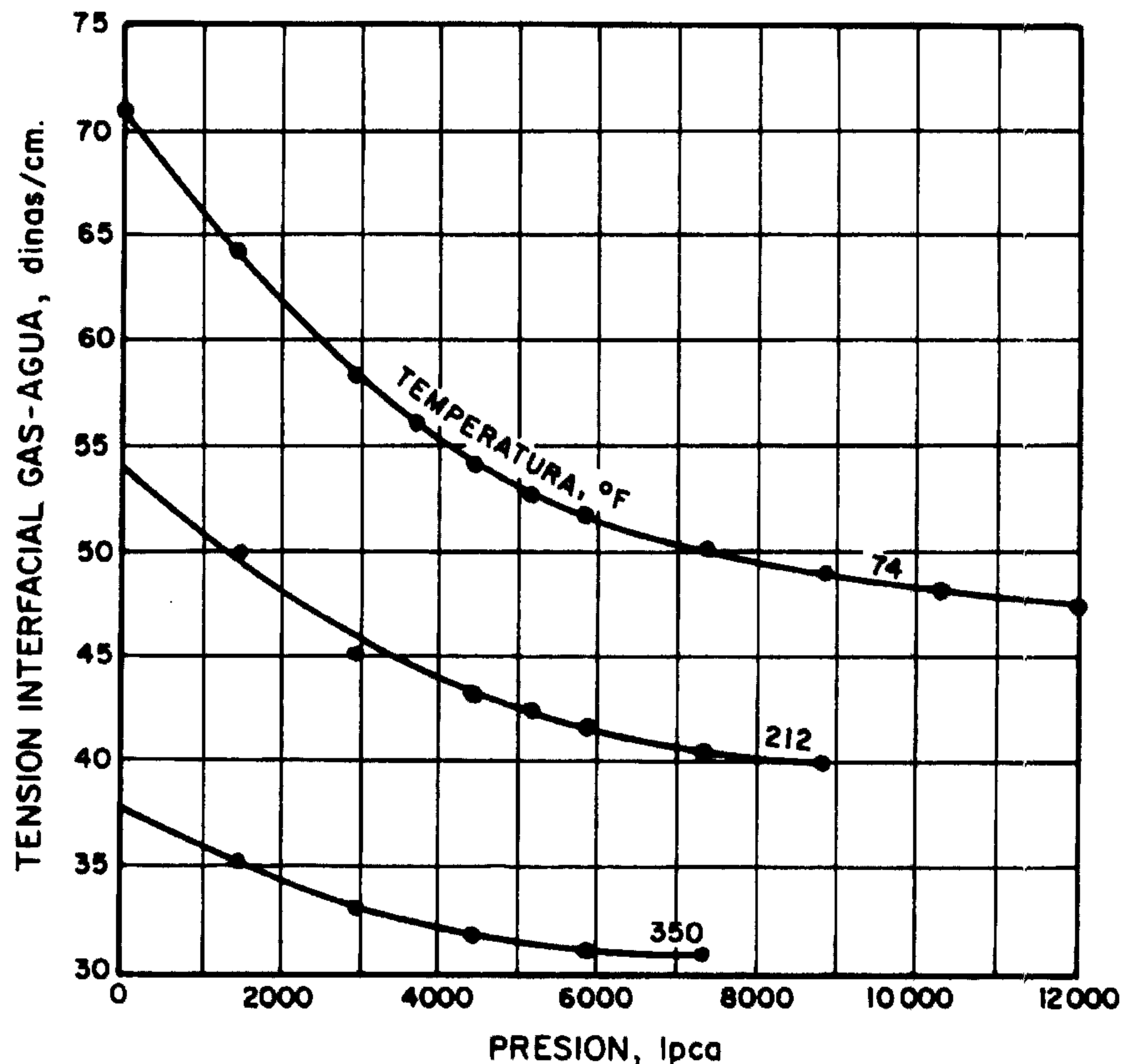


Fig. 3.13 .- Tensión interfacial gas-agua (Ref. 15).

Un ajuste de las curvas de la Fig. 3.13, está dado por<sup>2</sup>:

$$\sigma_{gw} = A + Bp + Cp^2 \dots\dots\dots (3.28)$$

donde;

$$A = 79.1618 - 0.118978 T$$

$$B = -5.28473 \times 10^{-3} + 9.87913 \times 10^{-6} T$$

$$C = (2.33814 - 4.57194 \times 10^{-4} T - 7.52678 \times 10^{-6} T^2) \times 10^{-7}$$

$p$  : Presión, lpca.  
 $T$  : Temperatura, °F

Es recomendable no utilizar esta ecuación a presiones mayores de 8000 lpca., y temperaturas mayores de 350 °F<sup>2</sup>.

**Ejemplo 3.7:**

Utilizando la correlación de Jennings, H.Y., Jr. y Newman, G.H. determinar la tensión interfacial gas-agua a una presión de 5000 lpca. y temperatura de 200 °F.

**Solución:**

De la Fig. 3.13 ó Ec. (3.28):

$$\sigma_{gw} = 55.3662 - (0.00331)(5000) + (1.94563 \times 10^{-7})(5000)^2$$

$$\sigma_{gw} = 43.68 \text{ dinas/cm.}$$

**Referencias:**

1. Culberson, O.L. and McKetta, J.J., Jr.: "Phase Equilibria in Hydrocarbon-Water Systems III-The Solubility of Methane in Water at Pressures to 10,000 psia," *Trans., AIME* (1951) **192**, 223-226.
2. McCain, W.D., Jr.: *The Properties of Petroleum Fluids*, 2nd. ed. Tulsa, OK: PennWell Books, 1990.
3. McKetta, J.J. and Wehe, A.H.: "Hydrocarbon-Water and Formation Water Correlations," *Petroleum Production Handbook*, Vol. II, T.C. Frick and R.W. Taylor (eds.), SPE, Dallas (1962) 22-13.
4. McCoy, R.L.: *Microcomputer Programs for Petroleum Engineers: Vol. 1, Reservoir Engineering and Formation Evaluation*, Gulf Publishing Co., Houston (1983).
5. Numbere, D., Brigham, W.E., and Standing, M.B.: *Correlations for Physical Properties of Petroleum Reservoir Brines*, Stanford University Petroleum Research Institute, SUPRI-TR-1, Nov. 1977.
6. Dodson, C.R. and Standing, M.B.: "Pressure-Volume-Temperature and Solubility Relations for Natural Gas-Water-Mixtures," *Drill. and Prod. Prac.*, API (1944) 173-179.
7. Meehan, D.N.: "A Correlation for Water Compressibility," *Petroleum Engineer* (Nov. 1980) 125-126.
8. 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.
9. Ramey, H.J., Jr.: "Rapid Methods for Estimating Reservoir Compressibilities," *Trans., AIME* (1964) **231**, 447-454.
10. 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) 127.
11. Brill, J.P. and Beggs, H.D.: "Two-Phase Flow in Pipes," University of Tulsa, Tulsa, OK, 1988.
12. Matthews, C.S. and Russel, D.G.: *Pressure Buildup and Flow Test in Wells*, Monograph Series, Society of Petroleum Engineers of AIME, Dallas (1967) **1**, Appendix G.
13. Meehan, D.N.: "A Correlation for Water Viscosity," *Petroleum Engineer* (July 1980) 117-118.



14. Collins, A.G.: "Properties of Produced Waters," *Petroleum Engineering Handbook*, H.B. Bradley et al. (eds.), SPE, Richardson, TX (1987) 24-17.
15. Jennings, H.Y., Jr. and Newman, G.H.: "The Effect of Temperature and Pressure on the Interfacial Tension of Water Against Methane-Normal Decane Mixtures," *Trans., AIME* (1971) **251**, 171-175.

# Unidades y Factores de Conversión

Todas las ecuaciones anteriormente presentadas están expresadas en unidades de campo. Para utilizar estas ecuaciones con unidades SI, es más fácil primero convertir las unidades SI a unidades de campo, calcular el resultado en unidades de campo y luego convertir el resultado a unidades SI. Sin embargo, si se desea utilizar directamente unidades SI, es conveniente convertir las constantes de la ecuación de interés a unidades SI. Factores de conversión entre unidades de campo y unidades SI se presentan a continuación\*.

Variables	Unidades de Campo		Factores de Conversión	Unidades SI
Compresibilidad	lpc <sup>-1</sup>	x	1.450 377 E - 01	= kPa <sup>-1</sup>
Densidad	lbs/pie <sup>3</sup>	x	1.601 846 E + 01	= kg/m <sup>3</sup>
Factor volumétrico del gas	BY/PCN	x	5.551 931 E + 00	= m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup>
Factor volumétrico del petróleo	BY/BN	x	1.0 E + 00 <sup>a</sup>	= m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup>
Gravedad del petróleo	°API		141.5/(131.5+γ <sub>API</sub> ) <sup>b</sup>	= grs/cm <sup>3</sup>
Presión	lpca.	x	6.894 757 E + 00	= kPa
Solubilidad	PCN/BN	x	1.801 175 E - 01	= m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup>
Temperatura (ambiente)	°F		(°F - 32)/1.8 <sup>b</sup>	= °C
Temperatura (absoluta)	°R		°R/1.8 <sup>b</sup>	= K
Tensión interfacial	dinas/cm	x	1.0 E + 00 <sup>a</sup>	= mN/m
Viscosidad dinámica	cp.	x	1.0 E - 03 <sup>a</sup>	= Pa.s
Viscosidad cinemática	cts.	x	1.0 E - 06 <sup>a</sup>	= m <sup>2</sup> /seg
Volumen	pie <sup>3</sup>	x	2.831 685 E - 02	= m <sup>3</sup>
	bls	x	1.589 873 E - 01	= m <sup>3</sup>
	gal.	x	3.785 412 E - 03	= m <sup>3</sup>

<sup>a</sup>Indica que el factor de conversión es exacto.

<sup>b</sup>No es un factor de conversión (efectuar la operación indicada).

\*Adaptada de: Prats, M.: *Thermal Recovery*, Monograph Series, SPE of AIME, Dallas (1982) 7.

## Ejemplo 4.1:

La correlación de Standing, M.B. para estimar la presión del punto de burbujeo está dada por:

$$p_b = 18.2 \left[ \left( \frac{R_{sb}}{\gamma_g} \right)^{0.83} 10^{(0.00091T - 0.0125\gamma_{API})} - 1.4 \right]$$

donde,  $p_b$  en lpca.,  $R_{sb}$  en PCN/BN,  $T$  en °F,  $\gamma_{API}$  en °API y  $\gamma_g$  (adim.). Calcular la presión de burbujeo en kPa para los siguientes datos en unidades SI, primero convirtiendo las unidades SI a unidades de campo y luego convirtiendo el resultado a unidades SI. Posteriormente, derivar las constantes de la correlación para unidades SI.

$$\begin{aligned} R_{sb} &= 122 \text{ m}^3/\text{m}^3 &= 675 \text{ PCN/BN} \\ T &= 356 \text{ K} &= 180 \text{ °F} \\ \gamma_o &= 0.871 \text{ grs/cm}^3 &= 31 \text{ °API} \\ \gamma_g &= 0.95 \text{ (aire = 1)} \end{aligned}$$

Carlos Bánzer S.

**Solución:**

Sustituyendo los datos en unidades de campo en la correlación, se tiene:

$$p_b = 18.2 \left[ \left( \frac{675}{0.95} \right)^{0.83} 10^{(0.00091 \times 180 - 0.0125 \times 31)} - 1.4 \right]$$

luego;

$$p_b = 2505 \text{ lpca.} = 17271 \text{ kPa}$$

Derivando las constantes de la correlación para unidades SI, se tiene:

$$p_b (\text{lpca.}) \times \frac{(\text{kPa})}{6.894757 (\text{lpca.})} = 18.2 \left[ \left( \frac{R_{sb} (\text{PCN} / \text{BN})}{\gamma_g} \right)^{0.83} \times \frac{(\text{m}^3 / \text{m}^3)}{1.801175 \times 10^{-1} (\text{PCN} / \text{BN})} \right. \\ \left. 10^{(0.000917 (1.8K - 460) - 0.0125 (141.5/\gamma_o - 131.5))} - 1.4 \right]$$

luego;

$$p_b = (6.894757)(18.2) \left[ 4.15 \left( \frac{R_{sb}}{\gamma_g} \right)^{0.83} 10^{(0.001647 - 1.76875/\gamma_o + 1.22515)} - 1.4 \right]$$

Finalmente;

$$p_b = 520.76 \left[ \left( \frac{R_{sb}}{\gamma_g} \right)^{0.83} 10^{(1.22515 + 0.001647 - 1.76875/\gamma_o)} - 0.34 \right]$$

donde,  $p_b$  en kPa.,  $R_{sb}$  en  $\text{m}^3/\text{m}^3$ ,  $T$  en K,  $\gamma_o$  en  $\text{grs}/\text{cm}^3$  y  $\gamma_g$  (adim.).

Sustituyendo los datos en unidades SI, se tiene:

$$p_b = 520.76 \left[ \left( \frac{122}{0.95} \right)^{0.83} 10^{(1.22515 + 0.00164 \times 356 - 1.76875/0.871)} - 0.34 \right]$$

luego;

$$p_b = 17406 \text{ kPa}$$

## Glosario de Términos y Definiciones

El siguiente glosario de términos y definiciones tiene por objeto familiarizar al lector con una serie de términos en español utilizados en el presente trabajo. Se espera que estos términos contribuyan a unificar algunos términos en español para determinadas palabras en inglés y evitar en lo posible, el uso de diferentes palabras en español para el mismo término en inglés\*.

- **CONDICIONES NORMALES** (standar conditions). A veces también se le traduce como **CONDICIONES ESTANDAR**. Cuando se trata de petróleo, se usa con mucha frecuencia el término **CONDICIONES DE TANQUE** (tank conditions) con el mismo sentido que condiciones normales, aunque no necesariamente tienen que ser iguales. También se usa el término **CONDICIONES DE SUPERFICIE** o **CONDICIONES SUPERFICIALES** (surface conditions) como sinónimo de condiciones de tanque y condiciones normales. Debido al control (fiscalización) de los yacimientos de petróleo por parte de los gobiernos a las empresas petroleras, se ha introducido otro término sinónimo a los anteriores: **CONDICIONES FISCALES**. Cualquiera de los términos mencionados se refiere a determinadas condiciones base de presión y temperatura a las que se acostumbra medir los fluidos producidos de un yacimiento, bien sea para cálculos en ingeniería o para propósitos de venta. Las condiciones más usadas en la práctica son 14,7 lpc.a. y 60 °F.
- **PETRÓLEO A CONDICIONES DE TANQUE** (stock tank oil). Sinónimamente se emplean los términos **PETRÓLEO A CONDICIONES NORMALES** y **PETRÓLEO FISCAL**. Generalmente se refiere al petróleo a una de las condiciones explicadas anteriormente. Sin embargo, tal como se discutirá al explicar el término **SEPARACIÓN INSTANTÁNEA**, el verdadero significado de "stock tank oil" es el petróleo final después de una separación instantánea.
- **GAS SECO** (dry gas o lean gas). Son hidrocarburos en estado gaseoso compuestos casi exclusivamente por metano (generalmente más del 90 por ciento). Puede provenir directamente de yacimientos de gas, caso en el cual se le denomina también **GAS NO-ASOCIADO** (nonassociated gas), o sea hidrocarburos gaseosos que ocurren como gas libre en el yacimiento, o también puede provenir de plantas de gasolina natural, donde el gas húmedo (condensado de gas) ha sido **DESPOJADO** (stripped) de sus productos más pesados en forma líquida.
- **FACTOR DE SUPERCOMPRESIBILIDAD DEL GAS** (supercompressibility factor) o **FACTOR DE DESVIACIÓN DEL GAS** (gas deviation factor). Es una cantidad adimensional, utilizada para corregir el comportamiento ideal de los gases (para el cual el factor es la unidad) a su comportamiento actual. Se denomina por la letra z.
- **GAS DISUELTO** o **EN SOLUCIÓN** (dissolved or solution gas). Son hidrocarburos gaseosos que ocurren en solución con petróleo crudo bajo condiciones iniciales, en un yacimiento de petróleo comercialmente explotable.
- **GAS HÚMEDO** (wet gas). Son hidrocarburos en estado gaseoso, en cuya composición aún predomina un alto porcentaje de metano (generalmente 75-90 por 100), aunque las cantidades relativas de los componentes más pesados son mayores que en el caso de gas seco. Gas húmedo es más o menos equivalente a **CONDENSADO DE GAS** (gas condensate) fluido existente en yacimientos denominados **YACIMIENTOS DE CONDENSADO DE GAS** (gas condensate reservoir) o simplemente **YACIMIENTOS DE CONDENSADOS** (condensate reservoir). Antiguamente se les denominaba **YACIMIENTOS DE DESTILADO** (distillate reservoir). El fluido en el yacimiento (condensado de gas) se encuentra en estado gaseoso en el momento de su descubrimiento. Con posterioridad, generalmente exhiben el fenómeno denominado **CONDENSACIÓN RETRÓGRADA** (retrograde condensation), o sea la formación de condensado (líquido) en el yacimiento debido a reducción en presión a temperatura constante. Si la temperatura es constante, se denomina **CONDENSACIÓN RETRÓGRADA ISOTÉRMICA** (isothermal retrograde condensation).
- **CONDENSADO** (condensate). Es un producto líquido compuesto primordialmente por productos de baja presión de vapor, obtenidos a través del equipo de separación normalmente usado en el campo para separación de petróleo crudo. En general, es un producto claro, muchas veces prácticamente incoloro a condiciones normales, con gravedad API mayores de 45 y razones gas-líquido entre 5.000 y 100.000 PCN/BN. Proviene generalmente de yacimientos intermedios entre petróleo y gas y de yacimientos de condensado, aunque en este último caso, generalmente se instala equipo especial de separación en superficie y el condensado se produce a través de plantas de

\*Adaptado de: *Ingeniería Aplicada de Yacimientos Petrolíferos*, Editorial Tecnos, Madrid (1977); Traducción de la edición inglesa por: Hernando Vázquez Silva, Revisión y Glosario de Términos y Definiciones sobre Ingeniería de Yacimientos por: Ramiro Pérez Palacio.

## CORRELACIONES NUMÉRICAS P.V.T.

gasolina natural. Antiguamente, al condensado se le denominaba DESTILADO (distillate).

- **SOLUBILIDAD DE GAS** (gas solubility). Es la cantidad de gas que se encuentra en solución en un petróleo crudo a determinadas condiciones de presión y temperatura. Generalmente se expresa por los pies cúbicos de gas a condiciones normales (PCN) disueltos en un barril de petróleo, también a condiciones normales (BN), y se denomina  $R_s = \text{PCN}/\text{BN}$ . Contrario a lo que generalmente se conoce, por ejemplo, solubilidad de cloruro de sodio en agua, el gas es soluble en cantidades infinitas en petróleo crudo, siempre y cuando exista suficiente gas a las condiciones existentes de presión y temperatura.
- **PUNTO DE BURBUJEO** (bubble point). Es el estado en equilibrio de un sistema compuesto de petróleo crudo y gas, en la cual el petróleo ocupa prácticamente todo el sistema, excepto en una cantidad infinitesimal de gas. Para propósitos prácticos puede considerarse 100% líquido y la composición del líquido es la misma que la composición del sistema.
- **PRESIÓN DE BURBUJEO** (bubble point pressure). También se le traduce como **PRESIÓN EN EL PUNTO DE BURBUJEO**. Es la presión de un sistema en el punto de burbujeo.
- **PUNTO DE ROCÍO** (dew point). Es análogo al punto de burbujeo. Es el estado en equilibrio de un sistema compuesto de petróleo y gas en la cual el gas ocupa prácticamente todo el sistema, excepto en una cantidad infinitesimal de petróleo. Para propósitos prácticos puede considerarse 100% gas y la composición del gas es la misma que la del sistema.
- **PRESIÓN DE ROCÍO** (dew point pressure). También se le traduce como **PRESIÓN EN EL PUNTO DE ROCÍO**. Es la presión de un sistema en el punto de rocío.
- **LÍQUIDO SATURADO** (saturated liquid). Particularmente se emplea para petróleo: **PETRÓLEO SATURADO** (saturated oil). Es un líquido (petróleo) en equilibrio con vapor (gas) a determinada presión y temperatura. En forma similar se emplea el término **VAPOR SATURADO** (saturated vapor). Es el vapor en equilibrio con líquido a determinada presión y temperatura. Los términos anteriores a veces se usan sinónimamente con los siguientes términos en el punto de burbujeo: **LÍQUIDO DE BURBUJEO** o **LÍQUIDO EN EL PUNTO DE BURBUJEO** (bubble point liquid), **PETRÓLEO DE BURBUJEO** o **PETRÓLEO EN EL PUNTO DE BURBUJEO** (bubble point oil) y **VAPOR EN EL PUNTO DE ROCÍO** (dew point vapor). Debe tenerse presente que los términos "punto de burbujeo" y "punto de rocío" identifican casos especiales donde existe prácticamente 100% de una fase y una cantidad infinitesimal de la otra. En cambio, en el término "líquido saturado", la cantidad de líquido y vapor puede ser cualesquiera. En ambos casos, cualquier disminución de la presión del sistema ocurre desprendimiento de gas del líquido. A los yacimientos que

contienen petróleo saturado se les denomina **YACIMIENTOS SATURADOS** (saturated reservoirs).

- **PRESIÓN DE SATURACIÓN** (saturation pressure). Es la presión a la cual líquido (petróleo) y vapor (gas) están en equilibrio. A menudo, presión de saturación se usa sinónimamente con presión de burbujeo o presión de rocío.
- **FLUIDO NO-SATURADO** (undersaturated fluid o unsaturated fluid). También se denomina **FLUIDO SUBSATURADO** (subsaturated fluid). Se aplica en particular para el petróleo y se dice **PETRÓLEO NO-SATURADO** (undersaturated oil o unsaturated oil). Es material (fluido, petróleo) con capacidad de llevar en solución, a las condiciones de presión y temperatura existentes, cantidad adicional de gas. En otras palabras, hay deficiencia de gas a las condiciones existentes. Si hubiera suficiente gas a las condiciones existentes, la presión del sistema sería la presión de saturación. En un fluido no-saturado, disminución en presión no causa liberación del gas existente en solución en el fluido. Ampliando aún más los términos en discusión, se usan para designar el yacimiento que contiene el petróleo de esas condiciones: **YACIMIENTOS NO-SATURADOS** (undersaturated reservoirs o unsaturated reservoirs), o también **YACIMIENTOS SUBSATURADOS** (subsaturated reservoirs).
- **LIBERACIÓN INSTANTÁNEA** (flash liberation). A veces se le denomina **LIBERACIÓN EN EQUILIBRIO**. Se define como el proceso por el cual un petróleo crudo de yacimiento se expande a temperatura constante y el gas desprendido permanece en contacto con el petróleo durante todo el tiempo de la expansión. La composición total del sistema permanece constante, pero la composición de las fases del sistema gas y líquido cambia con la disminución de presión.
- **SEPARACIÓN INSTANTÁNEA** (flash separation). A veces se le denomina también **SEPARACIÓN EN EQUILIBRIO**. Se define como el proceso dinámico (proceso de separación continuo en varias etapas) por el cual gas se separa de un petróleo crudo de yacimiento a presión y temperatura menores que las existentes en el yacimiento. Por ejemplo un proceso de separación instantánea en superficie consiste de una o varias etapas de separación instantánea. Una etapa es un paso en el proceso de separación instantánea continua, de una corriente de petróleo a presión y temperatura constante. El volumen de petróleo final se denomina **PETRÓLEO A CONDICIONES DE TANQUE** (stock tank oil).
- **LIBERACIÓN DIFERENCIAL** (differential liberation). Se define como el proceso por el cual gas se separa de un petróleo de yacimiento por reducción en presión en tal forma que a medida que el gas se desprende del líquido se remueve del sistema, es decir, del contacto con el petróleo. En el laboratorio, la disminución de presión se hace por pasos, como un sustituto de la remoción continua de gas en un

## GLOSARIO DE TÉRMINOS Y DEFINICIONES

- proceso verdaderamente diferencial. La liberación diferencial se hace a condiciones del yacimiento y el volumen de petróleo final se le denomina PETRÓLEO RESIDUAL (residual oil).
- **SEPARACIÓN DIFERENCIAL** (differential separation). Es una liberación diferencial, pero a condiciones superficiales. Sin embargo, este proceso tiene poca importancia desde el punto de vista de ingeniería de yacimientos.
  - **LIBERACIÓN COMPUESTA** (composite liberation). Muchas veces se denomina PROCESO COMPUESTO (composite process). Se define como un proceso de liberación diferencial isotérmico a temperatura del yacimiento y a partir de la presión original de burbujeo, a una presión menor, seguido por una separación instantánea del líquido resultante a través de uno o más separadores a determinadas presiones y temperaturas de los mismos.
  - **FACTOR VOLUMÉTRICO** (formation volume factor). Es la relación existente entre un fluido (petróleo, gas, agua) a condiciones del yacimiento y a condiciones superficiales. Existen varios de estos factores:
    - **FACTOR VOLUMÉTRICO DEL GAS** (gas formation volume factor). Es un factor que representa el volumen de gas libre, a presión y temperatura del yacimiento, por unidad volumétrica de gas libre a condiciones normales. Se expresa por  $B_g$  y sus unidades generalmente son barriles en el yacimiento (BY) por pie cúbico de gas a condiciones normales (PCN).
    - **FACTOR VOLUMÉTRICO DEL PETRÓLEO** (oil formation volume factor). Es un factor adimensional que representa el volumen de petróleo saturado con gas, a la presión y temperatura del yacimiento, por unidad volumétrica de petróleo a condiciones normales. También se le denomina FACTOR MONOGRÁFICO, ya que en el yacimiento, lo que en la superficie sería petróleo y gas, se encuentra en una sola fase líquida. Se expresa por el símbolo  $B_o$  y se expresa generalmente en barriles en el yacimiento (BY) por barril a condiciones normales (BN).
    - **FACTOR VOLUMÉTRICO TOTAL** (total formation volume factor). Es un factor adimensional que representa el volumen en el yacimiento a determinada presión y temperatura, de la unidad volumétrica de petróleo a condiciones normales más su gas originalmente en solución (a presión de burbujeo). El volumen en el yacimiento estará formado por petróleo saturado con gas (a las condiciones del yacimiento) más gas libre (diferencia entre el gas original menos el gas en solución para saturar el petróleo). De allí que también se le denomine FACTOR VOLUMÉTRICO BIFÁSICO. Se expresa por el símbolo  $B_t$  y sus unidades son las mismas de  $B_o$ .
  - **RAZÓN\* GAS PETRÓLEO, RGP** (gas-oil-ratio, GOR). Es el resultado de dividir una cantidad de gas a condiciones normales por determinada cantidad de petróleo, también a condiciones normales. Existen varios tipos de razón gas-petróleo.
    - **RAZÓN GAS EN SOLUCIÓN-PETRÓLEO, RGsP,  $R_s$**  (solution gas-oil-ratio). Gas en solución (a condiciones normales), generalmente en PCN, por unidad volumétrica de petróleo (a condiciones normales), generalmente en BN.
    - **RAZÓN GAS-PETRÓLEO INSTANTÁNEA,  $R$**  (instantaneous gas-oil-ratio). También se le conoce con el nombre de RAZÓN GAS PRODUCIDO-PETRÓLEO o RAZÓN GAS PETRÓLEO DE PRODUCCIÓN (producing gas-oil-ratio). Es la RGP producida (obtenida) en un momento dado (de allí el nombre de instantánea) durante la vida de un yacimiento. Por lo tanto, es una cantidad que cambia constantemente.
    - **RAZÓN GAS-PETRÓLEO ACUMULADA,  $R_p$**  (cumulative gas-oil-ratio). A veces se le denomina también RAZÓN GAS-PETRÓLEO ACUMULATIVA. Es el resultado de dividir la cantidad de gas producida acumulada por la cantidad de petróleo producida acumulada, ambas a un mismo tiempo.
- \*En la mayoría de la literatura sobre petróleo en español, se usa la palabra RELACIÓN por "RATIO". Sin embargo, debido a ciertas confusiones que pueden presentarse al traducir en un mismo párrafo o frase las palabras "RATIO", "RELATION" y "RELATIONSHIP", el autor considera más correcto traducir el término "RATIO" como RAZÓN.

Carlos Bánzer S.