

## 9

### Referências bibliográficas

- <sup>1</sup> PORTAL GÁS E ENERGIA: gás natural. Disponível em: <http://www.gasenergia.com.br/portal/port/noticias/artigos/expectativa.jsp>. acesso em: 17 maio 2003
- <sup>2</sup> PORTAL GÁS E ENERGIA: artigo técnico por Flavio Santos Tojal. Disponível em: <http://www.gasenergia.com.br/portal/port/noticias/artigos/expectativa.jsp>. acesso em: 17 maio 2003
- <sup>3</sup> TAREK AHMED, Reservoir Engineering Handbook, 2000
- <sup>4</sup> H. DALE BEGGS, Production Optimization, Using Nodal Analysis, 1991
- <sup>5</sup> AL-HUSSAINY, R., RAMEY, H.J. Jr. and CRAWFORD, P.b., 1966. The Flow of Real Gases Through Porous Media. J. Pet. Tech., May: 624-636. Trans. AIME.
- <sup>6</sup> CHARLES R. SMITH, G. M. TRACY, R. LANCE FARRAR, Applied Reservoir Engineering, Volume 1, 1992.
- <sup>7</sup> CULLENDER, M. H. The Isochronal Performance Method of Determining the Flow Characteristics of Gas Wells. Trans. AIME, 1995.
- <sup>8</sup> JONES L. G., BLOUNT E. M. and GLAZE O. H. Use of Short Term Multiple Rate Flow Tests to Predict Performance of Wells Having Turbulence. Paper SPE 6133, 1976.
- <sup>9</sup> H. DALE BEGGS, Gas Production Operations, 1984
- <sup>10</sup> CHI U. IKOKU, Natural Gas Production Engineering, 1984
- <sup>11</sup> MICHAEL J. ECONOMIDES, A. DANIEL HILL, CHRISTINE EHLIG-ECONOMIDES, Petroleum Production System, 1994.
- <sup>12</sup> SUNJAY KUMAR, Gas Production Engineering, 1987
- <sup>13</sup> JOE MACH, EDUARDO PROAÑO, KERMIT E. BROWN, A Nodal Approach for Applying Systems Analysis to the Flowing and Artificial Lift Oil or Gas Well, SPE 8025, 1979
- <sup>14</sup> KERMIT E. BROWN, Nodal AND JAMES F. LEA, System Analysis of Oil and Gas Wells, SPE 14014, 1985

- 15 R.M FREAR JR., STONEWALL GAS CO., AND J.P. YU AND J.R. BLAIR, Application of Nodal Analysis in Appalachian Gas Wells, , West Virginia U., SPE 17061, 1987
- 16 GILBERT W. E. , Flowing and Gas Lift Well Performance, API Drill. Prod. Practice, 1954
- 17 Nind. T. E. W. , Principles of Oil Well Production, 1964
- 18 KERMIT E. BROWN, The Technology of Artificial Lift Methods, Volume 4 Production Optimization of Oil and Gas Wells by Nodal Systems Analysis, 1978
- 19 OSWALDO A. PEDROSA JR., Engenharia do Gás Natural, by Pontifícia Universidade Católica, 2002
- 20 ADALBERTO JOSÉ ROSA, RENATO DE SOUZA CARVALHO, Previsão de Comportamento de Reservatórios de Petróleo, 2002
- 21 B.C. CRAFT Y M. F. HAWKINS, Ingeniería Aplicada de Yacimientos Petrolíferos, 1977
- 22 GAS PROCESSORS SUPPLIERS ASSOCIATION, Engineering Data Book , Volume 2, Tenth Edition, 1987
- 23 DOUG BOONE & JOE CLEGG, Petroleum Engineering “Tool Kit” , Programs for Spreadsheets, Software, , 1997

## APÊNDICE A

### Propriedades Do Gás Natural

Na análise do comportamento total de um sistema de produção é muito importante o conhecimento da composição e das propriedades físico-químicas do fluido que será produzido para que se possa aplicar o método adequado na otimização do poço.

#### A.1

##### Gás natural

É uma mistura de hidrocarbonetos gasosos, presentes na forma natural nas estruturas subterrâneas<sup>19</sup>. O gás natural consiste principalmente de *metano* (80%) e proporções significativas de *etano*, *propano*, *butano*, *pentano* e pequenas quantidades de *hexano*, *heptano* e frações mais pesadas. Esta mistura de hidrocarbonetos gasosos apresentam algumas impurezas, principalmente de: *nitrogênio* ( $N_2$ ), *dióxido de carbono* ( $CO_2$ ) e *gás sulfídrico* ( $H_2S$ ).

##### A.1.1

##### Composição do gás natural

Composição típica:

- Metano ( $CH_4$ ) → usualmente > 80%
- etano ( $C_2H_6$ ) → 2 a 10 %
- outros hidrocarbonetos:
  - propano ( $C_3H_8$ ), isobutano ( $i-C_4H_{10}$ ), butano normal ( $n-C_4H_{10}$ ), isopentano ( $i-C_5H_{12}$ ), pentano normal ( $n-C_5H_{12}$ ), hexano ( $C_6H_{14}$ ), frações mais pesadas ( $C_7H_{16}^+$ );
- hidrocarbonetos cíclicos e aromáticos: ocasionalmente podem ocorrer em pequenas proporções;
- Impurezas comuns: nitrogênio ( $N_2$ ), dióxido de carbono ( $CO_2$ ) e gás sulfídrico ( $H_2S$ )

## A.2

### Lei dos gases ideais

Um gás ideal<sup>9</sup> é um fluido em que:

- ✚ O volume ocupado pelas moléculas é pequeno em relação ao volume ocupado pelo fluido total.
- ✚ As colisões intermoleculares são inteiramente elásticas, não ocorrendo portanto perda de energia na colisão.
- ✚ Não tem forças atrativas ou repulsivas entre as moléculas.

A lei dos gases ideais é representada como segue:

$$pV = nRT \quad eq.(A.1)$$

onde

$p$  = Pressão absoluta, psia

$V$  = Volume, ft<sup>3</sup>

$T$  = Temperatura absoluta, °R

$n$  = Número de libras-mol, onde 1 lb-mol é o peso molecular do gás (lb)

$R$  = Constante universal dos gases, para as unidades de cima tem o valor de:

$$\frac{(14.7 \text{ psia})(379.4 \text{ ft}^3)}{(1 \text{ lb} - \text{mol})(520^\circ \text{ R})} = 10.73 \text{ psia ft}^3 / \text{lb} - \text{mol}^\circ \text{ R}$$

Os valores da Constante do gás  $R$  em diferentes unidades, mostramos na tabela A.1.

O número de lb-mol de um gás é igual à massa de gás dividido por o peso molecular do gás, a lei ideal do gás pode ser expressada como:

$$pV = \frac{m}{M} RT \quad eq.(A.2)$$

onde

$m$  = massa do gás, lb

$M$  = peso molecular do gás, lbm/lb - mol

**TABELA A.1**  
**Valores da Constante do Gás,  $R$**

<i>Unidades</i>	<i>R</i>
<i>atm, cc/g – mole, ° K</i>	<i>82.06</i>
<i>BTU/lb – mole, ° R</i>	<i>1.987</i>
<i>psia, cu ft/lb – mole, ° R</i>	<i>10.73</i>
<i>lb/sq ft abs, cu ft/lb – mole, ° R</i>	<i>1544</i>
<i>atm, cu ft/lb – mole, ° R</i>	<i>0.730</i>
<i>mm Hg, liters/g – mole, ° K</i>	<i>62.37</i>
<i>in. Hg, cu ft/lb – mole, ° R</i>	<i>21.85</i>
<i>cal/g – mole, ° K</i>	<i>1.987</i>
<i>kPa, m<sup>3</sup>/kg – mole, ° K</i>	<i>8.314</i>
<i>J/kg – mole, ° K</i>	<i>8314</i>

Fonte: Gas Production Operations, 1985

### A.2.1

#### Peso molecular aparente

Uma mistura gasosa comporta-se como se fosse um gás puro com um peso molecular<sup>9</sup> definido. Este peso molecular é conhecido como um peso molecular aparente e é definido como:

$$M_a = \sum y_i M_i \quad eq.(A.3)$$

onde

$M_a$  = Peso molecular aparente da mistura.

$y_i$  = Fração molar do componente  $i$ .

$M_i$  = Peso molecular do componente  $i$ .

O peso molecular de cada componente  $i$  pode ser encontrado na *tabela A.2*.

### A.2.2 Densidade do gás

A densidade do gás<sup>9</sup>, por definição, é a relação entre as massas específicas do gás e do ar, ambas medidas nas mesmas condições de pressão e temperatura<sup>1</sup>, isto é:

$$\gamma_g = \frac{\rho_g}{\rho_{ar}} \quad eq.(A.4)$$

Admitindo-se o comportamento de gás ideal, na equação A.1, o número de moles  $n$  é a relação entre a massa de gás  $m$  e a sua massa molecular  $M$ , equação A.2. A massa específica é definida como, a relação entre a massa e o volume, ou seja:

$$\rho_g = \frac{m}{V} = \frac{pM}{RT} \quad eq.(A.5)$$

E a massa específica do ar é:

$$\rho_{ar} = \frac{p_{sc} 28.97}{RT} \quad eq.(A.6)$$

Portanto, a densidade de um gás é:

$$\gamma_g = \frac{\rho_{gas}}{\rho_{ar}} = \frac{\frac{p_{sc} M}{RT}}{\frac{p_{sc} 28.97}{RT}} = \frac{M}{28.97} \quad eq.(A.7)$$

onde

$\gamma_g$	=	Densidade do gás
$M$	=	Peso Molecular, $lbm/lb - mol$
$p_{sc}$	=	Pressão a condições normais, $psia$
28.97	=	Peso Molecular do ar

### A.2.3 Volume normal

Em muitos cálculos de gás natural, é conveniente a medição do volume ocupado por 1 lb-mol de gás numa pressão e temperatura de referência. Estas condições de referência são normalmente 14.7 psia e 60°F<sup>3</sup>, comumente referidas a condições normais. O volume normal é definido como o volume de gás ocupado por 1 lb-mol de gás nas condições normais. aplicando as condições de acima na *equação A.1*, o volume normal é:

$$V_{sc} = \frac{(1)RT_{sc}}{p_{sc}} = \frac{(1)(10.73)(520)}{14.7} = 379.4 \text{ scf/lb-mol } eq.(A.8)$$

onde

$$V_{sc} = \text{Volume normal, scf/lb-mol}$$

$$scf = \text{Pé cubico normal}$$

$$T_{sc} = \text{Temperatura normal, } ^\circ R$$

$$p_{sc} = \text{Pressão normal, psia}$$

### A.3 Gases reais

Na prática os gases não se comportam de acordo com a lei definida pela *equação A.1* para as pressões e temperaturas de trabalho. O comportamento do gás natural se desvia bastante do ideal quando submetido às elevadas pressões e temperaturas dos reservatórios de petróleo. Para expressar de forma mais real a relação entre as variáveis  $p$ ,  $V$  e  $T$ , um fator de correção, denominado fator de compressibilidade de gás,  $Z$ , é introduzido na *equação A.1*:

$$pV = ZnRT \quad eq.(A.9)$$

Onde, para um gás ideal  $Z = 1$ .

O fator de compressibilidade varia com a mudança de temperatura e pressão na composição do gás. Este deve ser determinado experimentalmente. Os resultados na determinação experimental do fator de compressibilidade são normalmente dados graficamente e normalmente tomam a forma na *figura A.1*.

**TABELA A. 2**  
**Propriedades Físicas de Hidrocarbonetos**

<i>Nº</i>	<i>Componente</i>	<i>Formula</i>	<i>Peso Molecular, lb<sub>m</sub>/lb mole</i>	<i>Ponto de Ebulição °F, 14.696 psia</i>	<i>Pressão de vapor, 100°F, psia</i>	<i>Pressão Crítica, psia</i>	<i>Temperatura Crítica, °F</i>	<i>Volume Crítico, cu ft/lb</i>
1	Methane	CH <sub>4</sub>	16.043	-258.73	(5000)	666.4	-116.67	0.0988
2	Ethane	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	30.070	-127.49	(800)	706.5	89.92	0.0783
3	Propane	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	44.097	-43.75	188.64	616.0	206.06	0.0727
4	Isobutane	C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	58.123	10.78	72.581	527.9	274.46	0.0714
5	n-Butane	C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	58.123	31.08	51.706	550.6	305.62	0.0703
6	Isopentane	C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	72.150	82.12	20.445	490.4	369.10	0.0679
7	n-Pentane	C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	72.150	96.92	15.574	488.6	385.8	0.0675
8	Neopentane	C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	72.150	49.10	36.69	464.0	321.13	0.0673
9	n-Hexane	C <sub>6</sub> H <sub>14</sub>	86.177	155.72	4.9597	436.9	453.6	0.0688
10	2-Methylpentane	C <sub>6</sub> H <sub>14</sub>	86.177	140.47	6.769	436.6	435.83	0.0682
11	3-Methylpentane	C <sub>6</sub> H <sub>14</sub>	86.177	145.89	6.103	453.1	448.4	0.0682
12	Neohexane	C <sub>6</sub> H <sub>14</sub>	86.177	121.52	9.859	446.8	420.13	0.0667
13	2,3-Dimethylbutane	C <sub>6</sub> H <sub>14</sub>	86.177	136.36	7.406	453.5	440.29	0.0665
14	n-Heptane	C <sub>7</sub> H <sub>16</sub>	100.204	209.16	1.620	396.8	512.7	0.0691
15	2-Methylhexane	C <sub>7</sub> H <sub>16</sub>	100.204	194.09	2.272	396.5	495.00	0.0673
16	3-Methylhexane	C <sub>7</sub> H <sub>16</sub>	100.204	197.33	2.131	408.1	503.80	0.0646
17	3-Ethylpentane	C <sub>7</sub> H <sub>16</sub>	100.204	200.25	2.013	419.3	513.39	0.0665
18	2,2-Dimethylpentane	C <sub>7</sub> H <sub>16</sub>	100.204	174.54	3.494	402.2	477.23	0.0665
19	2,4-Dimethylpentane	C <sub>7</sub> H <sub>16</sub>	100.204	176.89	3.293	396.9	475.95	0.0668
20	3,3-Dimethylpentane	C <sub>7</sub> H <sub>16</sub>	100.204	186.91	2.774	427.2	505.87	0.0662



**TABELA A.2**  
**Propriedades Físicas de Hidrocarbonetos (Continuação)**

<i>Nº</i>	<i>Componente</i>	<i>Formula</i>	<i>Peso Molecular, lb<sub>m</sub>/lb mole</i>	<i>Ponto de Ebulição °F, 14.696 psia</i>	<i>Pressão de Vapor, 100°F, psia</i>	<i>Pressão Crítica, psia</i>	<i>Temperatura Crítica °F</i>	<i>Volume Crítico, cu ft/lb</i>
21	<i>Triptane</i>	<i>C<sub>7</sub>H<sub>16</sub></i>	100.204	177.58	3.375	428.4	496.44	0.0636
22	<i>n-Octane</i>	<i>C<sub>8</sub>H<sub>18</sub></i>	114.231	258.21	0.5369	360.7	564.22	0.0690
23	<i>Diisobutyl</i>	<i>C<sub>8</sub>H<sub>18</sub></i>	114.231	228.39	1.102	360.6	530.44	0.0676
24	<i>Isooctane</i>	<i>C<sub>8</sub>H<sub>18</sub></i>	114.231	210.63	1.709	372.4	519.46	0.0656
25	<i>n-Nonane</i>	<i>C<sub>9</sub>H<sub>20</sub></i>	128.258	303.47	0.1795	331.8	610.68	0.0684
26	<i>n-Decane</i>	<i>C<sub>10</sub>H<sub>22</sub></i>	142.285	345.48	0.0608	305.2	652.0	0.0679
27	<i>Cyclopentane</i>	<i>C<sub>5</sub>H<sub>10</sub></i>	70.134	120.65	9.915	653.8	461.2	0.0594
28	<i>Methylcyclopentane</i>	<i>C<sub>6</sub>H<sub>12</sub></i>	84.161	161.25	4.503	548.9	499.35	0.0607
29	<i>Cyclohexane</i>	<i>C<sub>6</sub>H<sub>12</sub></i>	84.161	177.29	3.266	590.8	536.6	0.0586
30	<i>Methylcyclohexane</i>	<i>C<sub>7</sub>H<sub>14</sub></i>	98.188	213.68	1.609	503.5	570.27	0.0600
31	<i>Ethene (Ethylene)</i>	<i>C<sub>2</sub>H<sub>4</sub></i>	28.054	- 154.73	-----	731.0	48.54	0.0746
32	<i>Propene (Propylene)</i>	<i>C<sub>3</sub>H<sub>6</sub></i>	42.081	-53.84	227.7	668.6	197.17	0.0689
33	<i>1-Butene (Butylene)</i>	<i>C<sub>4</sub>H<sub>8</sub></i>	56.108	20.79	62.10	583.5	295.48	0.0685
34	<i>Cis-2-Butene</i>	<i>C<sub>4</sub>H<sub>8</sub></i>	56.108	38.69	45.95	612.1	324.37	0.0668
35	<i>Trans-2-Butene</i>	<i>C<sub>4</sub>H<sub>8</sub></i>	56.108	33.58	49.89	587.4	311.86	0.0679
36	<i>Isobutene</i>	<i>C<sub>4</sub>H<sub>8</sub></i>	56.108	19.59	63.02	580.2	292.55	0.0682
37	<i>1-Pentene</i>	<i>C<sub>5</sub>H<sub>10</sub></i>	70.134	85.93	19.12	511.8	376.93	0.0676
38	<i>1,2-Butadiene</i>	<i>C<sub>4</sub>H<sub>6</sub></i>	54.092	51.53	36.53	(653)	(340)	(0.065
39	<i>1,3-Butadiene</i>	<i>C<sub>4</sub>H<sub>6</sub></i>	54.092	24.06	59.46	627.5	305	0.0654
40	<i>Isoprene</i>	<i>C<sub>5</sub>H<sub>8</sub></i>	68.119	93.31	16.68	(558)	(412)	(0.065
41	<i>Acetylene</i>	<i>C<sub>2</sub>H<sub>2</sub></i>	26.038	- 120.49	-----	890.4	95.34	0.0695
42	<i>Benzene</i>	<i>C<sub>6</sub>H<sub>6</sub></i>	78.114	176.18	3.225	710.4	552.22	0.0531
43	<i>Toluene</i>	<i>C<sub>7</sub>H<sub>8</sub></i>	92.141	231.13	1.033	595.5	605.57	0.0550
44	<i>Ethylbenzene</i>	<i>C<sub>8</sub>H<sub>10</sub></i>	106.167	277.16	0.3716	523.0	651.29	0.0565
45	<i>o-Xylene</i>	<i>C<sub>8</sub>H<sub>10</sub></i>	106.167	291.97	0.2643	541.6	674.92	0.0557

**TABELA A.2**  
**Propriedades Físicas de Hidrocarbonetos (Continuação)**

<i>Nº</i>	<i>Componente</i>	<i>Formula</i>	<i>Peso Molecular, lb<sub>m</sub>/lb mole</i>	<i>Ponto de Ebulição °F, 14.696 psia</i>	<i>Pressão de Vapor, 100°F, psia</i>	<i>Pressão Crítica, psia</i>	<i>Temperatura Crítica, °F</i>	<i>Volume Crítico, cu ft/lb</i>
46	<i>m-Xylene</i>	$C_8H_{10}$	106.167	282.41	0.3265	512.9	651.02	0.0567
47	<i>p-Xylene</i>	$C_8H_{10}$	106.167	281.07	0.3424	509.2	649.54	0.0570
48	<i>Styrene</i>	$C_8H_8$	104.152	293.25	0.2582	587.8	703	0.0534
49	<i>Isopropylbenzene</i>	$C_9H_{12}$	120.194	306.34	0.1884	465.4	676.3	0.0572
50	<i>Methyl alcohol</i>	$CH_4O$	32.042	148.44	4.629	1174	463.08	0.0590
51	<i>Ethyl alcohol</i>	$C_2H_6O$	46.069	172.90	2.312	890.1	465.39	0.0581
52	<i>Carbon monoxide</i>	$CO$	28.010	-312.68	-----	507.5	-220.43	0.0532
53	<i>Carbon dioxide</i>	$CO_2$	44.010	-109.257	-----	1071	87.91	0.0344
54	<i>Hydrogen sulfide</i>	$H_2S$	34.08	-76.497	394.59	1300	212.45	0.0461
55	<i>Sulfur dioxide</i>	$SO_2$	64.06	14.11	85.46	1143	315.8	0.0305
56	<i>Ammonia</i>	$NH_3$	17.0305	-27.99	211.9	1646	270.2	0.0681
57	<i>Air</i>	$N_2 + O_2$	28.9625	-317.8	-----	546.9	-221.31	0.0517
58	<i>Hydrogen</i>	$H_2$	2.0159	-422.955	-----	188.1	-399.9	0.5165
59	<i>Oxygen</i>	$O_2$	31.9988	-297.332	-----	731.4	-181.43	0.0367
60	<i>Nitrogen</i>	$N_2$	28.0134	-320.451	-----	493.1	-232.51	0.0510
61	<i>Chlorine</i>	$Cl_2$	70.906	-29.13	157.3	1157	290.75	0.0280
62	<i>Water</i>	$H_2O$	18.0153	212.000	0.9501	3198.8	705.16	0.0497
63	<i>Helium</i>	$He$	4.0026	-452.09	-----	32.99	-450.31	0.2300
64	<i>Hydrogen Chloride</i>	$HCl$	36.461	-121.27	906.71	1205	124.77	0.0356

Fonte: Engineering Data Book – Gas Processors Suppliers Association, 1987

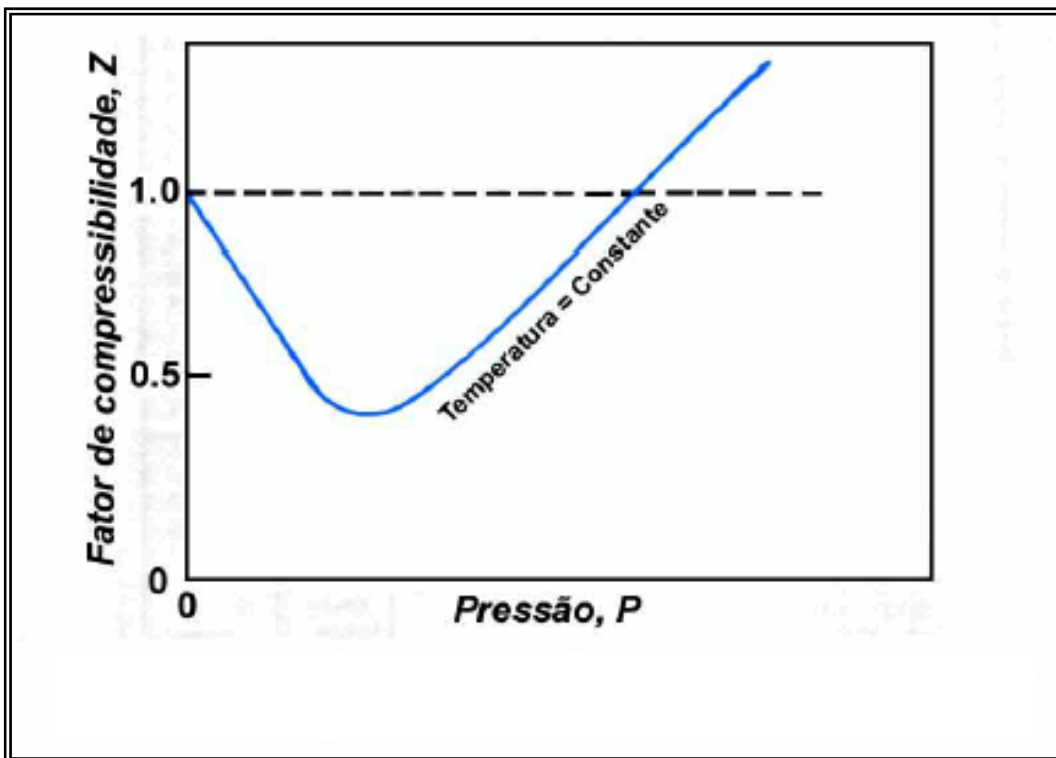


Figura A.1 Gráfico típico do fator de compressibilidade como uma função de pressão a temperatura constante. Extraído de Gas Production Operation – H. Dale Beggs, 1985

### A.3.1 Método de obtenção de Z

O aparecimento do teorema dos estados correspondentes, desenvolvido por *Van der Waals*<sup>10</sup> (1873), possibilitou a criação de ábacos universais para a obtenção do fator de compressibilidade Z. Segundo esse teorema, todos os gases exibem o mesmo comportamento quando submetidos às mesmas condições de pressão, temperatura e volume reduzidos. O termo reduzido traduz a razão entre a variável e o seu valor crítico:

$$p_r = \frac{p}{p_c} \quad eq.(A.10)$$

$$T_r = \frac{T}{T_c} \quad eq.(A.11)$$

$$V_r = \frac{V}{V_c} \quad eq.(A.12)$$

onde

$p_r$	=	Pressão reduzida.
$T_r$	=	Temperatura reduzida.
$V_r$	=	Volume reduzido.
$p_c$	=	Pressão crítica.
$T_c$	=	Temperatura crítica.
$V_c$	=	Volume crítico.

O teorema dos estados correspondentes não é perfeito, mas quando aplicado a gases com estruturas químicas similares (por exemplo: hidrocarbonetos parafínicos) oferece um método de correlação com precisão satisfatória para trabalhos de engenharia.

#### A.3.1.1

#### Correlações de Standing e Katz

A correlação de *Standing e Katz*<sup>19,20</sup> fornece valores de  $Z$  em função de pressões e temperaturas reduzidas e foi desenvolvida com base em dados experimentais para gases naturais sem impurezas. Sua aplicabilidade para gases ácidos requer o uso de fatores de correção para a presença de  $CO_2$  e  $H_2S$ .

O procedimento para a determinação de  $Z$  segue os seguintes passos:

*Passo 1 - Determine as propriedades pseudo-críticas*

a. Composição conhecida

- Da *Tabela A-2* determinar Peso Molecular, pressão e temperatura pseudo-críticas para cada componente.
- Obter Massa molecular aparente ( $M_a$ ) da mistura, *equação A.3*
- Obter as coordenadas pseudo-críticas. Estas podem ser calculadas através da média ponderada das coordenadas críticas de cada componente com sua fração molar na mistura:

$$P_{Pc} = \sum_{i=1}^{n_c} y_i p_{ci} \quad eq.(A.13)$$

$$T_{Pc} = \sum_{i=1}^{n_c} y_i T_{ci} \quad eq.(A.14)$$

onde

$P_{ci}$  = Pressão Pseudo-crítica do componente  $i$ .

$T_{ci}$  = Temperatura Pseudo-crítica do componente  $i$ .

$y_i$  = Fração molar do componente  $i$ .

$n_c$  = Número de componentes.

b. Composição desconhecida

- Com a densidade do gás conhecida, usar a *figura A.2*, onde a pressão e temperatura pseudo-críticas são dadas<sup>1</sup>. Ou através das seguintes correlações apresentadas por Standing (1981):

$$P_{pc} = 677 - 15,0\gamma_g - 37,5\gamma_g^2 \quad eq.(A.15)$$

$$T_{pc} = 168 + 325\gamma_g - 12,5\gamma_g^2 \quad eq.(A.16)$$

Estas equações estão limitadas pelo conteúdo de impurezas presentes na mistura gasosa, os maiores percentuais são de 3%  $H_2S$  e 5%  $N_2$ , ou um conteúdo total de impurezas de 7%.

Para contornar este obstáculo as propriedades obtidas podem ser corrigidas. Uma alternativa ao uso da *figura A.2* para o cálculo das propriedades pseudo-críticas de misturas gasosas de hidrocarbonetos quando existe a presença de contaminantes, é o uso da *figura A.3*.

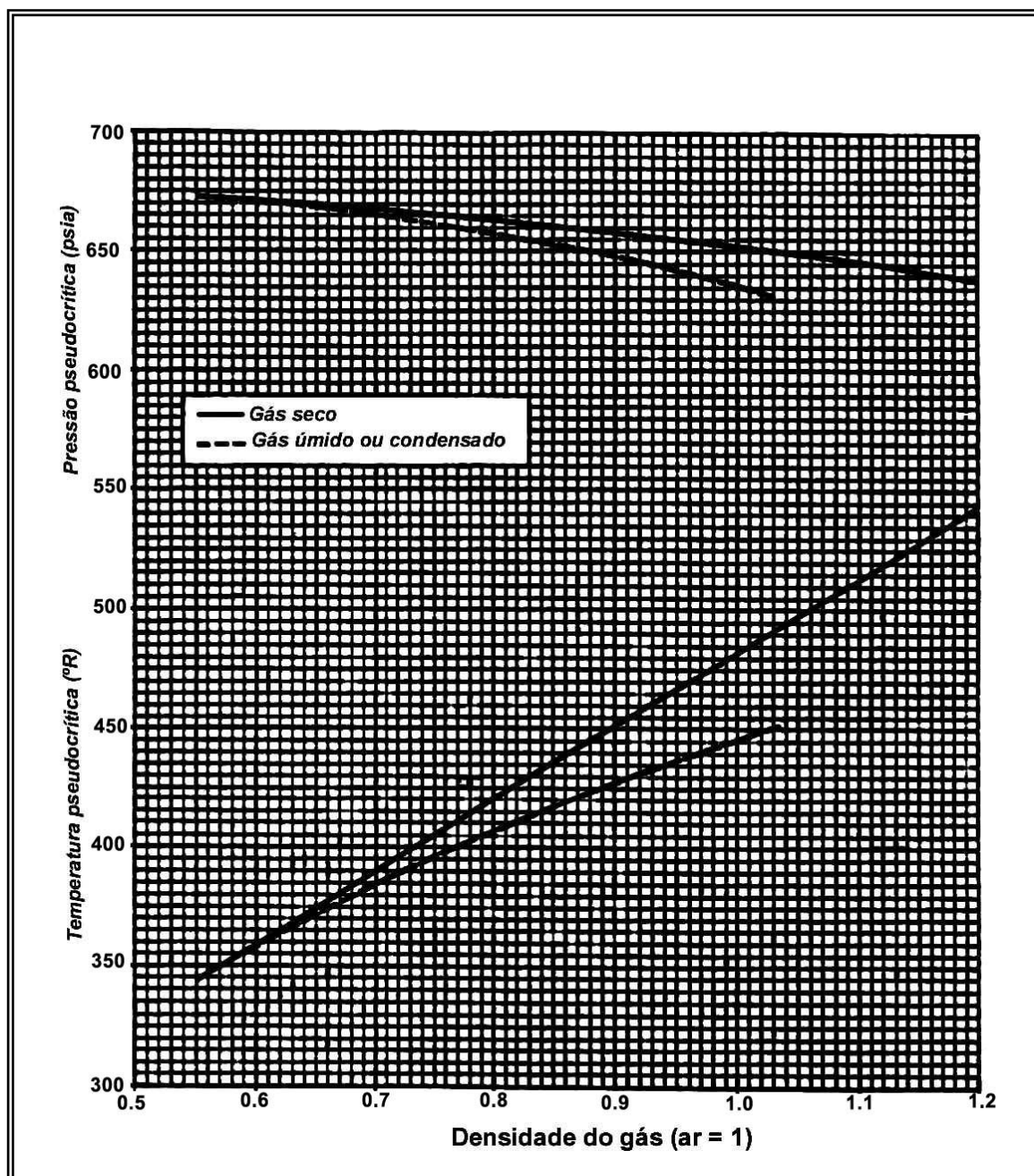


Figura A.2 Correlações para as coordenadas pseudo-críticas. Extraída de Previsão de Comportamento de Reservatórios de Petróleo – Adalberto José Rosa, Renato de Souza Carvalho, 2002.

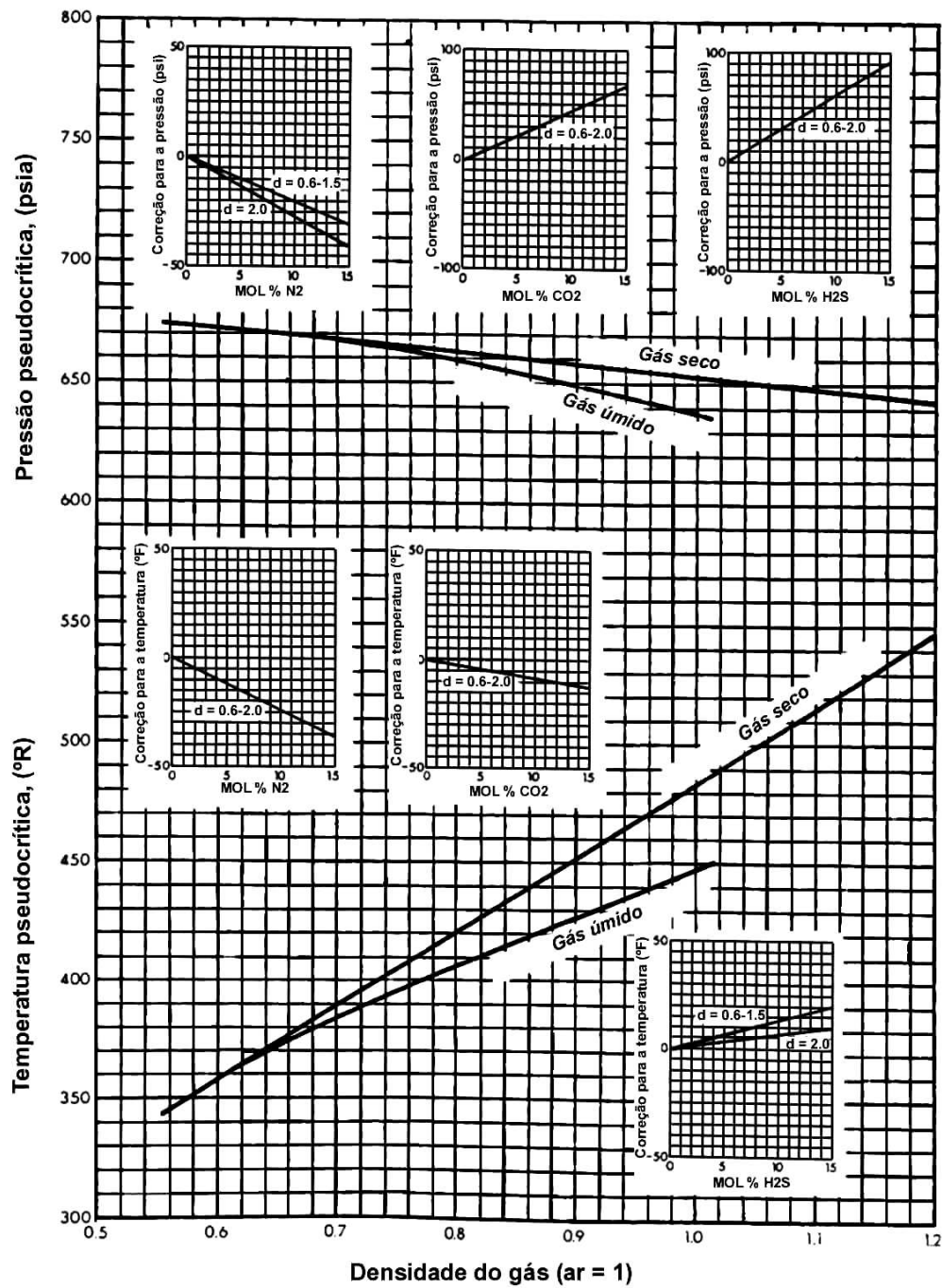


Figura A.3 Propriedades pseudo-críticas do gás natural. Extraída de Previsão de Comportamento de reservatórios de Petróleo – Adalberto José Rosa, Renato de Souza Carvalho, 2002

Para gás natural seco, e:

$$P_{pc} = 706 - 51,7\gamma_g - 11,1\gamma_g^2 \quad eq.(A.17)$$

$$T_{pc} = 187 + 330\gamma_g - 71,5\gamma_g^2 \quad eq.(A.18)$$

*Passo 2 - Correções das propriedades pseudo-críticas*

- Devido a presença de gases não hidrocarbonetos, utilizando o fator de correção de Wichert e Aziz dado por:

$$\varepsilon = 120(A^{0,9} - A^{1,6}) + 15(B^{0,5} - B^{4,0}) \quad eq.(A.19)$$

onde

$\varepsilon$  = Fator de ajuste das propriedades pseudo críticas

$A$  = Soma das frações molares de  $H_2S + CO_2$ .

$B$  = Fração molar de  $H_2S$ .

- Calcule a temperatura pseudo-crítica ajustada pela seguinte expressão:

$$T'_{pc} = T_{pc} - \varepsilon \quad eq.(A.20)$$

- E a pressão pseudo-crítica ajustada por meio de:

$$P'_{pc} = \frac{P_{pc}T'_{pc}}{T_{pc} + B(1-B)\varepsilon} \quad eq.(A.21)$$

O parâmetro  $\varepsilon$  pode ser também obtido na *figura A.4*

*Passo 3 - Fator de compressibilidade, Z*

O fator de compressibilidade, Z, da mistura gasosa é obtido da carta de Standing & Katz, *figura A.5* em função das coordenadas pseudo-reduzidas, ou sejam:

$$p_{pr} = \frac{p}{p_{pc}} \quad eq.(A.22)$$



$$T_{pr} = \frac{T}{T_{Pc}} \quad eq.(A.23)$$

Ou, se houver presença de contaminantes:

$$p_{Pr} = \frac{p}{p'_{Pc}} \quad eq.(A.24)$$

$$T_{pr} = \frac{T}{T'_{Pc}} \quad eq.(A.25)$$

### A.3.1.2

#### Correlações de Brill & Beggs

Uma modificação das equações publicadas por *Brill & Beggs*<sup>20</sup> (1974) fornece valores do fator  $Z$  com precisão suficiente para a maioria dos cálculos de engenharia:

$$Z = A + \frac{1 - A}{\exp B} + C p_{Pr}^D \quad eq.(A.26)$$

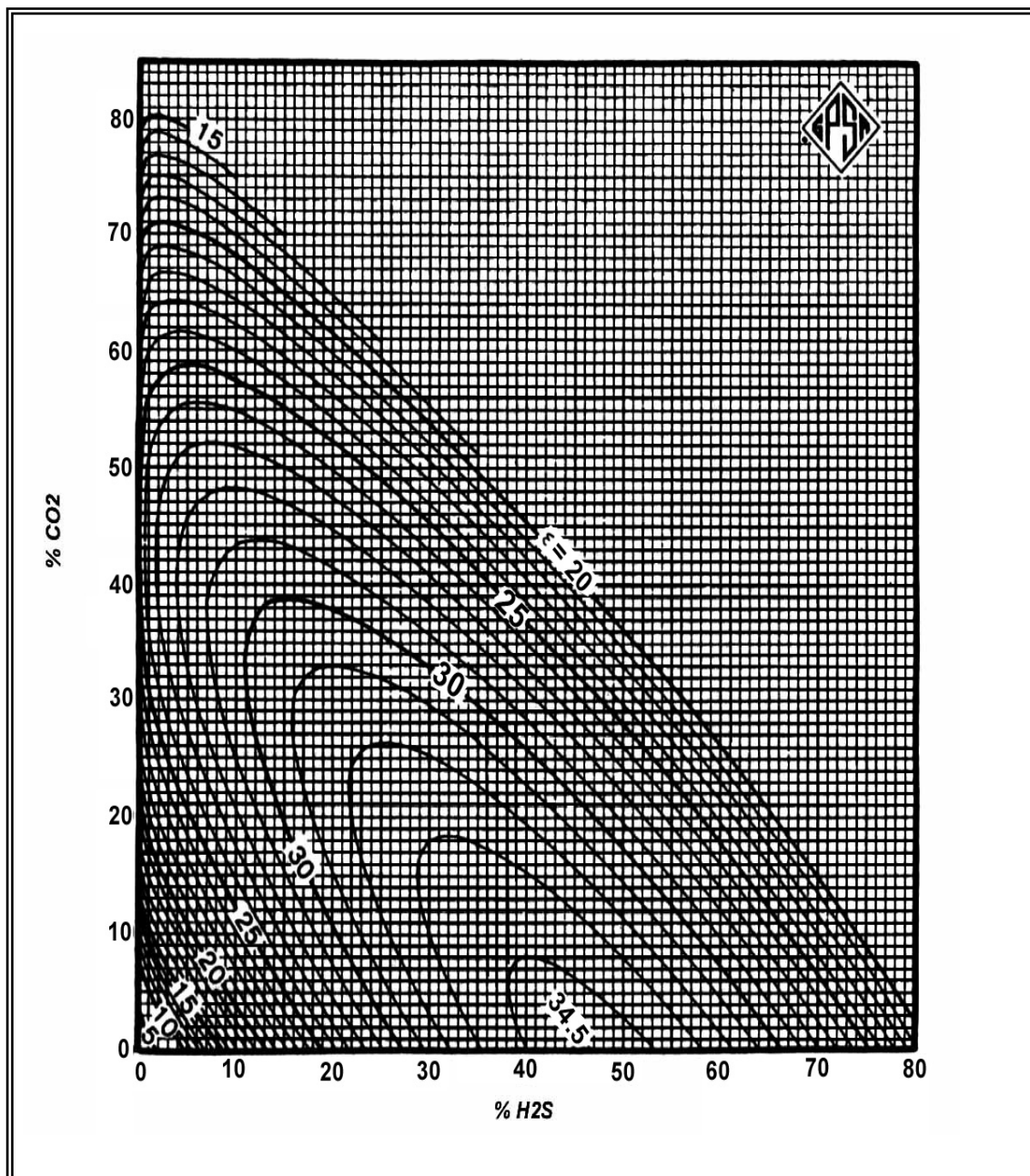
onde

$$A = 1.39(T_{pr} - 0.92)^{0.5} - 0.36T_{pr} - 0.101 \quad eq.(A.27)$$

$$B = (0.62 - 0.23T_{pr})p_{pr} + \left( \frac{0.066}{T_{pr} - 0.86} - 0.037 \right) p_{pr}^2 + \frac{0.32}{10^{9(T_{pr}-1)}} p_{pr}^6 \quad eq.(A.28)$$

$$C = 0.132 - 0.32 \log T_{pr} \quad eq.(A.29)$$

$$D = \text{anti log} \left( 0.3106 - 0.49T_{pr} + 0.1824T_{pr}^2 \right) \quad eq.(A.30)$$



**Figura A.4** Fator de ajuste da temperatura pseudo-crítica, °F. Extraída de Previsão de Comportamento de Reservatórios de Petróleo – Adalberto José Rosa, Renato de Souza Carvalho, 2002

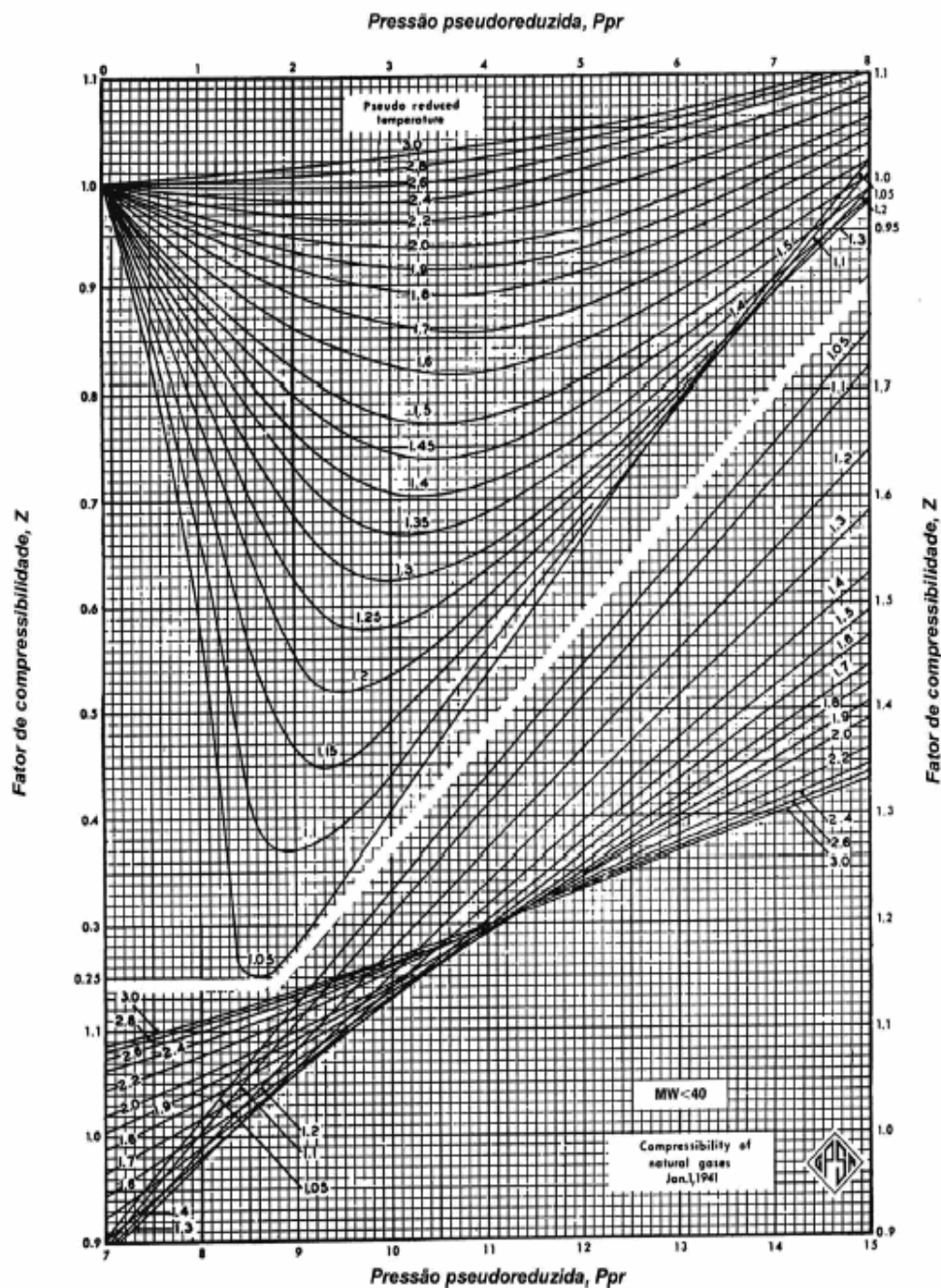


Figura A.5 Fator de compressibilidade Z para gases naturais

Figura A.5 Fator de compressibilidade Z para gases naturais. Extraída de Previsão do Comportamento de Reservatórios de Petróleo – Adalberto José Rosa, Renato de Souza Carvalho, 2002

**A.3.1.3****Correlações de Dranchuk, Purvis e Robinson**

Esse método se baseia na equação de estado desenvolvida por *Benedict, Webb and Rubin*<sup>10</sup> para representar o comportamento de hidrocarbonetos leves. Utilizando essa equação, contendo oito constantes características de cada substância, *Dranchuk et al*<sup>19</sup>, obtiveram uma equação explícita da seguinte forma:

$$Z = 1 + \left( A_1 + \frac{A_2}{T_r} + \frac{A_3}{T_r^3} \right) \rho_r + \left( A_4 + \frac{A_5}{T_r} \right) \rho_r^2 + A_5 A_6 \frac{\rho_r^5}{T_r} + \frac{A_7 \rho_r^2}{T_r^3} (1 + A_8 \rho_r^2) \text{EXP}(-A_8 \rho_r^2) \quad \text{eq.(A.31)}$$

onde

$$\rho_r = 0,27 \frac{P_r}{Z T_r} \quad \text{eq.(A.32)}$$

e as constantes de correlação são dadas por:

$A_1$	=	0,31506237	$A_5$	=	-0,61232032
$A_2$	=	-1,04670990	$A_6$	=	-0,10488813
$A_3$	=	-0,57832729	$A_7$	=	0,68157001
$A_4$	=	0,53530771	$A_8$	=	0,68446549

**A.3.1.4****Correlações de Hall-Yarborough**

A equação de Hall-Yarborough<sup>19,20</sup>, desenvolvida usando a equação de estado de Starling–Carnahan:

$$Z = \frac{0,06125 P_{Pr} t e^{-1,2(1-t)^2}}{Y} \quad \text{eq.(A.33)}$$

onde

$P_{Pr}$	=	Pressão pseudo-reduzida.
$t$	=	Recíproco, da temperatura reduzida ( $T_{Pc}/T$ )

$Y$  = Densidade reduzida com a qual pode ser obtida como a solução da equação.

$$F^K = -0,06125 P_{Pr} t e^{-1,2(1-t)^2} + \frac{Y + Y^2 + Y^3 - Y^4}{(1-Y)^3} - (14,76t - 9,76t^2 + 4,58t^3)Y^2 + (90,7t - 242,2t^2 + 42,4t^3)Y^{(2,18+2,82t)} = 0 \quad eq.(A.34)$$

Essa equação não linear pode ser convenientemente resolvida usando a técnica simples de iteração de Newton-Raphson. Os passos são:

1. Tomar uma estimativa inicial de  $Y^K$ , onde K é um contador de iteração.  
 $Y^1 = 0,001$
2. Substitua esse valor na equação A.34 a menos que o valor correto de Y tenha que ser inicialmente selecionado, na equação A.34 seria um valor muito pequeno, valor de  $F^K$  diferente de zero.
3. Utilizando a primeira série de expansão de Taylor, uma melhor estimativa de Y pode ser determinada pela equação:

$$Y^{K+1} = Y^K - \frac{F^K}{dF^K/dY} \quad eq.(A.35)$$

Onde a expressão geral para  $dF/dK$  pode ser obtida como a derivada da equação A.34

$$\frac{dF}{dY} = \frac{1 + 4Y + 4Y^2 - 4Y^3 + Y^4}{(1-Y)^4} - (29,52t - 19,52t^2 + 9,16t^3)Y + (2,18 + 2,82t)(90,7t - 242,2t^2 + 42,4t^3)Y^{(1,18+2,82t)} \quad eq.(A.36)$$

4. Iterar, usando a equação A.34 e A.35 até que haja convergência dentro de uma aproximação satisfatória.  $F^K \approx 0$ .
5. Substitua esse valor correto de Y na equação A.33, para determinar valor de Z.

#### A.4

##### Fator volume de formação do gás natural

O fator de formação do gás natural<sup>21</sup>, relaciona o volume do gás avaliado nas condições do reservatório e o volume do mesmo medido nas condições

básicas de separação na superfície,  $p_{sc}$  e  $T_{sc}$ . Geralmente, expressa-se em pés cúbicos ou barris de volume no reservatório por pé cúbico de gás às condições normais, ou seus recíprocos, em pés cúbicos às condições normais por pé cúbico ou barril de volume no reservatório.

$$B_g = \frac{V_{p,T}}{V_{sc}} \quad eq.(A.37)$$

De acordo com a equação de estado dos gases reais, *equação A.9*, o volume de uma determinada massa de gás  $m$ , equivalente a um número de moles,  $n$ , é dada em condições de reservatório, por:

$$V = \frac{ZnRT}{p} \quad eq.(A.38)$$

onde  $T$  e  $p$  são a temperatura e a pressão do reservatório. Nas condições normais essa mesma massa de gás ocupa o volume:

$$V = \frac{Z_{sc}nRT_{sc}}{p_{sc}} \quad eq.(A.39)$$

O fator volume-formação, na *equação A.37*, é:

$$B_g = \frac{\frac{ZnRT}{p}}{\frac{Z_{sc}nRT_{sc}}{p_{sc}}}$$

$$B_g = \frac{ZTp_{sc}}{Z_{sc}T_{sc}p} \frac{vol}{std\ vol} \quad eq.(A.40)$$

Utilizando,  $T_{sc} = 520^\circ R$ ,  $p_{sc} = 14.7\ psia$  e  $Z_{sc} = 1$ , a *equação A.40* fica:

$$B_g = \frac{ZT(14.7)}{1(520)} = 0.0283 \frac{ZT}{p} \text{ ft}^3 / scf \quad eq.(A.41)$$

$$B_g = 0.00504 \frac{ZT}{p} \text{ bbls} / scf \quad eq.(A.42)$$

$$B_g = 35.35 \frac{p}{ZT} \text{ scf} / \text{ft}^3 \quad \text{eq. (A.43)}$$

$$B_g = 198.4 \frac{p}{ZT} \text{ scf} / \text{bbls} \quad \text{eq. (A.44)}$$

## A.5

### Compressibilidade isotérmica do gás natural

A compressibilidade isotérmica<sup>9</sup> do gás natural, é definida como a mudança em volume, por unidade de volume, para uma unidade de mudança em pressão à temperatura constante.

$$C = -\frac{1}{V} \left( \frac{\partial V}{\partial p} \right)_T \quad \text{eq. (A.45)}$$

A compressibilidade é requerida em muitas equações de reservatórios de fluxo de gás e pode ser avaliada da seguinte maneira:

#### A.5.1

##### Compressibilidade para um gás ideal

$$V = \frac{nRT}{p}$$

e

$$\left( \frac{\partial V}{\partial p} \right)_T = -\frac{nRT}{p^2}$$

portanto

$$C_g = \left( -\frac{p}{nRT} \right) \left( -\frac{nRT}{p^2} \right)$$

$$C_g = \frac{1}{p} \quad \text{eq. (A.46)}$$

#### A.5.2

##### Compressibilidade para um gás real

$$V = \frac{nRTZ}{p} \quad e$$

$$\left(\frac{\partial V}{\partial p}\right)_T = nRT \left( \frac{1}{p} \frac{\partial Z}{\partial p} - \frac{Z}{p^2} \right) \text{ portanto}$$

$$C_g = \left( -\frac{p}{nRTZ} \right) \left[ nRT \left( \frac{1}{p} \frac{\partial Z}{\partial p} - \frac{Z}{p^2} \right) \right] \text{ ou}$$

$$C_g = \frac{1}{p} - \frac{1}{Z} \frac{\partial Z}{\partial p} \quad eq.(A.47)$$

A avaliação do  $C_g$  para gases reais requer que se determine como o fator  $Z$  varia com a pressão, à pressão e temperatura de interesse. Porque a maioria dos gráficos e equações que determinam  $Z$  estão como uma função da pressão e temperatura reduzida. A compressibilidade reduzida tem sido definida como:  $C_r = C_g p_c$ . Esta pode ser expressada como uma função de  $p_r$ , num valor fixo de  $T_r$  por:

$$C_r = \frac{1}{p_r} - \frac{1}{Z} \left( \frac{\partial Z}{\partial p_r} \right)_{T_r} \quad eq.(A.48)$$

Valores de  $(\partial Z / \partial p_r)_{T_r}$  podem ser obtidos da pendente de uma curva constante de  $T_r$  da *figura A.5* ao fator  $Z$  de interesse. Valores de  $C_r T_r$  como uma função de  $p_r$  e  $T_r$  tem sido apresentados graficamente por *Mattar, et al.* nas *figuras A.6 e A.7*. A mudança de  $Z$  com  $p$  pode também ser calculada utilizando uma expressão analítica calculando o fator  $Z$  a pressões ligeiramente acima e abaixo da pressão de interesse.

$$\left( \frac{\partial Z}{\partial p_r} \right)_{T_r} = \left( \frac{Z_1 - Z_2}{p_{r1} - p_{r2}} \right)_{T_r} \quad eq.(A.49)$$

## A.6

### Viscosidade do gás natural

A viscosidade<sup>3,9,20</sup> absoluta de um gás natural varia com a composição e com as condições de pressão e temperatura:

$$\mu = f(p, T, \text{composição})$$



Normalmente é expressada em centipoises ou poises, mas pode ser convertida para outras unidades:

$$\begin{aligned} 1 \text{ poise} &= 100 \text{ centipoise} = 6.72 \times 10^{-2} \text{ lbm/ft} - \text{sec} \\ &= 2.09 \times 10^{-3} \text{ lbf} - \text{sec/ft}^2 = 0.1 \text{ kg/m} - \text{sec} \end{aligned}$$

### A.6.1

#### Determinação da viscosidade através do método de Carr, Kobayashi e Burrows

É a relação mais amplamente utilizada na indústria de petróleo.

*Passo 1* - Determine a viscosidade do gás à pressão atmosférica utilizando a *figura A.8*

$$\mu_1 = f(M, T)$$

O peso molecular  $M$  leva em consideração a influência da composição do gás na determinação da viscosidade  $\mu_1$ .

*Passo 2* - Faça correções para a presença de  $N_2$ ,  $CO_2$  e  $H_2S$ .

$$(\mu_1)_{cor} = \mu_1 + \text{correção } H_2S + \text{correção } CO_2 + \text{correção } N_2 \text{ eq. (A.50)}$$

*Passo 3* - Calcule a pressão e temperatura pseudo-reduzidas:  $p_r$  e  $T_r$ .

*Passo 4* - Obtenha a relação  $\mu/\mu_1$  em função de  $p_r$  e  $T_r$ , utilizando os gráficos das *figuras A.9 e A.10*.

*Passo 5* - Determine a viscosidade do gás por meio de:

$$\mu = \left( \frac{\mu}{\mu_1} \right) \times (\mu_1)_{corr} \quad \text{eq. (A.51)}$$

### A.6.2

#### Determinação da viscosidade através do método de Lee, Gonzalez e Eakin

A viscosidade do gás pode ser obtida por meio de:

$$\mu = 10^{-4} K \text{EXP}(X\rho^Y) \quad \text{eq.(A.52)}$$

onde

$$K = \frac{(9,4 + 0,02M)T^{1,5}}{209 + 19M + T} \quad ; \quad X = 3,5 + \frac{986}{T} + 0,01M \quad ;$$

$$Y = 2,4 - 0,2X$$

Nestas equações as unidades empregadas são:  $T = ^\circ R$  ,  $\mu_g = cp$  ,

$M = \text{peso molecular}$  ,  $\rho_g = gr/cm^3$  .

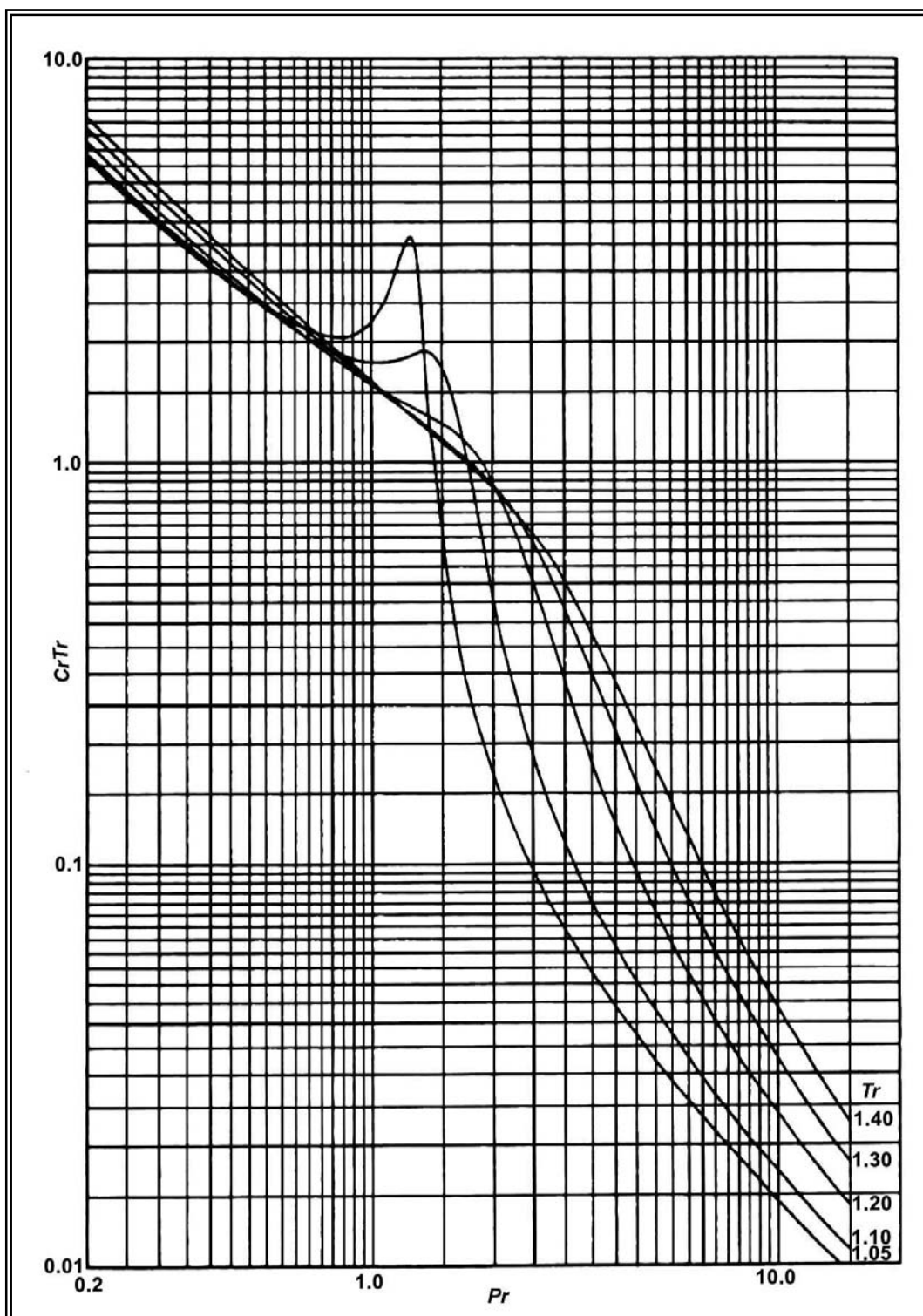


Figura A.6 Variação de  $CrTr$  com a pressão e temperatura reduzida. Extraída de Engineering Data Book – Gas Processors Suppliers Association, 1987. ( $1,05 \leq Tr \leq 1,4$  ;  $0,2 \leq Pr \leq 15,0$ )

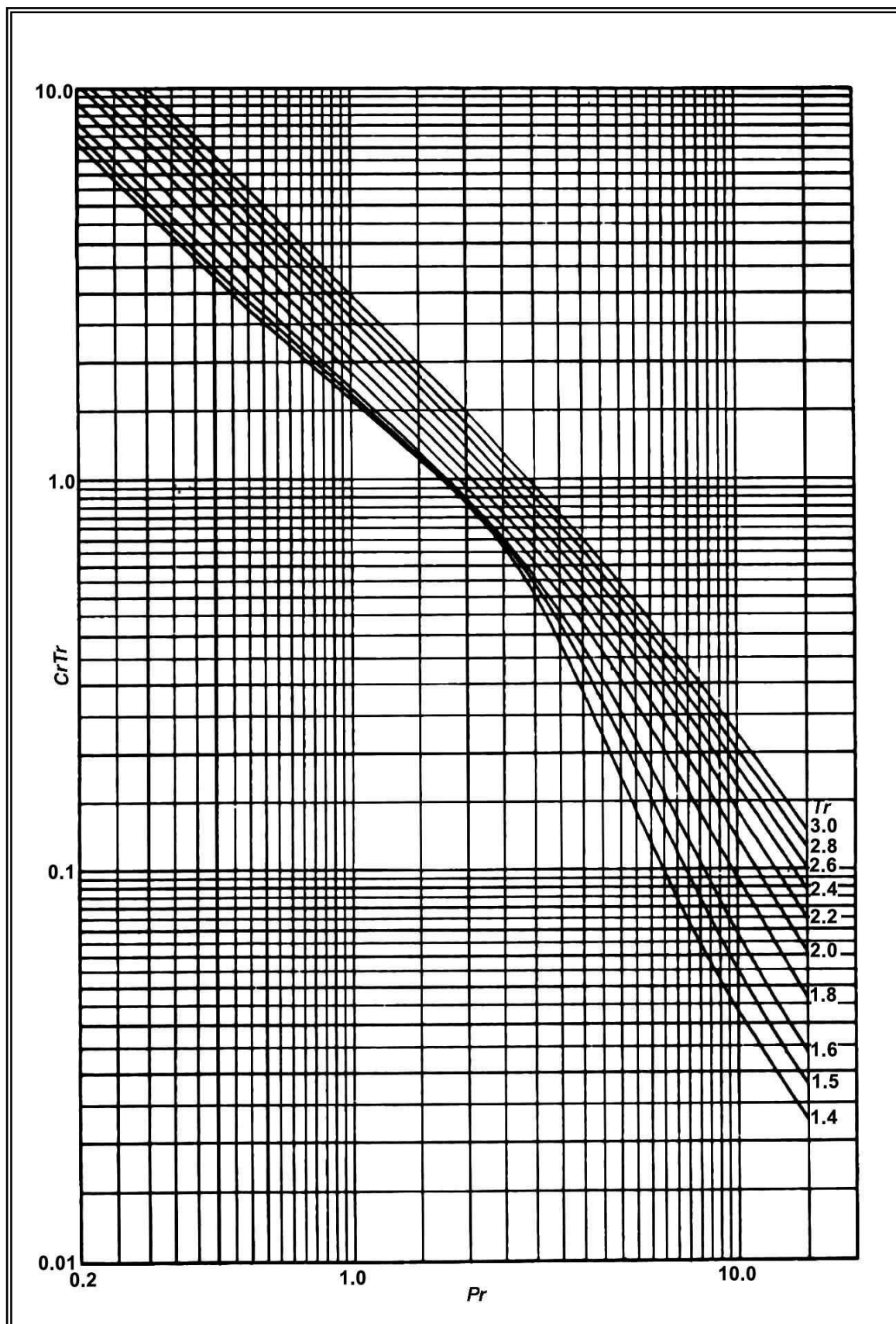


Figura A.7 Variação de  $CrTr$  com a pressão e temperatura reduzida. Extraída de Engineering Data Book – Gas Processors Suppliers Association, 1987. ( $1,4 \leq Tr \leq 3,0$  ;  $0,2 \leq Pr \leq 15,0$ )

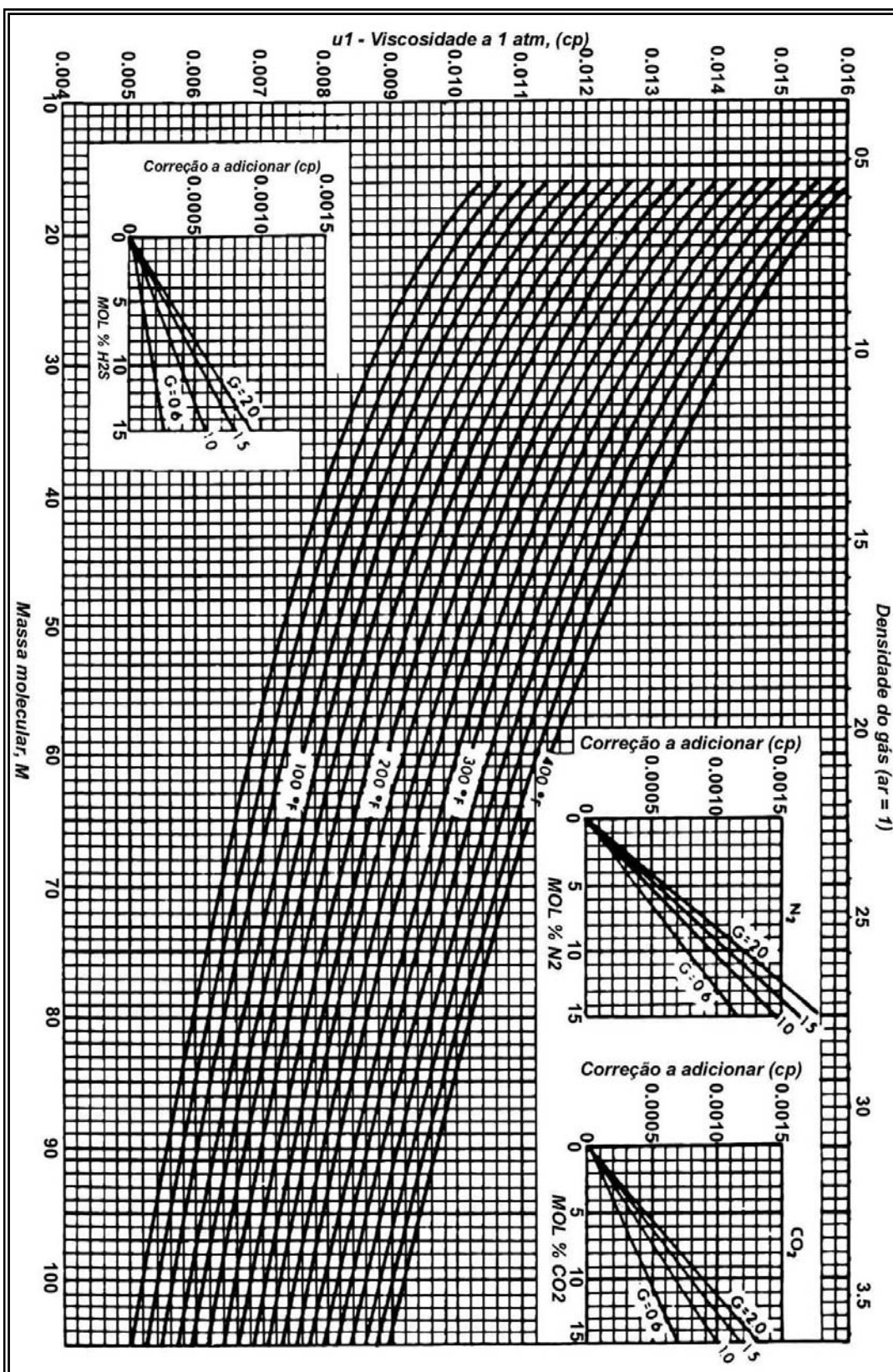


Figura A.8 Viscosidade do gás natural a pressão de 1 atm. Extraída de Previsão de Comportamento de Reservatórios de Petróleo – Adalberto José Rosa, Renato de Souza Carvalho

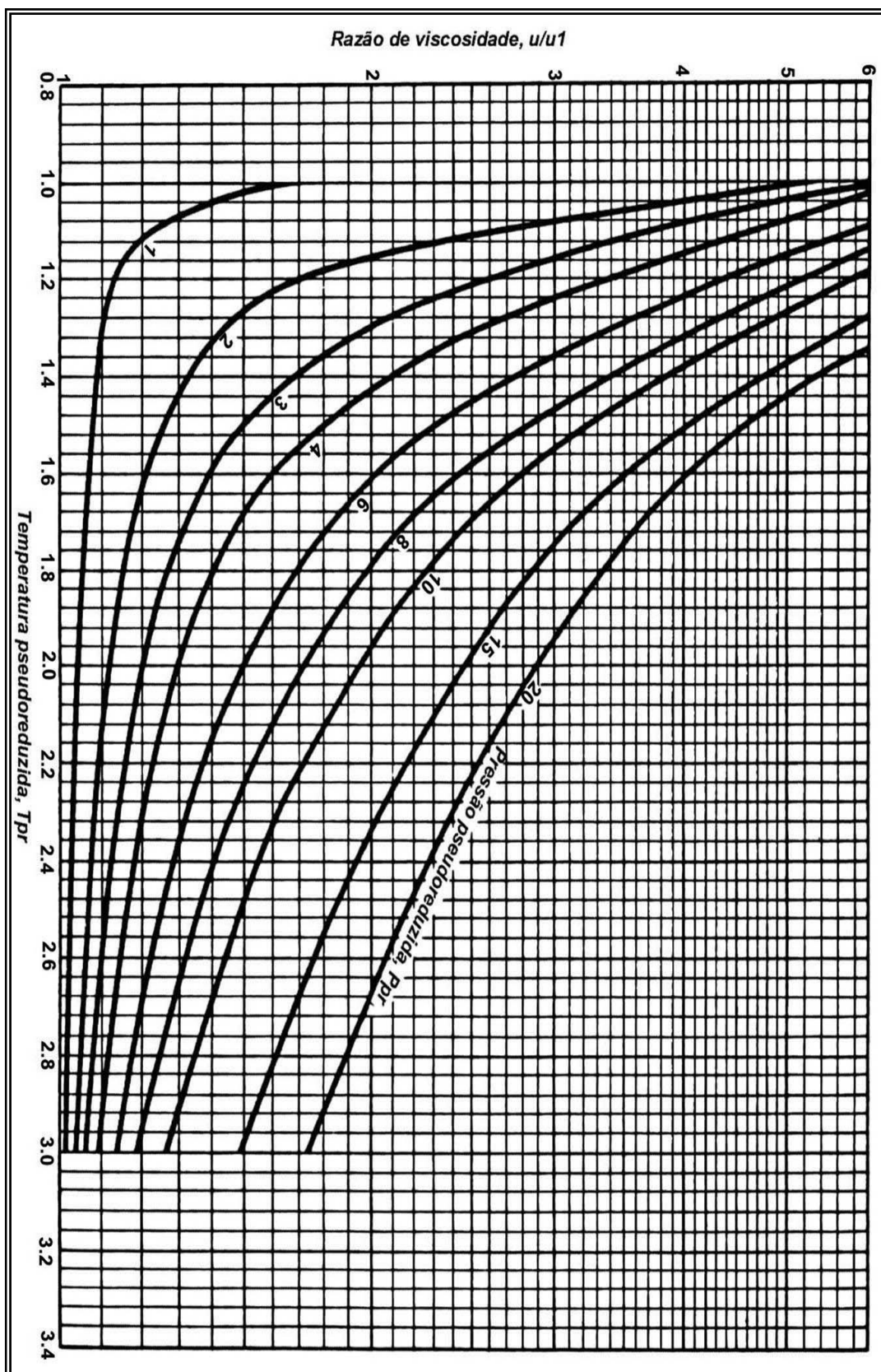


Figura A.9 Razão de viscosidade de gás natural. Extraído de Previsão de Comportamento de Reservatórios de Petróleo – Adalberto José Rosa, Renato de Souza Carvalho

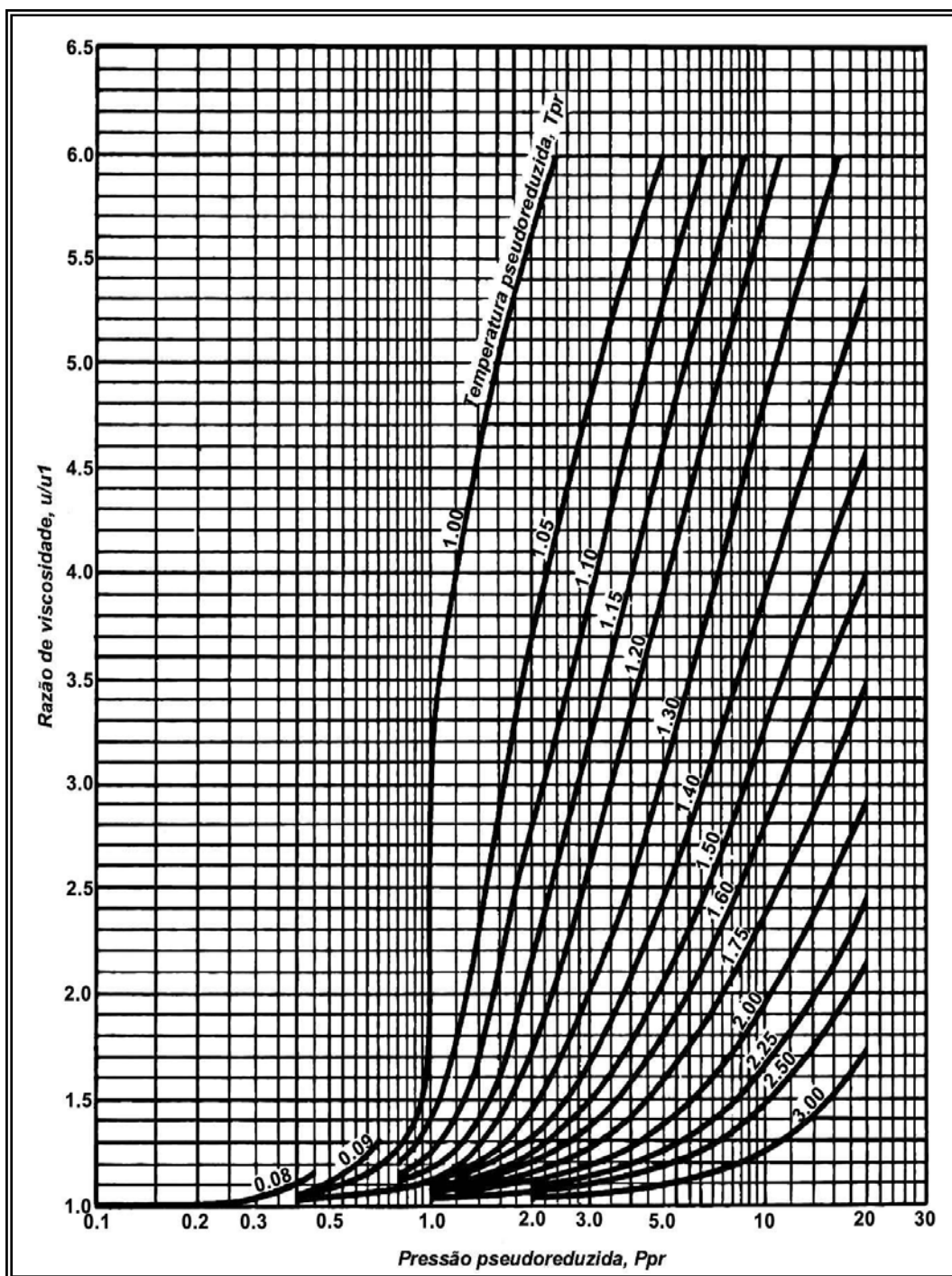


Figura A.10 Razão de viscosidade do gás natural. Extraído de Previsão de Comportamento de Reservatórios de Petróleo – Adalberto José Rosa, Renato de Souza Carvalho

## APÊNDICE B

### Pressão de Orvalho para Gás Natural

A pressão de orvalho é estimada com a utilização da correlação gerada por *Nemeth e Kennedy*<sup>23</sup> (1967) como uma função da composição e da temperatura<sup>6</sup>.

Pode ser estimada pela seguinte correlação:

$$p_d = \exp \left\{ \begin{aligned} &A[0,2 * \%N_2 + \%CO_2 + \%H_2S + 0,4 * \%Meth + \%Eth + 2(\%prop + \%IBut + \%N \\ &- \%But + \%IPen + \%NPen + \%NHex)] + B * DenC_7 + C * [\%Meth / \%C_7^+ + 0,2] \end{aligned} \right\} + \left\{ \begin{aligned} &D * T' + E * L + F * L^2 + G * L^3 + H * M + I * M^2 + J * M^3 + K \end{aligned} \right\}$$

Onde:

$$A = -2,0623054 \times 10^{-2}$$

$$B = 6,6259728$$

$$C = -4,4670559 \times 10^{-3}$$

$$D = 1,0448346 \times 10^{-4}$$

$$E = 3,2673714 \times 10^{-2}$$

$$F = -3,6453277 \times 10^{-3}$$

$$G = 7,4299951 \times 10^{-5}$$

$$H = -0,11381195$$

$$I = 6,2476497 \times 10^{-4}$$

$$J = -1,0716866 \times 10^{-6}$$

$$K = 10,746622$$

$$L = (C_7^+) (MWC_7^+)$$

$$M = MWC_7^+ / (DenC_7^+ + 0,0001)$$

$$DenC_7^+ = \left( \begin{aligned} &0,6882 * \%NHep + 0,7068 * \%NOct + \\ &0,7217 * \%NNon + 0,7342 * \%NDec \end{aligned} \right) / \%C_7^+$$

$$MWC_7^+ = \left( \begin{aligned} &100,2 * \%NHep + 114,2 * \%NOct + 128,3 * \%NNon + \\ &142,3 * \%NDec \end{aligned} \right) / \%C_7^+$$

$$\%C_7^+ = \%NHep + \%NOct + \%NNon + \%NDec$$

$$C_7^+ = \%C_7^+ / 100$$



## APÊNDICE C

### Determinação da Função Pseudo Pressão

Como mencionado no capítulo 3, a equação da difusividade será resolvida em termos de pseudo pressão. É preciso desenvolver métodos de obtenção de  $m(p)$  em função da pressão.

#### C.1

##### Método de integração numérica

Observamos na *equação 3.31* que a definição de pseudo pressão envolve a avaliação de uma integral com um limite inferior de  $p_o$  e um limite superior  $p$ , a pressão de interesse. Esta  $p_o$  é uma pressão base baixa arbitrária; o valor que está freqüentemente no limite de 0 a 200 psia depende das necessidades e desejos do analista.

A proximidade normal é para avaliar numericamente a integral da *equação 3.33*. Para o gás específico considerado, uma tabela é desenvolvida de  $\mu$  e  $z$  versus  $p$  para pressões da pressão base à máxima pressão do sistema, que é normalmente a pressão inicial do reservatório. O incremento da pressão está normalmente no limite de 50 a 200 psi para cálculos manuais, ou no limite de 10 a 25 para cálculos com computador. Para pressões baixas, um pequeno incremento pode ser escolhido. Logo, para cada pressão, o valor  $p/\mu z$  é calculado. Nesse ponto, a integral é avaliada em cada pressão, utilizando-se uma integração numérica como a regra de Simpson ou a regra Trapezoidal. Dessa maneira, um gráfico ou uma tabela de  $m(p)$  versus  $p$  é desenvolvido para um gás particular à temperatura do reservatório.

Para utilizar a regra trapezoidal, a integral da *equação 3.31* é representada como uma soma de integrais com cada uma das integrais estando acima de cada incremento na pressão.

$$2 \int_{p_o}^p \frac{p}{\mu z} dp = \sum_{i=1}^n 2 \int_{\Delta p_i} \frac{p}{\mu z} dp \quad (C.1)$$

Onde tem “n” incrementos de pressão até a pressão “p”, e  $\int_{\Delta p_i}$  representa a integral acima da pressão de incremento “i”. Cada integral dentro da soma do lado direito da *equação C.1* é aproximada como:

$$2 \int_{\Delta p_i} \frac{p}{\mu z} dp \approx 2 \left[ \left( \frac{p}{\mu z} \right)_{i-1} + \left( \frac{p}{\mu z} \right)_i \right] [\Delta p] / 2 \quad (C.2)$$

onde  $(p/\mu z)_{i-1}$  e  $(p/\mu z)_i$  representa os valores iniciais e finais de  $(p/\mu z)$ , respectivamente, do incremento de pressão “i”.  $\Delta p$  é o incremento de pressão.

O valor do pseudo potencial real dos gases  $m(p)$  para pressões intermédias pode ser encontrado por interpolação ou através do *gráfico C.1*, valor encontrado para a pressão desejada. O inverso, para converter valores do pseudo potencial real dos gases para a pressão, é mais fácil pelo recurso gráfico de  $m(p)$  versus  $p$ .

## C.2

### Método da pseudo pressão reduzida

A pressão reduzida pode ser definida como:

$$m(p)_r = \int_0^{p_r} \frac{p_r}{(\mu/\mu_1)Z} dp_r \quad (C.3)$$

onde  $p_r = p/p_c$ , sendo  $p_c$  é a pressão crítica do gás, e  $\mu_1$  é a viscosidade absoluta do gás à pressão atmosférica. A pressão de referência foi especificada como sendo nula ( $p^* = 0$ ).

Assim, utilizando a equação de definição de  $m(p)$ , *equação 3.31*, e a *equação C.3*, podemos concluir que:

$$m(p)_r = \int_0^{p_r} \frac{p_r}{(\mu/\mu_1)Z} dp_r$$

$$m(p) = 2 \int_0^p \frac{p}{\mu Z} dp$$

Portanto,

$$m(p) = \frac{2p_c^2}{\mu_1} m(p)_r \quad (C.4)$$

Empregando a equação de *Dranchuk et al.* para o cálculo do fator de compressibilidade e o método de *Carr et al.* para a determinação da viscosidade absoluta de gases naturais, a *tabela C.1* pôde ser construída por integração numérica da equação C.3 para fornecer valores de  $m(p)_r$  a diferentes pressões reduzidas  $p_r$ .

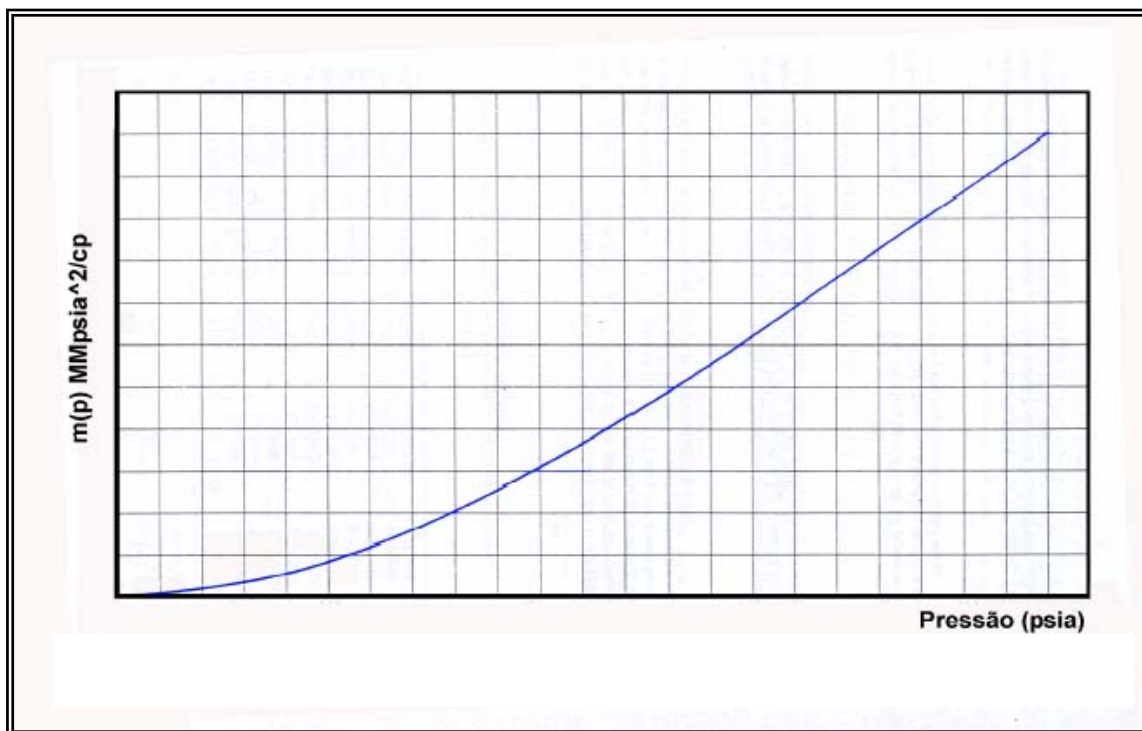


Figura C.1 Pseudo Pressão Real do Gás, como uma função da Pressão atual

TABELA C.1

Integral da Pseudo Pressão Reduzida  $m(p)_r$ , como uma Função de  $T_r$   $P_r$ 

PRESSÃO PSEUDO- REDUZIDA	VALORES DE $m(p)_r = \int_0^{Pr} \frac{p_r}{(\mu/\mu_1)Z} dp_r$ PARA TEMPERATURA							
	PSEUDO-REDUZIDA $T_r$ DE							
	$Pr$	1.05	1.15	1.30	1.50	1.75	2.00	2.50
0.10	0.0051	0.0051	0.0051	0.0050	0.0050	0.0050	0.0050	0.0050
0.20	0.0208	0.0206	0.0204	0.0202	0.0201	0.0201	0.0200	0.0200
0.30	0.0475	0.0467	0.0461	0.0456	0.0453	0.0452	0.0451	0.0450
0.40	0.0856	0.0839	0.0824	0.0813	0.0807	0.0803	0.0801	0.0800
0.50	0.1335	0.1322	0.1293	0.1272	0.1261	0.1254	0.1250	0.1249
0.60	0.1980	0.1921	0.1869	0.1833	0.1814	0.1803	0.1798	0.1797
0.70	0.2733	0.2637	0.2556	0.2498	0.2468	0.2452	0.2445	0.2443
0.80	0.3620	0.3474	0.3355	0.3266	0.3222	0.3198	0.3189	0.3187
0.90	0.4638	0.4437	0.4262	0.4134	0.4073	0.4039	0.4030	0.4029
1.00	0.5780	0.5529	0.5276	0.5095	0.5019	0.4974	0.4968	0.4967
1.10	0.7053	0.6746	0.6400	0.6154	0.6059	0.6003	0.6004	0.6003
1.20	0.8523	0.8083	0.7638	0.7314	0.7192	0.7131	0.7136	0.7134
1.30	1.0318	0.9539	0.8983	0.8574	0.8416	0.8356	0.8362	0.8360
1.40	1.2392	1.1114	1.0431	0.9930	0.9732	0.9676	0.9681	0.9680
1.50	1.4482	1.2807	1.1978	1.1381	1.1142	1.1091	1.1091	1.1095
1.60	1.6468	1.4616	1.3620	1.2923	1.2645	1.2599	1.2592	1.2602
1.70	1.8359	1.6516	1.5356	1.4557	1.4240	1.4199	1.4183	1.4203
1.80	2.0176	1.8476	1.7182	1.6280	1.5923	1.5887	1.5862	1.5895
1.90	2.1926	2.0472	1.9090	1.8089	1.7695	1.7663	1.7632	1.7679
2.00	2.3619	2.2476	2.1068	1.9982	1.9553	1.9526	1.9492	1.9554
2.10	2.5272	2.4499	2.3109	2.1954	2.1495	2.1472	2.1442	2.1319
2.20	2.6899	2.6546	2.5206	2.3999	2.3519	2.3499	2.3479	2.3575
2.30	2.8500	2.8603	2.7354	2.6116	2.5823	2.5805	2.5802	2.5721
2.40	3.0074	3.0658	2.9549	2.8302	2.7806	2.7788	2.7811	2.7956
2.50	3.1622	3.2701	3.1786	3.0554	3.0067	3.0048	3.0105	3.0280

PRESSÃO								
PSEUDO-REDUZIDA								
VALORES DE $m(p)_r = \int_0^{p_r} \frac{p_r}{(\mu/\mu_1)Z} dp_r$ PARA TEMPERATURA								
PSEUDO-REDUZIDA $T_r$ DE								
$Pr$	1.05	1.15	1.30	1.50	1.75	2.00	2.50	3.00
2.60	3.3143	3.4726	3.4060	3.2872	3.2403	3.2383	3.2482	3.2691
2.70	3.4638	3.6727	3.6367	3.5251	3.4813	3.4792	3.4942	3.5191
2.80	3.6108	3.8701	3.8700	3.7690	3.7297	3.7272	3.7483	3.7776
2.90	3.7553	4.0846	4.1056	4.0185	3.9851	3.9824	4.0106	4.0449
3.00	3.8974	4.2560	4.3429	4.2735	4.2474	4.2444	4.2809	4.3206
3.25	4.2456	4.7260	4.9417	4.9303	4.9299	4.9296	4.9903	5.0465
3.50	4.5859	5.1857	5.5444	5.6102	5.6466	5.6563	5.7459	5.8235
3.75	4.9183	5.6338	6.1461	6.3089	6.3944	6.4224	6.5462	6.6503
4.00	5.2430	6.0700	6.7434	7.0228	7.1705	7.2259	7.3894	7.5257
4.25	5.5622	6.4973	7.3356	7.7491	7.9723	8.0629	8.2745	8.4484
4.50	5.8776	6.9181	7.9228	8.4853	8.7933	8.9296	8.2004	9.4168
4.75	6.1892	7.3324	8.5032	9.2289	9.6339	9.8239	10.1654	10.4297
5.00	6.4970	7.7399	9.0758	9.9772	10.4907	10.7437	11.1682	11.4859
5.25	6.8011	8.1404	9.6400	10.7263	11.3616	11.6870	12.2073	12.5841
5.50	7.1014	8.5345	10.1951	11.4803	12.2446	12.6520	13.2811	13.2232
5.75	7.3980	8.9218	10.7409	12.2318	13.1379	13.6368	14.3883	14.9020
6.00	7.6909	9.3025	11.2773	12.9815	14.0397	14.6399	15.5274	16.1193
6.25	7.9809	9.6780	11.8066	13.7293	14.9488	15.6988	16.6956	17.3731
6.50	8.2688	10.049	12.3311	14.4749	15.8643	16.6915	17.8901	18.6617
6.75	8.5546	10.417	12.8504	15.2177	16.7846	17.7366	19.1096	19.9841
7.00	8.8383	10.781	13.3644	15.9669	17.7087	18.7927	20.3527	21.3390
7.25	9.1198	11.140	13.8730	16.6917	18.6356	19.8589	21.6184	22.7253
7.50	9.3992	11.496	14.3760	17.4219	19.5644	20.9337	22.9053	24.1421
7.75	9.6764	11.847	14.8735	18.1471	20.4942	22.0163	24.2124	25.5883
8.00	9.9516	12.195	15.3655	18.8669	21.4242	23.1057	25.5386	27.0627
8.25	10.225	12.540	15.8527	19.5824	22.3551	24.2007	26.8821	28.5650
8.50	10.497	12.883	16.3358	20.2946	23.2874	25.3004	28.2415	30.0944

PRESSÃO  
PSEUDO-  
REDUZIDA

VALORES DE  $m(p)_r = \int_0^{p_r} \frac{p_r}{(\mu/\mu_1)Z} dp_r$  PARA TEMPERATURA

PSEUDO-REDUZIDA  $T_r$  DE

$Pr$	1.05	1.15	1.30	1.50	1.75	2.00	2.50	3.00
8.75	10.768	13.2231	16.815	21.0033	24.2205	26.4040	29.6156	31.6903
9.00	11.037	13.5614	17.2901	21.7081	25.1539	27.5107	31.0037	33.2314
9.25	11.305	13.8976	17.7612	22.4090	26.0869	28.6200	32.4048	34.8371
9.50	11.572	14.2315	18.2283	23.1057	27.0192	29.7311	33.8182	36.4666
9.75	11.837	14.5632	18.6914	23.7981	27.9502	30.8437	35.2431	38.1191
10.00	12.101	14.8926	19.1505	24.4860	28.8797	31.9570	36.6786	39.7937
10.50	12.626	15.5473	20.0604	25.8522	30.7359	34.1873	39.5759	43.1956
11.00	13.148	16.1969	20.9615	27.2075	32.5885	36.4211	42.5019	46.6559
11.50	13.666	16.8412	21.8537	28.5508	34.4882	38.6554	45.4518	50.1691
12.00	14.182	17.4804	22.7367	29.8815	36.2740	40.8873	48.4215	53.7299
12.50	14.694	18.1145	23.6105	31.1992	38.1035	43.1147	51.4073	57.3337
13.00	15.203	18.7435	24.4750	32.5036	39.9223	45.3355	54.4059	60.9761
13.50	15.708	19.3673	25.3303	33.7943	41.7295	47.5481	57.4142	64.6533
14.00	16.210	19.9859	26.1763	35.0712	43.5240	49.7510	60.4295	68.3305
14.50	16.709	20.5993	27.0132	36.3344	45.3055	51.9431	63.4490	72.0941
15.00	17.204	21.2076	27.8409	37.5837	47.0731	54.1231	66.4718	75.8571

## APÊNDICE D

### Interpretação Teste de Formação DST, Poço PUC – X1

#### D.1

##### Antecedentes

De 8 a 17 de abril de 2003, foi feito um teste de formação DST em linha de 5” no poço PUC – X1; os trechos provados foram de 4350 a 4355 mts. e de 4359 a 4368 mts do arenito Robore III.

Para registrar os dados de pressão, baixaram-se dois registradores eletrônicos, o superior colocado a uma profundidade de 4322.03 mts e o inferior a 4324,33 mts. O desenvolvimento do teste foi o seguinte:

<i>Teste</i>	<i>Tempo</i>
Fluxo 1	10 min
Estática 1	60 min
Fluxo 2	24 horas
Estática 2	48.5 horas
Fluxo 3	90.5 horas

#### D.2

##### Desenvolvimento do teste

O desenvolvimento e os resultados do teste foram os seguintes:

*Fluxo 1* (10 min), reação imediata de forte intensidade, com choke 16/64”, com evacuação de fluido de completação.

*Estática 1*, (60 min), Espaço anular estático.

*Fluxo 2* (24 horas), reação imediata de forte intensidade, com evacuação de fluido de completação, choke 16/64”. Aos 15 minutos do segundo fluxo, presença de gás na fossa, chama de cor amarelo-laranja. Durante as últimas 19 horas de fluxo, a quantificação da vazão deu os seguintes resultados:

<i>Tempo</i>	<i>Ck</i>	<i>P. Surg</i>	<i>Condens</i>	<i>Gás</i>	<i>RGP</i>	<i>°API</i>
<i>Hrs</i>	<i>n/64"</i>	<i>Psi</i>	<i>BPD</i>	<i>MMpcd</i>	<i>PC/BBL</i>	
19	16	4250	104	6,268	60269	59

*Estática 2* (48,5 horas), espaço anular estático. Pressão acumulada em superfície 3300 psi.

*Fluxo 3* (90,5 horas), durante o terceiro fluxo, efetuou-se a seguinte quantificação de vazões, com o fim de determinar o Potencial Absoluto de Fluxo no poço:

Tempo	CK	P.Surg.	Pet	Gás	RGP	°API	Água	Salin	Press.
Hrs	n/64"	PSI	BPD	MMPCD	PC/BBL		BPD	PPM Cl-	fundo
									PSI
12	12	5950	72	4,817	66903	58,6	6	700	7815
12	16	4380	88	6,296	71545	58,6	11	700	6009
12	20	3350	98	7,337	74867	58,2	17	700	4865
12	24	2460	109	8,080	74128	58,2	17	700	3978
38	16	4500	89	6,281	70573	59,5	10	700	6188

Os parâmetros do reservatório determinados mediante a interpretação foram:

<i>Parâmetros</i>		<i>Unidades</i>	<i>Valor</i>
Permeabilidade	k	md	1,234
Capacidade de Fluxo	kh	md-ft	76,5
Dano	s		17,8
Armazenagem	Cs	bbl/psi	2,92 e-4
Pressão Reservatório	Pr	psia	10477
Temp. Reservatório	Tr	°F	270
Espessura do Reservatório	ht	pés	62
Porosidade	$\phi$		0,07
Saturação água	Sw		0,45
Saturação gás	Sg		0,54
Compressibilidade	Ct	psi <sup>-1</sup>	2,64 e-5



Os parâmetros do fluido

<i>Parâmetros</i>		<i>Unidades</i>	<i>Valor</i>
Densidade Gás	Dg		0,63
Densidade Condensado	API	°API	59
Relação Cond – Gás	RCG	STB/MMscf	16,6
Relação água – Gás	RWG	STB/MMscf	0,00
Salinidade água		Ppm	0,00

Os parâmetros de Separador são:

Pressão Separação: 1500 psia

Temperatura Separação: 85 °F

## **APÊNDICE E**

### **Análise Instrumental Cromatografia Gasosa**

#### **E.1**

##### **Introdução**

A técnica mais comum para saber o que contém o gás natural é a da análise cromatográfica. Os cromatógrafos são equipamentos compostos de colunas construídas com aço inoxidável ou plástico, cheias de substâncias que atraem individualmente cada um dos componentes em função de sua composição. Assim, à medida que o gás avança dentro do tubo, cada componente adere à superfície da sustância utilizada como recheio e permanece retida por um determinado período. Isso permite que os diferentes componentes que integram a mostra gradualmente se separem. À saída do tubo existe um detetor encarregado de registrar o momento em que passou um componente puro.

O analista (pessoa encarregada de operar os equipamentos) encarrega-se de que o usuário do conhecimento receba o relatório de maneira apropriada. De sua interpretação posterior virá o bom uso dos projetos existentes ou a prevenção necessária para que as instalações sejam capazes de manejar os fluídos tal como o previu o projetista. Com as análises feitas no laboratório os diversos integrantes da amostra vão sendo identificados . Quando já se tem ensaiado o uso da ferramenta, o processo torna-se rotineiro e o analista identifica com segurança a composição de cada uma das amostras que chegam ao laboratório.

Portanto, é necessário que existam esses equipamentos nas plantas de processamento de gás natural. Os profissionais experientes trabalham com a segurança exigida quando as circunstâncias os obrigam. Assim, garante-se não somente a operabilidade eficiente da instalação, mas, além disso, o operador pode se antecipar com as correções necessárias antes que o problema seja evidente.

Quando as plantas de gasolina natural não dispunham dos cromatógrafos em linha, o operador dava-se conta da mudança da composição quando após doze horas e seria necessário outro meio dia para estabilizar a torre. De fato, a produção sairia das especificações. Agora, a cada vinte minutos, é possível ter a análise da composição que está chegando e, no caso da mudança do produto, produzir-se-iam as ações imediatas que fossem necessárias para corrigir os desvios.

## E.2

### Obtenção da composição molecular do gás para o poço PUC – X1

Para a obtenção da composição molecular do gás, inicialmente toma-se uma amostra em uma ponte de medição de transferência do carregador ao transportador; tal amostra é transportada até o laboratório para sua respectiva análise. *Ver figura E.1*



**Figura E.1 Cilindro para obter amostra de gás**

Para realizar a análise, deve-se contar com um gerador de hidrogênio e também com um cromatógrafo.

O cromatógrafo utilizado nesta análise foi um VARIAN 3300/3400, as *figuras E.2 e E.3* mostram em detalhes todas as partes do aparelho.

O seguinte procedimento foi feito no laboratório para obter a fração molar do gás para o poço PUC – X1:

1. Acesso do gerador de hidrogênio (gas carrier), utilizado como gás de transporte. Quando o gás alcança uma pressão de 65 psi mediante uma conexão de tubing até o cromatógrafo, *figura E.4*, a pressão é regulada por válvulas reguladoras de pressão a 40 psi, para proceder ao acesso do cromatógrafo.

FIGURA E2

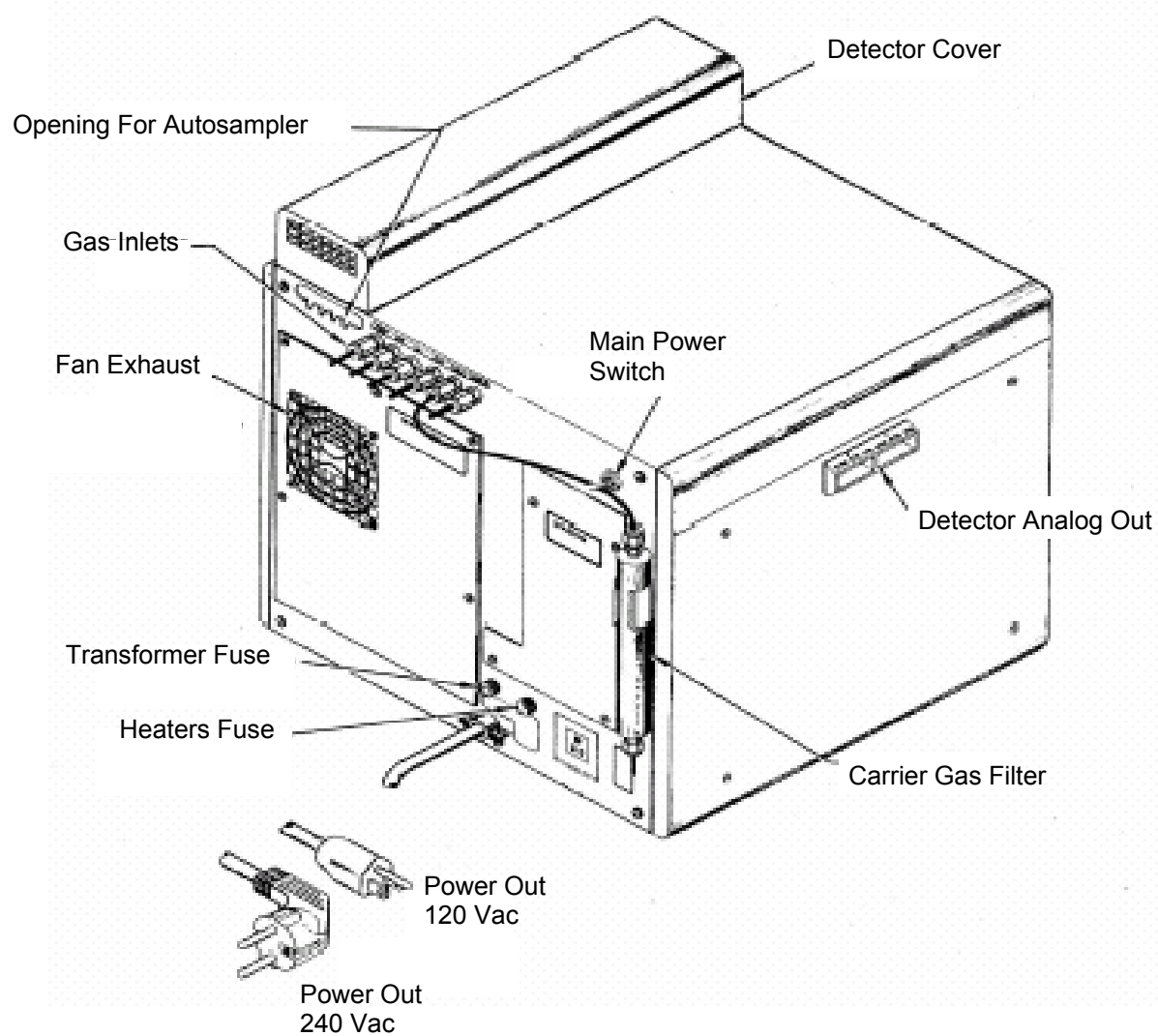
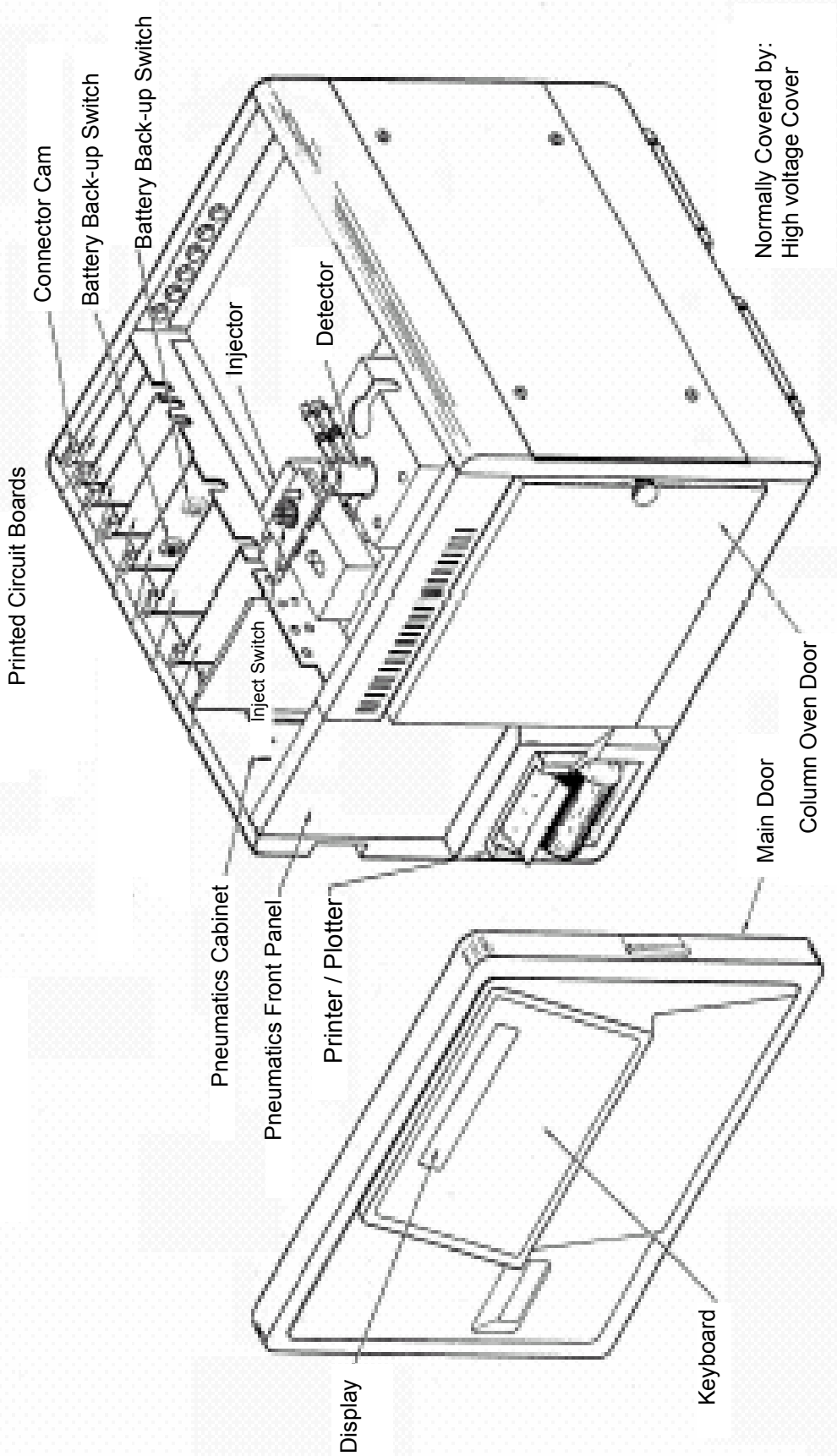


FIGURA E3





**Figura E.4 Gerador de Hidrogênio**

2. Uma vez alcançada a pressão, procede-se à calibragem e então espera-se um tempo aproximado de 10 a 14 horas para que o equipamento estabilize e possa proceder à realização das análises correspondentes.
3. Deve-se ter muito cuidado para que não falte água destilada desionizada no gerador de hidrogênio e a Sílica Gel esteja seca e de cor azulada.
4. Conecta-se o cilindro à amostra de gás numa válvula reguladora (regula a 20 psi), *figura E.5*, deixando sair o gás do cilindro para tirar todo o ar possível que tenha restado no momento em que a conexão foi feita com cilindro (aproximado 1 min); proceder à injeção até os detetores.



**Figura E.5 Conexão do cilindro com amostra**

5. Uma vez obtida a amostra representativa, procede-se ao início do processo de análise, pressionando “start”.
6. O processo tem duração de aproximadamente 22 min para fornecer um resultado final, medido em % molar. *Figura E.6*



**Figura E.6 Obtenção de Resultados.**

Os valores obtidos são os seguintes:

**TABELA E.2**  
**Composição do Gás Natural, Poço PUC – X1**

<i><b>Componente</b></i>	<i><b>Formula</b></i>	<i><b>Fração Molar</b></i>
<i>Metano</i>	$CH_4$	90,74
<i>Etano</i>	$C_2H_6$	3,77
<i>Propano</i>	$C_3H_8$	1,15
<i>Iso-Butano</i>	$iC_4H_{10}$	0,19
<i>Butano Normal</i>	$nC_4H_{10}$	0,27
<i>Iso-Pentano</i>	$iC_5H_{12}$	0,12
<i>Pentano Normal</i>	$nC_5H_{12}$	0,09
<i>Hexano</i>	$C_6H_{14}$	0,18
<i>Heptano +</i>	$C_7H_{16}^+$	0,1
<i>Nitrogênio</i>	$N_2$	0,01
<i>Dióxido de Carbono</i>	$CO_2$	3,38
<i>Gás Sulfídrico</i>	$H_2S$	0,0

Fonte: Elaboração Própria



## APÊNDICE F

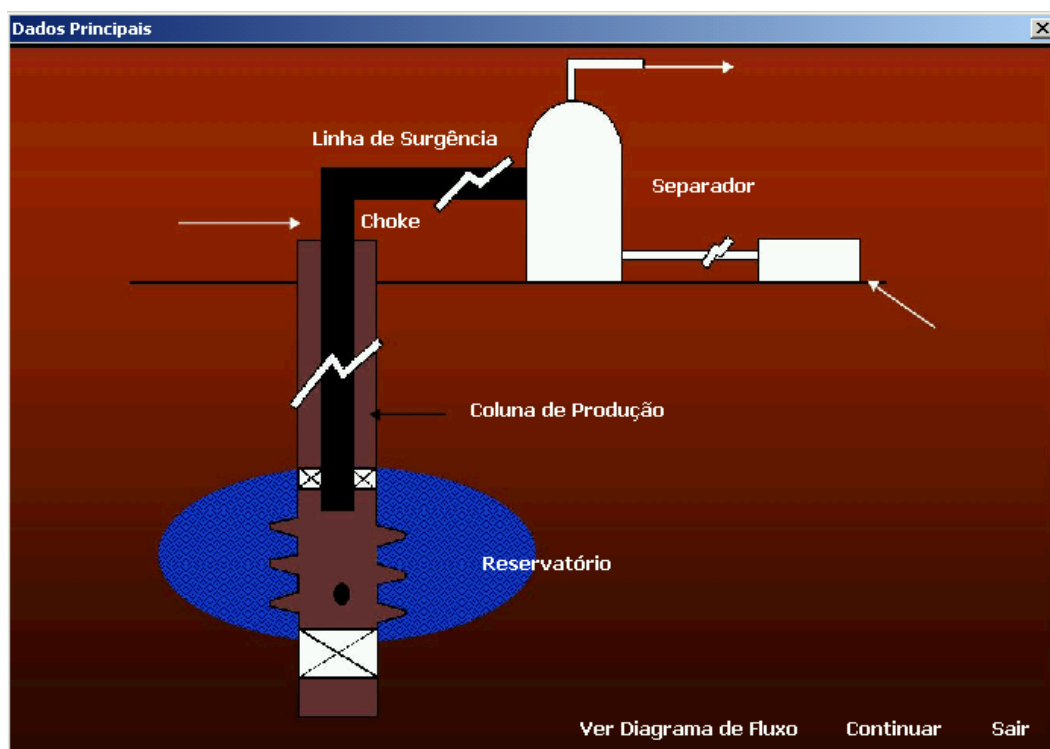
### Sistema De Automação Do Sistema Global De Um Poço Gás

O Microsoft Excel é uma ferramenta poderosa para analisar e apresentar informações. Um dos pontos fortes do Excel sempre foi sua linguagem de macro. Desde que o Excel apareceu pela primeira vez, sempre teve a linguagem de macro mais abrangente e flexível do que qualquer outro programa de planilha eletrônica.

Quando se começa a escrever macros no Excel, é preciso aprender duas habilidades diferentes. A primeira é aprender a trabalhar com o *Visual Basic for Applications (VBA)*. A segunda é aprender a controlar o Excel. Quanto mais se conhecer sobre o Excel como aplicativo de planilha eletrônica, mais eficaz será o desenvolvimento de macros que controlam o Excel.

Para a implementação deste projeto, utilizou-se a ferramenta *Excel XP (2002)*. Ao executar esta aplicação desde o entorno gráfico da planilha eletrônica de Excel, projeta-se a interface principal com opções iterativas, tais como (reservatório, coluna de produção, choke, coluna horizontal) *Figura F.1*.

. **Figura F.1 Formulário Principal**



**Figura F1 Formulário Principal**

A aplicação concentra-se em duas fases: primeiro, a entrada de dados no sistema, ingressando as opções antes mencionadas; segundo, a execução dos métodos de cálculo para a otimização do sistema do poço em estudo.

O ingresso de dados do reservatório realiza-se de maneira automática através do formulário “Dados do Reservatório”, *figura F.2*, que interatua diretamente com a planilha eletrônica principal; se existem dados já definidos anteriormente, deve-se cancelar a inserção ou simplesmente não executar a interface mencionada.

Da mesma maneira, procede-se às seguintes interfaces visuais, ingressando os dados externos ao sistema e devem-se executar todos os formulários de dados antes de continuar o processo de cálculo para um correto funcionamento. O acesso a esses formulários realiza-se de forma independente ou aleatória, de acordo com o critério do usuário. *Formulários F.3 , F.4 , F.5 e F.6*

Dados do Reservatório					
Pressão do Reservatório	10447	Psia	Razão Gás - Condensado	71603	PC/Bbls
Temperatura do Reservatório	730	°R	Razão Gás - Água	0	PC/Bbls
Densidade do Gás	0,63		Viscosidade do Líquido	0,57	cp
Área do Reservatório	640	Acre	Gravidade do Condensado	59	°API
Espessura do Reservatório	62	Pé	Permeabilidade do Reservatório	1,234	md
Raio do Poço	0,54	Polg	Raio Externo de Drenagem	2980	Pé
Saturação da água	0,41		Fator de dano	17,8	
Porosidade	0,07				
Profundidade	14331,41	Pé			
Compressibilidade	3,52e-5	Psi <sup>-1</sup>			
<div style="text-align: center;"> <span>Voltar</span> <span>Aceitar</span> </div>					

**Figura F.2 Formulário Dados do Reservatório**

Dados do Tubo de Produção		
profundidade Vertical Verdadeira	14331,41	Pés
profundidade Medida	14331,41	Pés
Diâmetro Interno da Tubulação	2,445	Polg
Temperatura Cabeça Poço	528	°R
Rugosidade Absoluta	0,0006	Polg
Angula de Inclinação da Tubulação	0	
<div> <div>Voltar</div> <div>Aceitar</div> </div>		

Figura F.3 Formulário Dados do Tubo de Produção

Dados da linha de Surgência		
Comprimento da linha	1000	pés
Diâmetro da linha	3	Polg
Fator de Eficiência	0,92	
Pressão Base	14,7	Psia
Temperatura Base	520	°R
Espessura da tubulação	0,0018	Polg
<div> <div>Voltar</div> <div>Aceitar</div> </div>		

Figura F.4 Formulário Dados da Linha de Surgência

Figura F.5 Formulário Dados do Choke

Figura F.6 Formulário Dados Pressão de Separação

Após definir os dados iniciais, procede-se à segunda fase, ingressando na opção “continuar” do formulário principal; essa opção refletirá a interface que se encarrega de inserir os valores correspondentes aos componentes do gás. *Figura F.7*

Metano	90,74	%	N-Octano	0	%
Etano	3,77	%	N-Nonano	0	%
Propano	1,15	%	N-Decano	0	%
Iso-Butano	0,19	%	Hélio	0	%
Butano Normal	0,27	%	Oxigênio	0	%
Iso-Pentano	0,12	%	Água	0	%
Pentano Normal	0,09	%	Nitrogênio	0,01	%
Hexano	0,18	%	Dióxido de Carbono	3,38	%
Heptano +	0,1	%	Gás Sulfídrico	0	%

Figura F.7 Formulário Dados Componentes de Gás

O seguinte formulário apresenta as duas alternativas para determinar o *Potencial Máximo Do Poço (AOF)*; cada uma dessas alternativas contém métodos correspondentes de cálculo. *Figura F.8*

Formulário de Alternativa de escolha (AOF e IPR). O formulário possui um título "AOF e IPR" e uma barra de fechamento. Contém duas opções de seleção: "Dados do Reservatório" (desselecionada) e "Dados do teste" (selecionada). Abaixo das opções, há dois botões: "Voltar" e "Aceitar".

**Figura F.8 Formulário de Alternativa de escolha**

O acesso à região “*Dados de Teste*” visualiza o formulário que descreve os 3 tipos de teste; o ingresso em qualquer dessas opções maneja o mesmo objeto gráfico para o ingresso de dados, que possui algumas modificações de entorno que identificam cada tipo de teste. *Figura F.9*

Formulário Tipo de Teste Poço (Teste do Poço). O formulário possui um título "Teste do Poço" e uma barra de fechamento. Contém uma seção "Seleccione:" com três opções de seleção: "Seqüencial" (selecionada), "Isócrono" (desselecionada) e "Isócrono Modificado" (desselecionada). Abaixo das opções, há três botões: "Voltar", "Aceitar" e "Passar".

**Figura F.9 Formulário Tipo de Teste Poço**

Da mesma forma que no formulário de dados de teste, todas as demais interfaces contêm quadros de textos de entrada de dados que unicamente permitem continuar com a execução do programa. *Figura F.10*

Período de Fluxo	Choke Ck/64	Duração Hrs	Pressão Fundo Poço psia	Pressão de Fecham. psia	Pressão Surgência psia	Vazão de Gás MMscf/d	Vazão de Condensado BPD	Vazão de Água BPD
Estática Inicial	8	38	10477	10477	0	0	0	0
Fluxo 1	12	12	7815	10463	5950	4,817	72	6
Fluxo 2	16	12	6009	10463	4380	6,296	88	11
Fluxo 3	20	12	4865	10463	3350	7,337	98	17
Fluxo 4	24	12	6188	10463	2460	8,080	109	17

Voltar      Aceitar      Passar

**Figura F.10 Formulário Dados Teste de Fluxo pós Fluxo**

Caso contrário, o sistema emitirá uma mensagem de erro “Inserir Dados”, para o qual deve-se inserir o registro dos valores de entrada. *Figura F.11*

Verificação de vazão de fluxo e erosão

Aceitar

**Figura F.11 Formulário Quadro de Dialogo Verificação de Vazão de fluxo e Vazão de erosão**

A continuação desse processo de determinar a vazão de fluxo mínima para o levantamento de líquido contínuo e a vazão de erosão que se mostra antecipadamente por meio do quadro de diálogo anterior (*figura F.10*), para então prosseguir com a planilha eletrônica correspondente e realizar o cálculo, *Figura F.12*

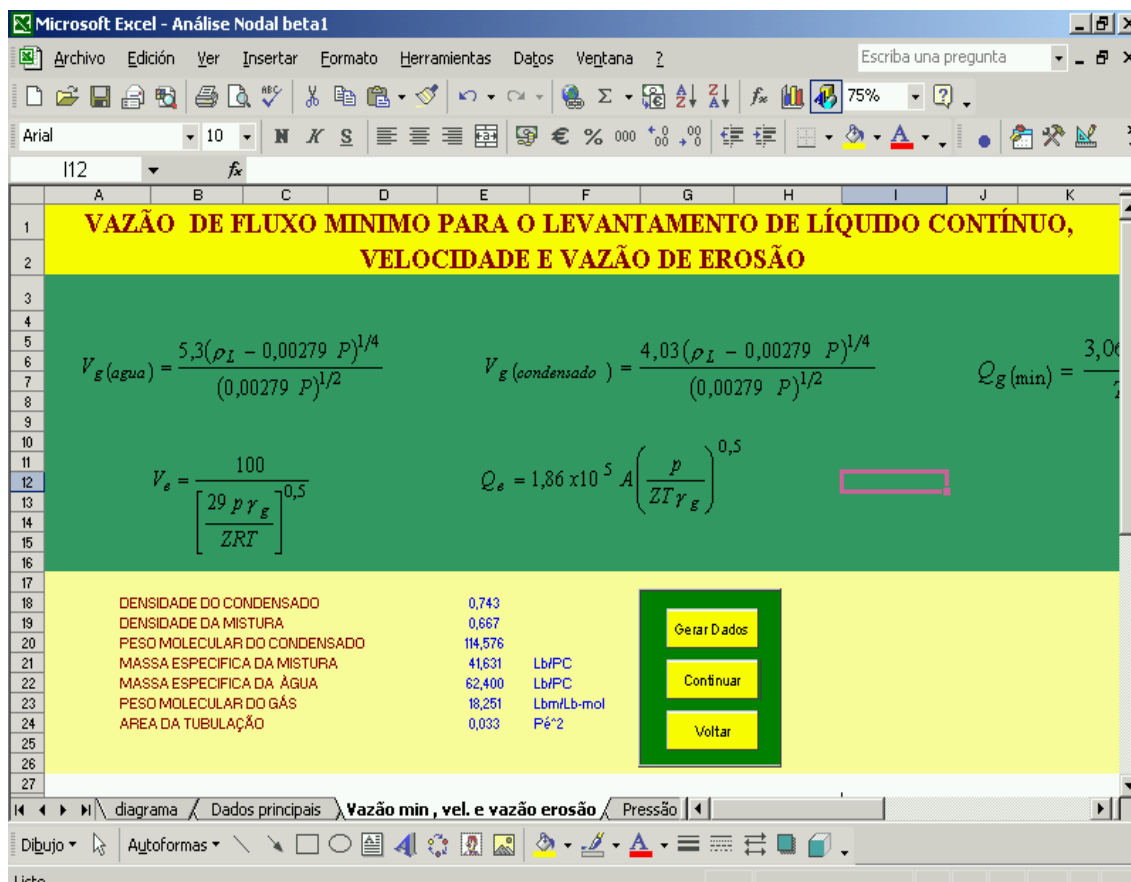


Figura F.12 Planilha Eletrônica de Cálculo da Vazão de Fluxo Mínimo e Vazão de Erosão

Seguindo a sequência do sistema, analisa-se a pressão de orvalho, da mesma maneira que na planilha eletrônica anterior, utilizando um quadro de diálogo para sua apresentação, *figura F.13*, para então prosseguir com a planilha eletrônica correspondente, *figura F.14*.

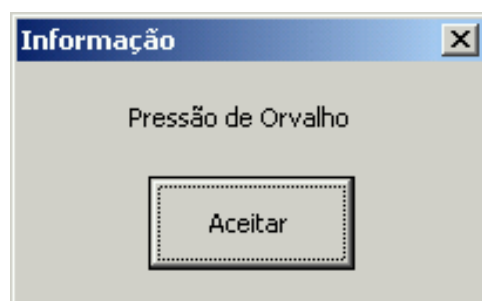


Figura F.13 Formulário Quadro de Diálogo Pressão de Orvalho

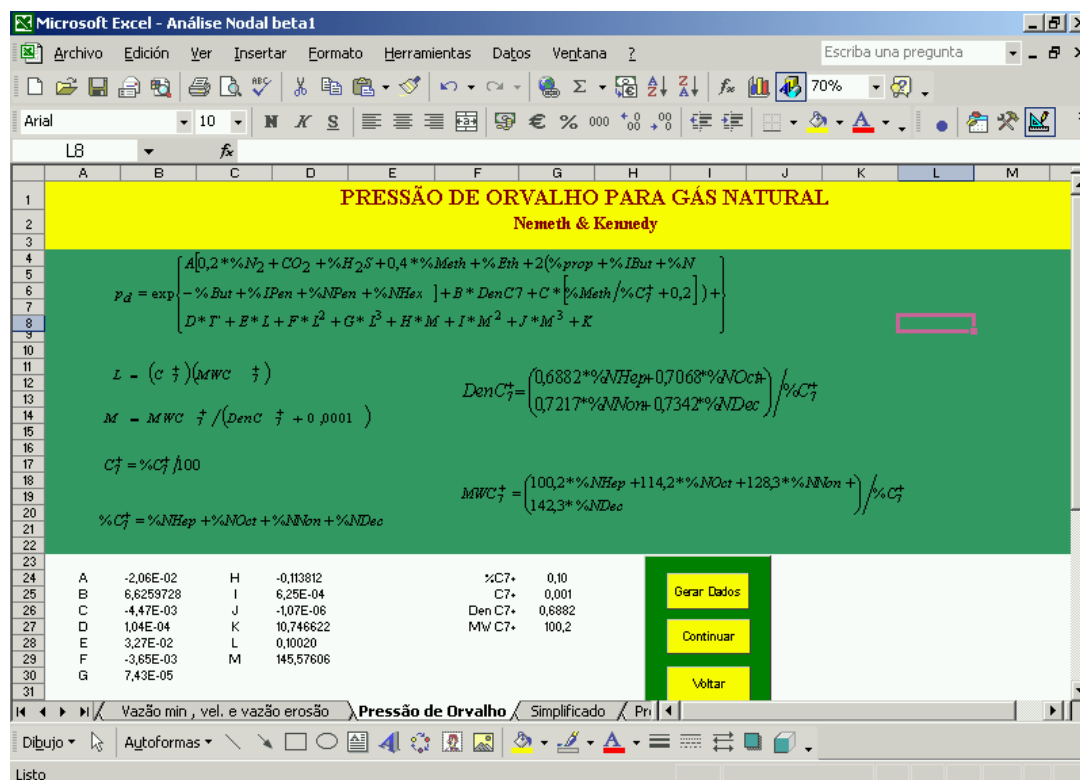


Figura F.14 Planilha Eletrônica de Cálculo da Pressão de Orvalho

No seguinte objeto visual, pode-se observar todas as opções de seleção que fazem referência aos métodos de cálculo do AOF, figura F.15; com a seleção de cada método, o formulário transfere dados para a planilha eletrônica correspondente ao método indicado para sua posterior execução, figura F.16, pressionando o botão “gerar dados”.

**Determinação do IPR e AOF**

☒ Método Simplificado  
☐ Método Pressão ao Quadrado  
☐ Método Pressão  
☐ Método Pseudo Pressão

Escolha do Método a Utilizar:

Nenhum >>

Voltar Aceitar Passar Resumo

Figura F.15 Formulário Determinação do IPR e AOF



O processo de cálculo encontra-se implementado no editor de código de cada planilha eletrônica. Após a obtenção dos dados resultantes, prosseguir a execução, clicando no botão “continuar”.

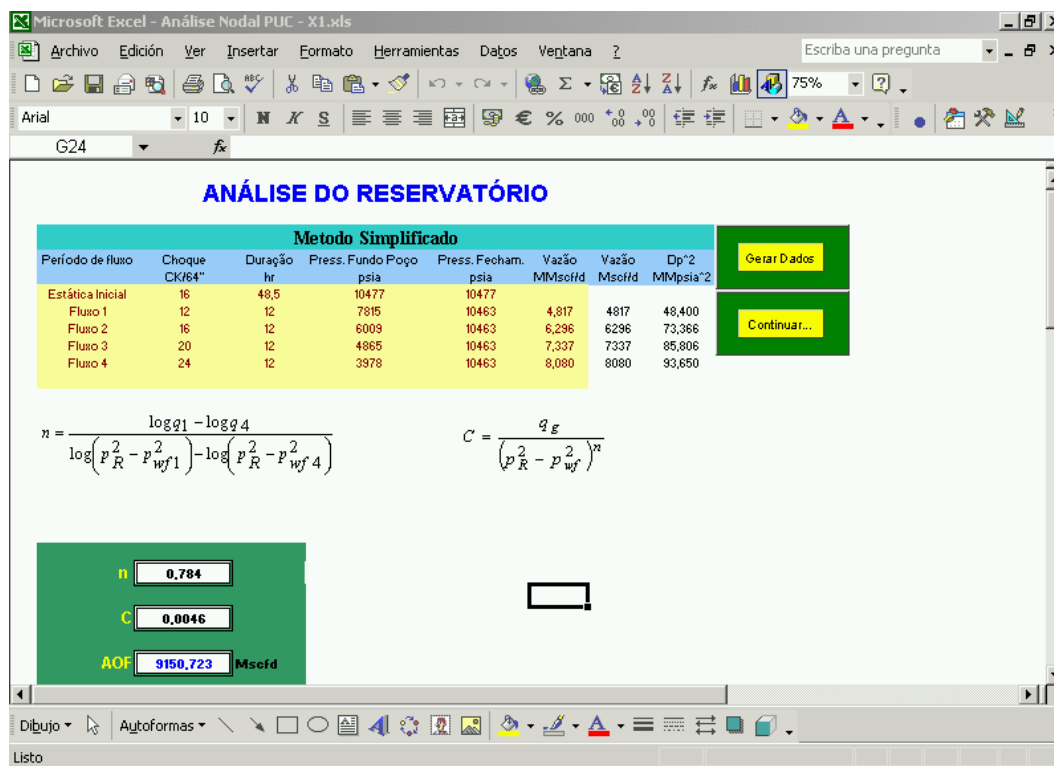


Figura F.16 Planilha Eletrônica de Cálculo do AOF (Método Simplificado)

Uma vez executados os distintos métodos de cálculo do AOF para maior efeito de comparação, pressiona-se o botão “Resumo”, cuja função é relacionar os dados de enlace direto de cada método anteriormente aplicado a uma planilha eletrônica devidamente estruturada, *figura F.17*

**RESUMO DE VALORES DE "AOF" - POÇO PUC - X1**

Tipo de Análise	Constantes	AOF (Mscfd)
Simplificado	n 0,7836 C 0,0046	9151
Pressão ao Quadrado	A 8093,00 B 0,4755	8905
Pseudo Pressão	A 88,50 B 30,97	9402
Pressão	A 0,1937 B 8,00E-05	10297

**INFLOW PERFORMANCE CURVE - POÇO PUC - X1**

Método Simplificado		Método Pressão ao Quadrado		Método Pseudo Pressão		Método Pressão	
Vazão(Assum) Qsc (Mscfd)	Pressão fundo poço psia	Vazão(Assum) Qsc (Mscfd)	Pressão fundo poço psia	Vazão(Assum) Qsc (Mscfd)	Pressão fundo poço psia	Vazão(Assum) Qsc (Mscfd)	Pressão fundo poço psia
915,07	10477	890,46	10109	940,25	10212	1029,71	10477
1830,14	9782	1780,91	9697	1800,49	9916	2059,42	10193
2745,22	9282	2671,37	9206	2820,74	9290	3089,13	9739
3660,29	8699	3561,82	8655	3760,98	8634	4118,05	9115
4575,36	8028	4452,28	8019	4701,23	7849	5148,56	8322
5490,43	7251	5342,73	7277	5641,48	6933	6178,27	7359
6405,51	6335	6233,19	6391	6581,72	5879	7207,98	6227
7320,58	5215	7123,65	5290	7521,97	4661	8237,69	4924
8235,65	3716	8014,10	3791	8462,22	3183	9267,40	3453
9150,72		8904,56		9402,46		10297,12	1811

Figura F.17 Planilha Eletrônica Resumo de Valores de AOF, (Dados do Teste)

De forma similar, realiza-se o processo de cálculo dos métodos que intervêm na entrada de dados do Reservatório, projetando uma interface conformada pelos mesmos métodos anteriores. A seleção de um método, *figura F.18*, e a aceitação do mesmo permite orientar a transferência dos parâmetros principais para a estrutura de dados organizada da planilha eletrônica à qual faz referência, *figura F.19*. Esses dados são capturados desde a planilha principal que guarda os valores iniciais.

**Determinação do IPR e AOF**

☒ Método Simplificado  
☐ Método Pressão ao Quadrado  
☐ Método Pseudo Pressão

Escolha do Método a Utilizar:

Nenhum >>

Voltar Aceitar Passar Resumo

Figura F.18 Formulário Determinação AOF e IPR com Dados Reservatório

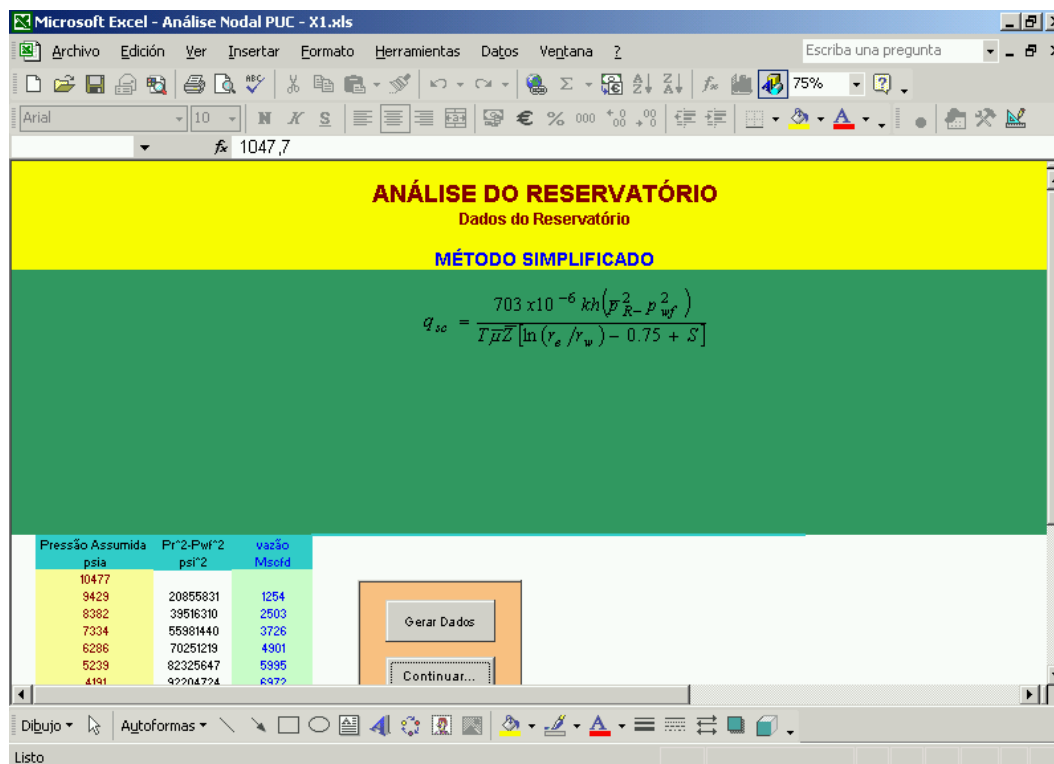


Figura F.19 Planilha Eletrônica de Cálculo do AOF, (Método Simplificado)

Sob o mesmo critério, procede-se para gerar os valores resultantes do método a aplicar. Da mesma forma que o anterior, fazer um resumo dos métodos *figura F.20*

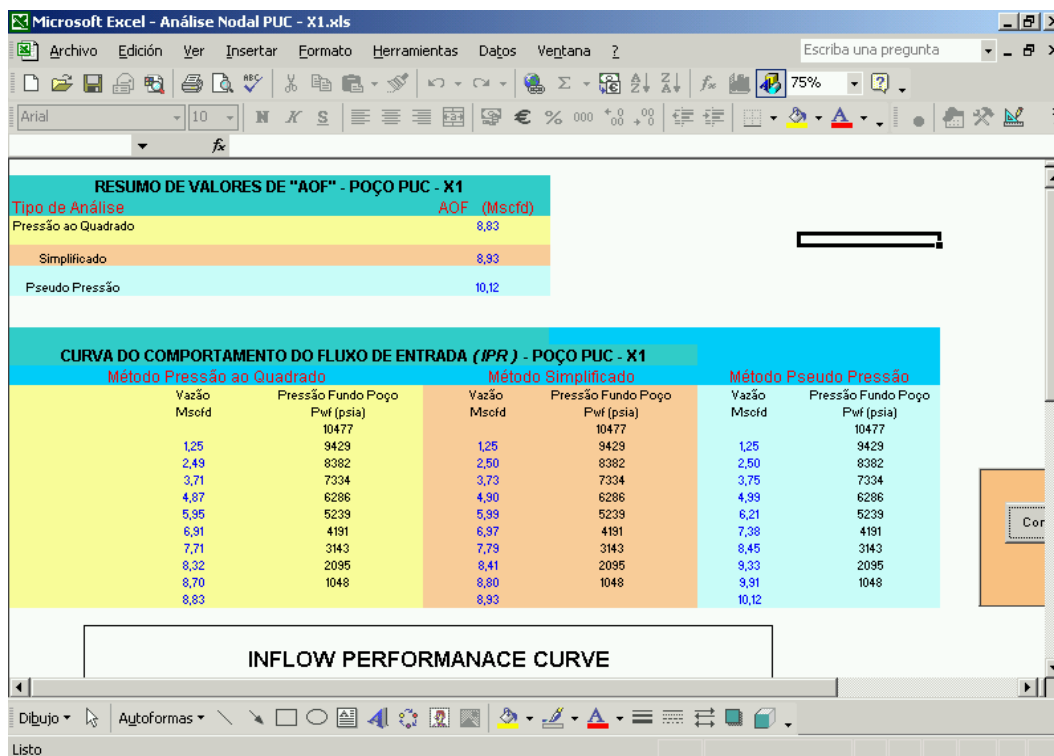


Figura F.20 Planilha Eletrônica Resumo de Valores de AOF, (Dados do Reservatório)

Ambas alternativas de cálculo, tanto de teste como de reservatório, compartilham um mesmo formulário de cálculo, (*Queda de Pressão na Tubulação Vertical*), figura F.21, uma vez selecionado o método para sua execução situado no formulário de “Determinação de AOF e IPR”.

Queda de Pressão na tubulação vertical, Pwh1

☒ Método Pressão e Temp. Média

☐ Método Cullender & Smith

☐ Nodo solução Cabeça Poço >>

Voltar Aceitar Passar Resumo

Figura F.21 Formulário Queda de Pressão na Tubulação Vertical

Essas duas opções executadas interagem cada uma com sua respectiva planilha eletrônica, figura F.22

Microsoft Excel - Análise Nodal beta1

ANÁLISE NA COLUNA DE PRODUTOS

MÉTODO DA PRESSÃO E TEMPERATURA MÉDIA

$$P_{wf}^2 = P_{wh}^2 EXP(S) + \frac{25 \gamma_g q^2 \bar{T} \bar{Z} f(MD) (EXP(S) - 1)}{S d^5}$$

$$P_{wf} = P_{wh} \left( 1 + 2,5 \times 10^{-5} H \right)$$

$$S = 0,0375 \gamma_g (TVD) / \bar{T} \bar{Z} \quad ; \quad N_{Re} = \frac{20 q \gamma_g}{\mu d} \quad ; \quad \frac{1}{\sqrt{f}} = 1,14 - 2 \log \left( \frac{e}{d} + \frac{21,25}{N_{Re}^{0,9}} \right)$$

$$grupo\ 1 = \frac{25 \gamma_g q^2 \bar{T} \bar{Z} f(MD) (EXP(S) - 1)}{S d^5} \quad ; \quad \bar{T} = \left( \frac{T_{wf} + T_b}{2} \right) \quad ; \quad \bar{P} = (P_{wf} + P_b) / 2$$

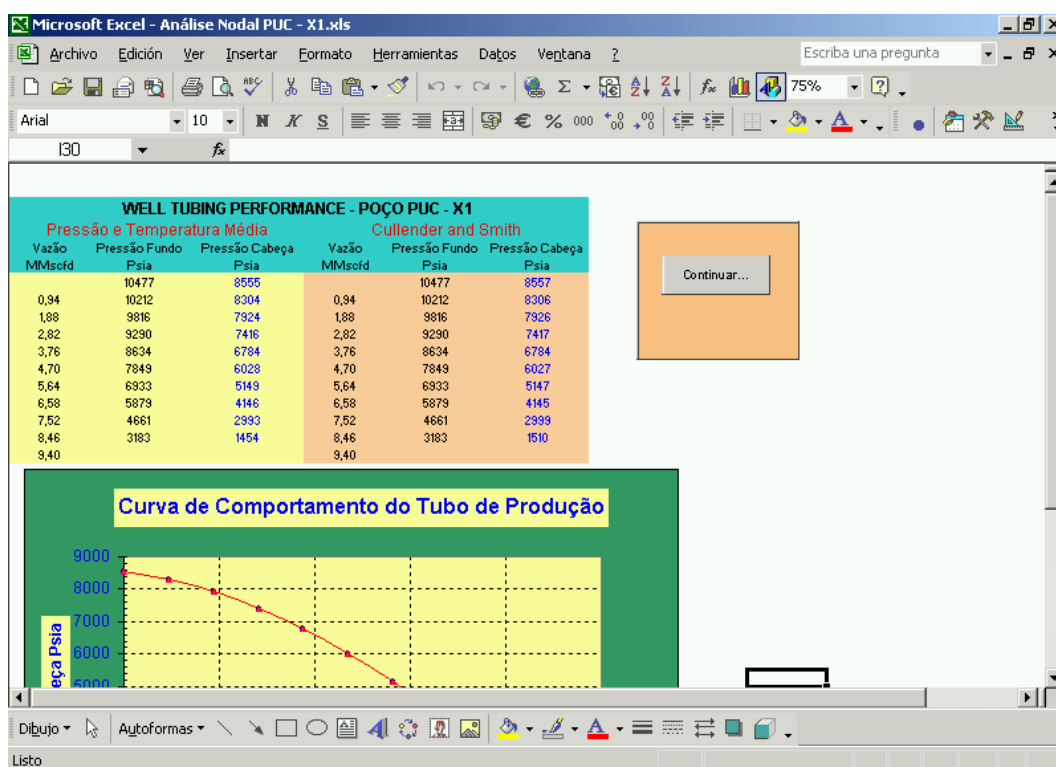
Vazão Qso (MMscfd)	Pressão fundo (psia)	Pressão cabeça estimada (psia)	S	e"s	No Reynolds	Factor Friccion	Grupo 1	Presion Cabeza (psi)
1,43	10447	8594	0,3936	1,4823	176976	0,01769	68825	8594
2,87	9463	7937	0,4121	1,5100	369993	0,01632	244184	7937
4,30	8734	7253	0,4333	1,5423	583873	0,01573	507978	7253
	8042	6543	0,4577	1,5804				6543

Opções: 3

Gerar Dados Continuar...

Figura F.22 Planilha Eletrônica, Queda de Pressão no Tubo Vertical (temperatura e compressibilidade média)

Para obter uma comparação dos dois métodos apresentados com seu respectivo gráfico, *figura F.23*, deve-se pressionar “Resumo” no formulário da *figura F.21*.

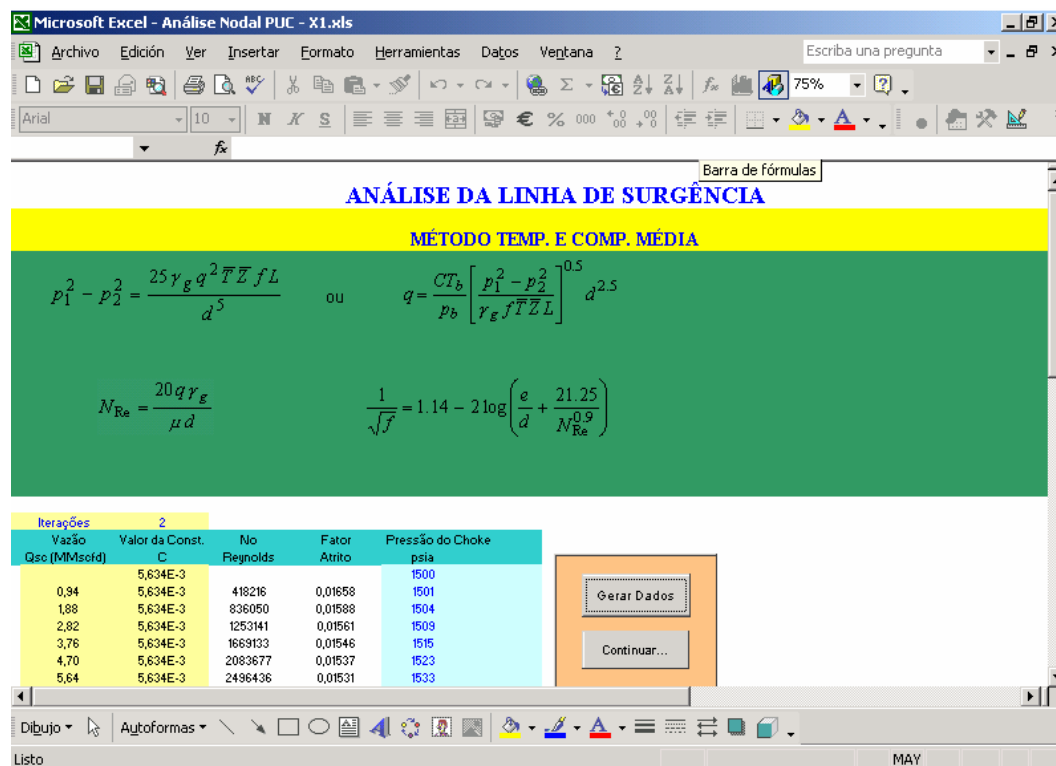


**Figura F.23 Planilha Eletrônica Resumo de Pressão na Cabeça do Poço.**

Posteriormente, selecionar no formulário da *figura F.21* a opção de segundo plano “*nó solução cabeça do poço*”, ingressando diretamente no sistema de cálculo da *tubulação de surgência (horizontal)*, que reflete em uma interface os métodos que determinam a queda de pressão na horizontal, *figura F.24*. Assim como todos os métodos anteriores, estes estão também inter-relacionados com planilhas eletrônicas a partir do mesmo editor de código de cada formulário.

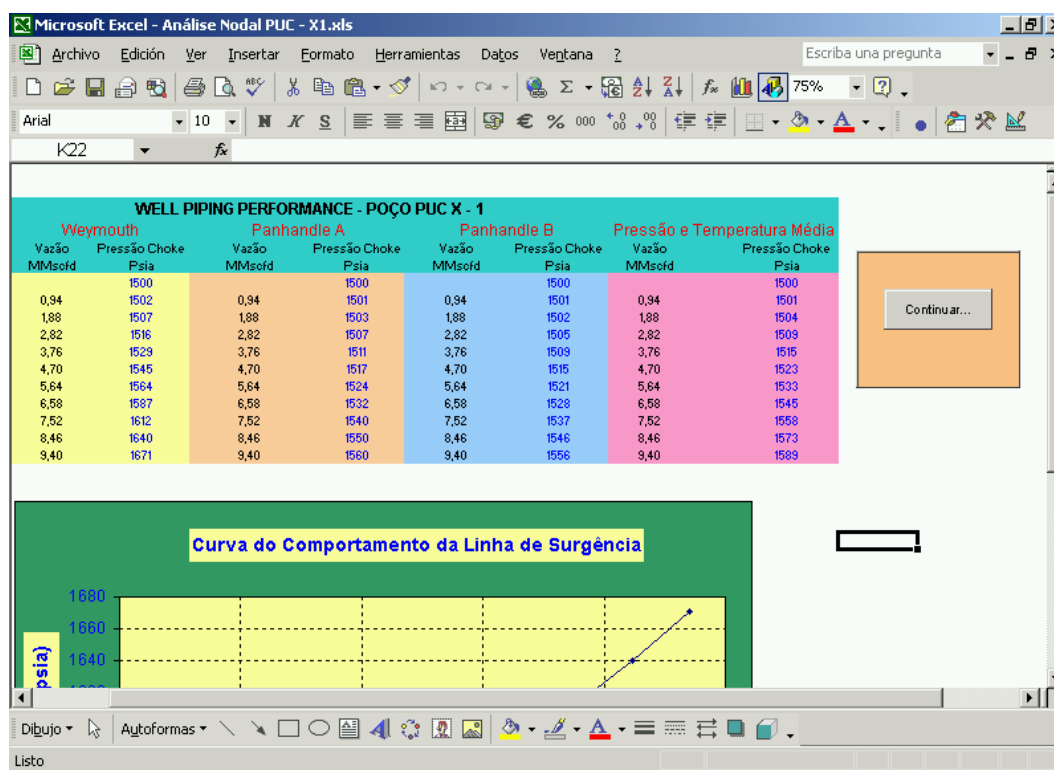
**Figura F.24 Formulário Queda de Pressão na Linha de Surgência**

Cada um dos métodos executados envia automaticamente seus resultados à planilha eletrônica dedicada à comparação dos métodos, *figura F.25*.



**Figura F.25 Planilha Eletrônica Queda de Pressão na Linha de Surgência**

Comparam-se todos os métodos apresentados e executados no formulário da *figura F.24*, clicando em “Resumo” na mesma figura, resultando em uma planilha eletrônica de comparação dos métodos, *figura F.26*



**Figura F.26 Planilha Eletrônica Resumo de Pressão na Cabeça do Poço (Linha de Surgência)**

Após deduzir os distintos valores resultantes, confirma-se no botão “*Seguinte*” no formulário da *figura F.24*, que permitirá a ativação da planilha eletrônica dedicada ao cálculo de sensibilidade aos diâmetros do tubo vertical e a linha de surgência, *figura F.27*.

Depois de definir os valores dos diferentes diâmetros de tubulação vertical e horizontal, na *figura F.27*, executa-se o botão “*Gerar Gráfica*”, que se reflete graficamente a projeção das curvas anteriormente sensibilizadas, para então introduzir os valores ótimos dos diâmetros, que são obtidos pelo usuário desde a representação gráfica dos dados, *figura F.28*

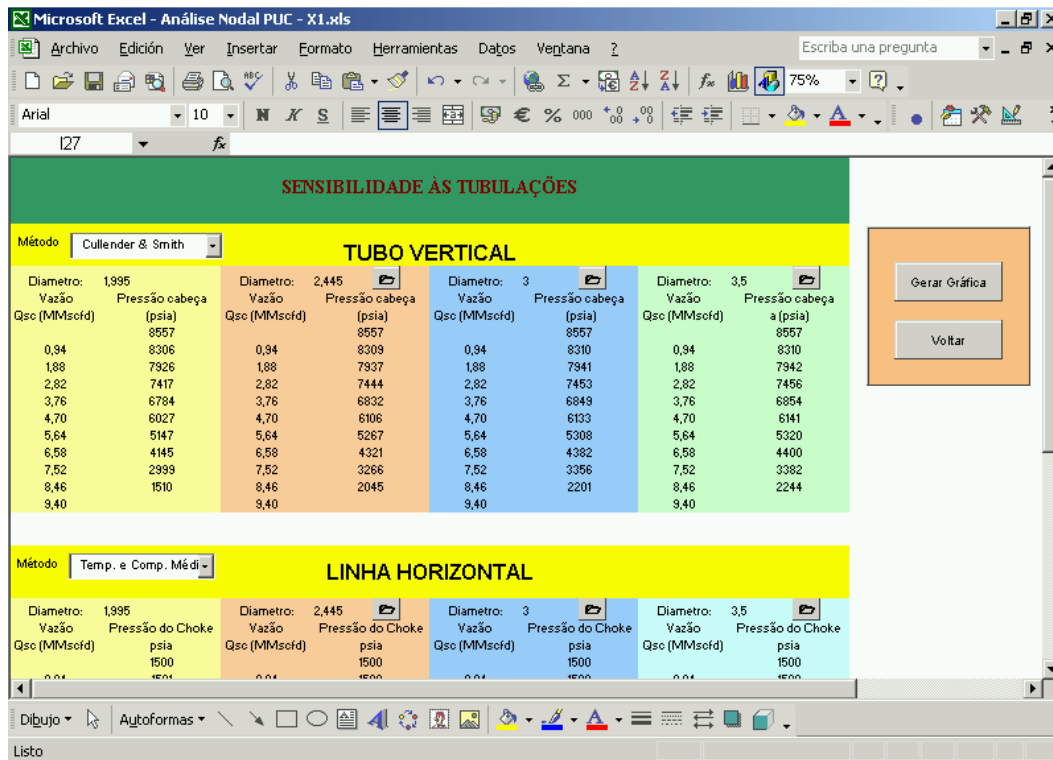


Figura F.27 Planilha Eletrônica, Sensibilidade ao Diâmetro, Tubo Vertical e Linha de Surgência

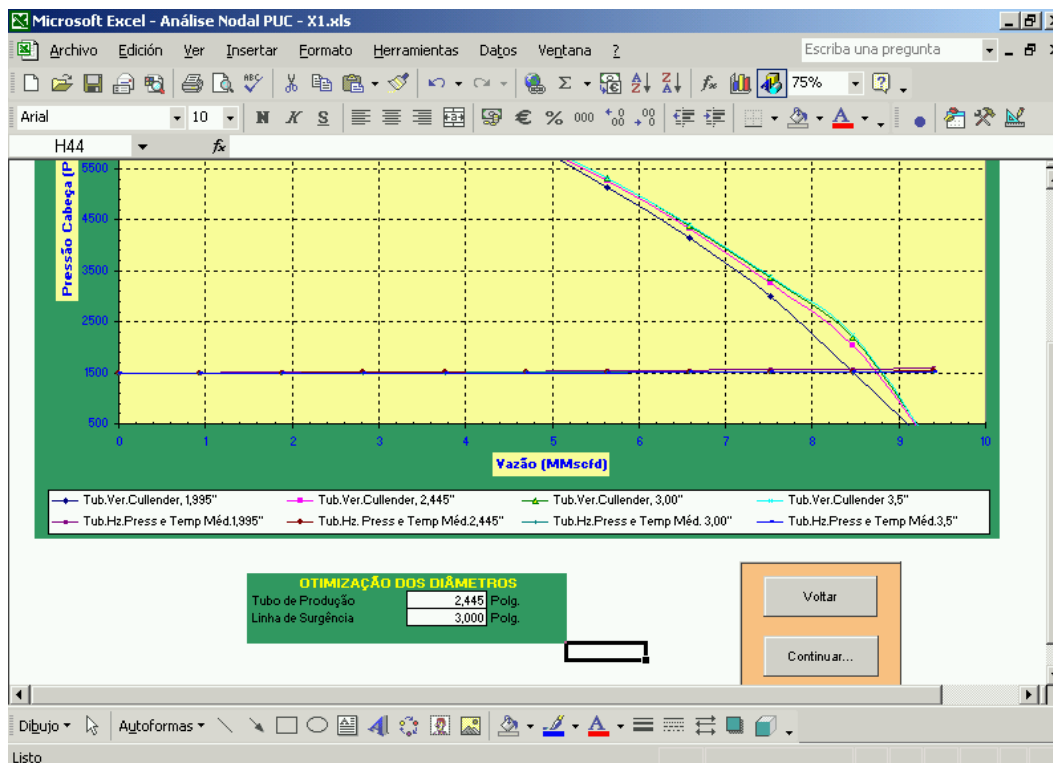
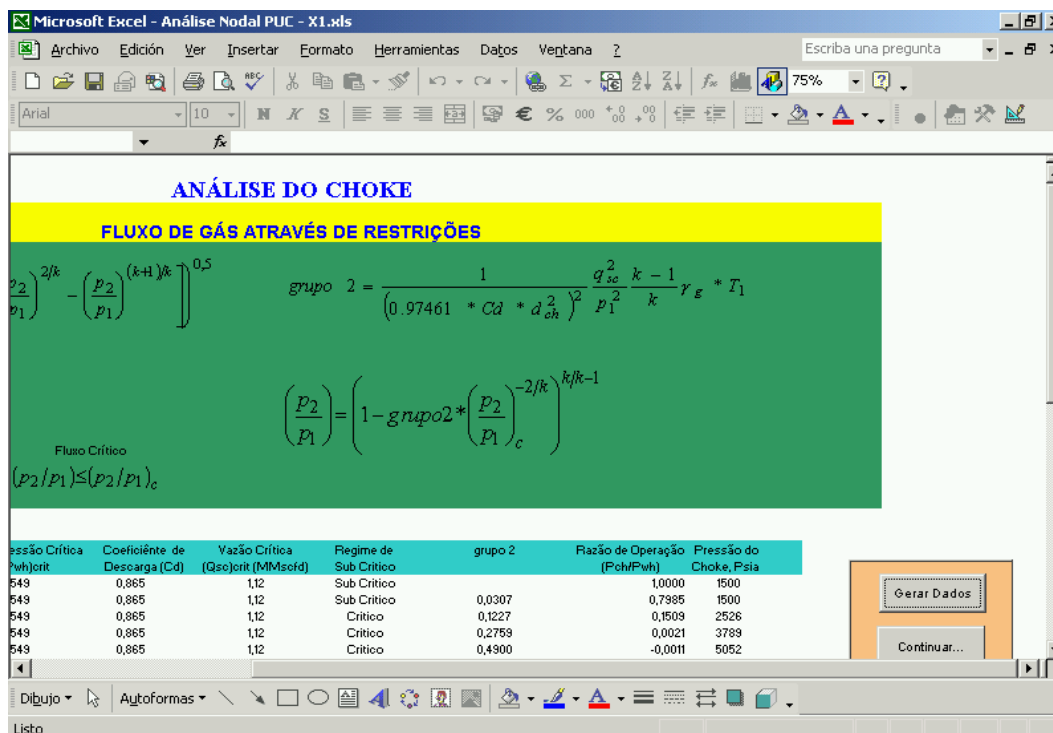


Figura F.28 Planilha Eletrônica, Representação Gráfica dos Diâmetros Sensibilizados

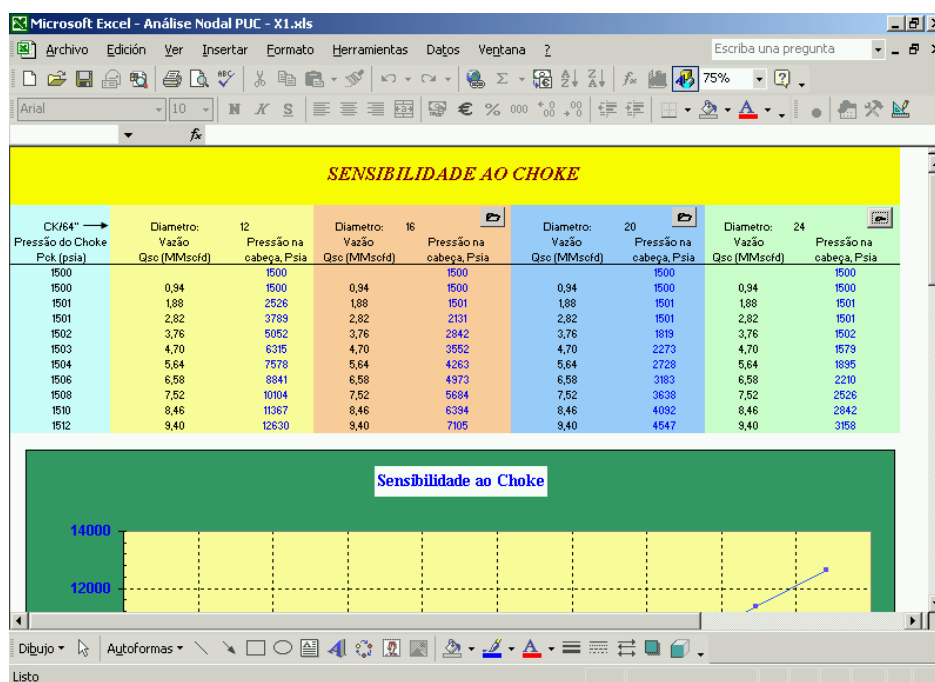


Definidos os valores de diâmetros no passo anterior, calcula-se a pressão *downstream* do *choke* que realiza o cálculo em uma planilha eletrônica que faz parte do sistema, *figura F.29*



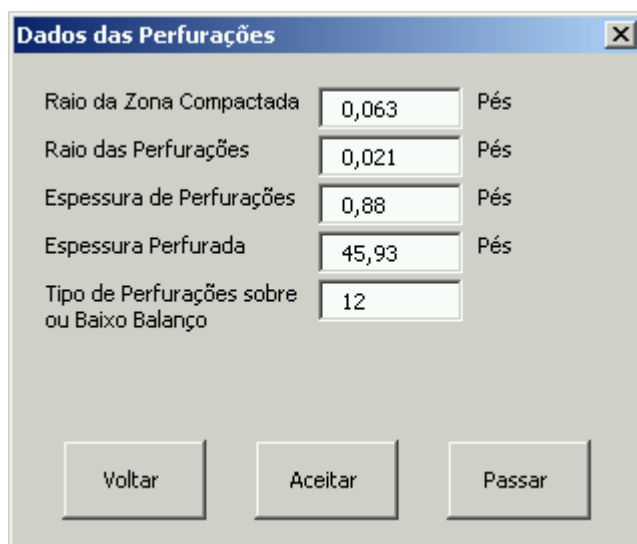
**Figura F.29 Planilha Eletrônica, Cálculo Pressão A Jusante do Choke**

Uma vez determinados, esses valores de pressão são transferidos simultaneamente à planilha eletrônica orientada à sensibilidade do choke, *figura F.30*



**Figura F.30 Planilha Eletrônica, Sensibilidade ao Choke**

Se o sistema recebe entrada de dados do reservatório, imediatamente desdobra um formulário que permitirá o ingresso de valores de perfurações, *figura F.31*, clicamos em “aceitar” e passamos a uma planilha eletrônica para fazer as sensibilidades às perfurações, *figura F.32*.



**Dados das Perfurações**

Raio da Zona Compactada: 0,063 Pés

Raio das Perfurações: 0,021 Pés

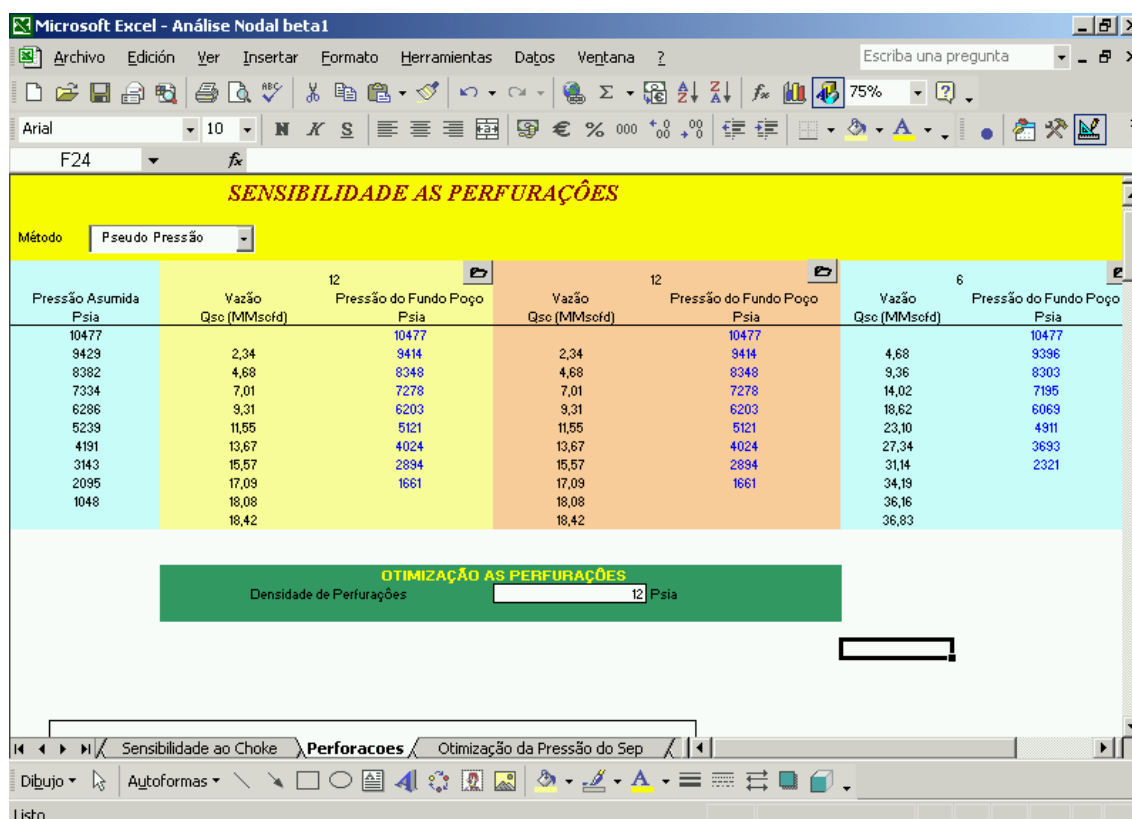
Espessura de Perfurações: 0,88 Pés

Espessura Perfurada: 45,93 Pés

Tipo de Perfurações sobre ou Baixo Balanço: 12

Voltar Aceitar Passar

**Figura F.31 Formulário Dados das Perfurações**



**SENSIBILIDADE AS PERFURAÇÕES**

Método: Pseudo Pressão

Pressão Asumida Psia	Vazão Qsc (MMsofd)	12 Pressão do Fundo Poço Psia	Vazão Qsc (MMsofd)	12 Pressão do Fundo Poço Psia	Vazão Qsc (MMsofd)	6 Pressão do Fundo Poço Psia
10477		10477		10477		10477
9429	2,34	9414	2,34	9414	4,68	9396
8382	4,68	8348	4,68	8348	9,36	8303
7334	7,01	7278	7,01	7278	14,02	7195
6286	9,31	6203	9,31	6203	18,62	6069
5239	11,55	5121	11,55	5121	23,10	4911
4191	13,67	4024	13,67	4024	27,34	3693
3143	15,57	2894	15,57	2894	31,14	2321
2095	17,09	1661	17,09	1661	34,19	
1048	18,08		18,08		36,16	
	18,42		18,42		36,83	

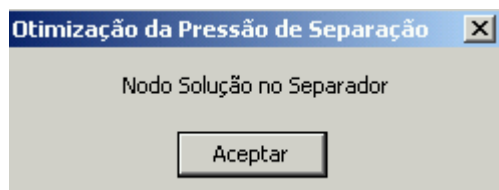
**OTIMIZAÇÃO AS PERFURAÇÕES**

Densidade de Perfurações: 12 Psia

Sensibilidade ao Choke Perfurações Otimização da Pressão do Sep

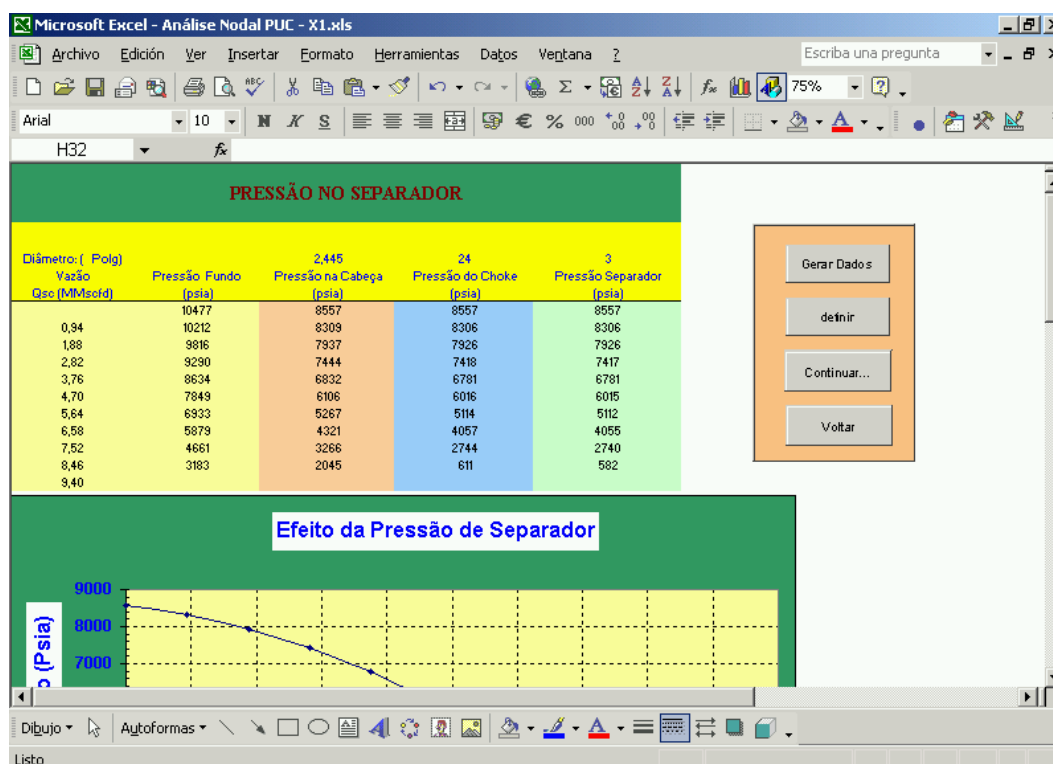
**Figura F.32 Planilha Eletrônica, Sensibilidade às perfurações**

Na planilha eletrônica da *figura F.32*, clicar em “continuar”, aparecendo um quadro de diálogo “Nó Solução no Separador”, *aceitar*.



**Figura F.33 Quadro de Diálogo Nó Solução no Separador**

Ingressando diretamente na planilha eletrônica. Tanto os resultados de teste como os de reservatório estão interligados a dita planilha e determinam a pressão de separação dentro do sistema total, *figura F.34*.



**Figura F.34 Planilha Eletrônica, Sensibilidade Pressão no Separador**

Clique em, “continuar”; aparece o quadro de diálogo “Nó Solução no Choke”, *figura F.35* dando o processo final do sistema, concentra-se no cálculo dos valores já sensibilizados nos distintos ambientes do programa, determinando assim os valores de produção otimizados, tais como a *vazão de produção*, *pressão de fundo*, *pressão na cabeça*, *pressão a jusante do choke* e a *pressão de separador*, 1500 psia para nosso caso de estudo, *figura F.36*.

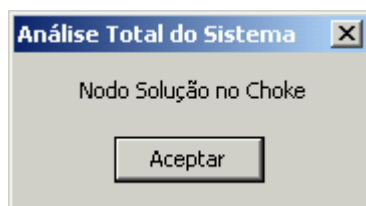


Figura F.35 Quadro de Diálogo Nó Solução no Choke

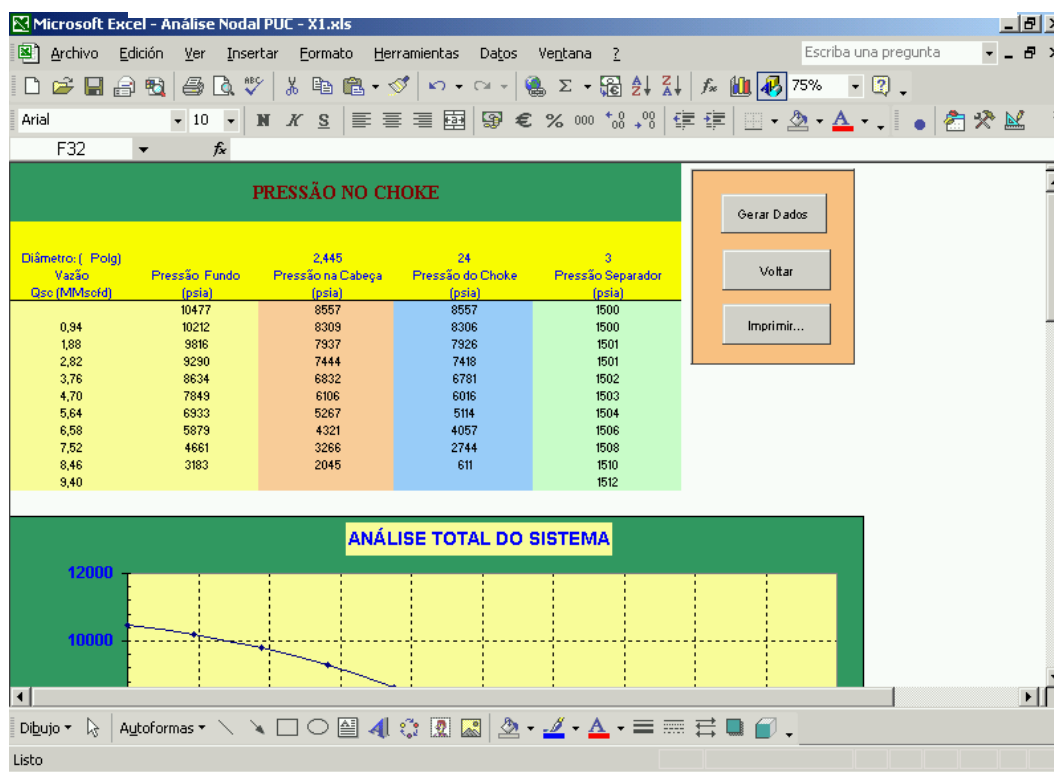
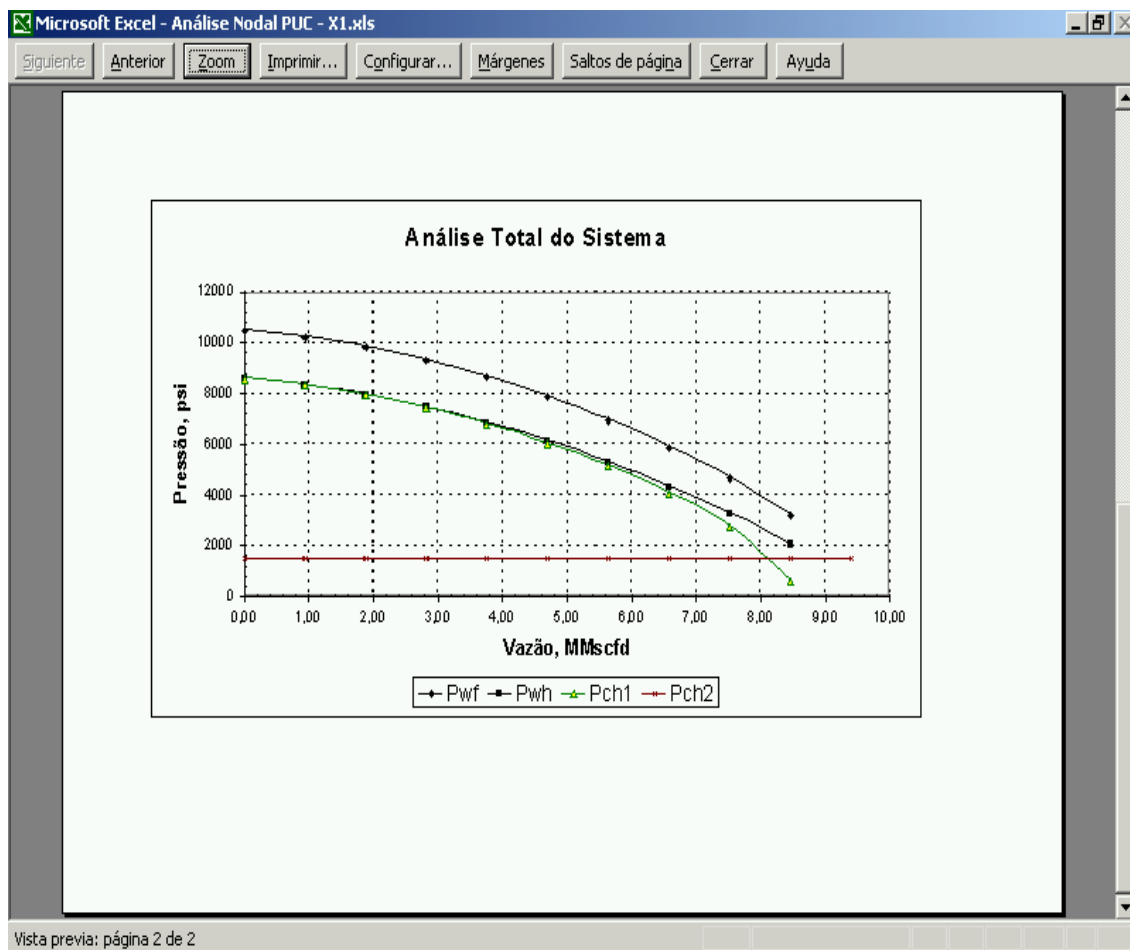


Figura F.36 Planilha Eletrônica, Análise Total Do Sistema de Produção

Os dados formam parte do documento de impressão (*planilha eletrônica*, figura F.36) que reflete os dados otimizados e a representação gráfica da “*Análise Total do Sistema*”, figura F.37.



**Figura F.37 Análise Total do Sistema de Produção**

## APÊNDICE G

### Sistemas e Conversões de Unidades

#### Variáveis e Parâmetros em Diversos Sistemas de Unidades

<i>Variável ou parâmetro</i>	<i>SI</i>	<i>DARCY</i>	<i>PETROBRAS</i>	<i>AMERICANO</i>
<i>Comprimento</i>	<i>m</i>	<i>cm</i>	<i>m</i>	<i>ft</i>
<i>Massa</i>	<i>kg</i>	<i>g</i>	<i>kg</i>	<i>lb</i>
<i>Temperatura absoluta</i>	<i>K</i>	<i>K</i>	<i>K</i>	<i>° R</i>
<i>Tempo</i>	<i>s</i>	<i>s</i>	<i>h</i>	<i>h</i>
<i>Permeabilidade</i>	<i>m<sup>2</sup></i>	<i>darcy</i>	<i>md</i>	<i>md</i>
<i>Pressão</i>	<i>Pa</i>	<i>atm</i>	<i>kgf/cm<sup>2</sup></i>	<i>psi</i>
<i>Viscosidade</i>	<i>Pa.s</i>	<i>cp</i>	<i>cp</i>	<i>cp</i>
<i>Vazão</i>	<i>m<sup>3</sup>/s</i>	<i>c m<sup>3</sup>/s</i>	<i>m<sup>3</sup>/d</i>	<i>bbl/d</i>
<i>Volume</i>	<i>m<sup>3</sup></i>	<i>cm<sup>3</sup></i>	<i>m<sup>3</sup></i>	<i>bbl</i>

## Constantes Físicas

### Constante Universal dos Gases (R)

<i>Unidade</i>	$\frac{\text{psi} \cdot \text{ft}^3}{\text{mol} - \text{lb} \cdot ^\circ \text{R}}$	$\frac{\text{lbf} \cdot \text{ft}}{\text{mol} - \text{lb} \cdot ^\circ \text{R}}$	$\frac{\text{atm} \cdot \text{cm}^3}{\text{mol} - \text{g} \cdot \text{K}}$	$\frac{\text{cal}}{\text{mol} - \text{g} \cdot \text{K}}$	$\frac{\text{kg} / \text{cm}^2 \cdot \text{m}^3}{\text{mol} - \text{kg} \cdot \text{K}}$
<i>R</i>	10,73	1.545	82,05	1,987	0,08478

### *°API*

$$^\circ \text{API} = \frac{141,5}{d(60^\circ \text{F})} - 131,5$$

### ÁGUA

<i>Ponto Triplo</i>	<i>Massa específica @ 15,56 °C</i>	<i>Gradiente @ 15,56 °C</i>	<i>Massa molecular</i>
0,01 °C	999,014 kg/m <sup>3</sup>	0,0999 kg/cm <sup>2</sup> / m	18
32,018 °F	62,4 lb/ft <sup>3</sup>	0,4331 psi/ft	
491,688 °R	8,34 lb/gal		
273,16 K	350 lb/bbl		

### AR

<i>Massa específica @ 15,56 °C</i>	<i>Massa molecular média</i>
1,2232 kg/m <sup>3</sup>	28,97
1,2232 x 10 <sup>-3</sup> g/cm <sup>3</sup>	
0,076362 lb/ft <sup>3</sup>	

## TABELAS DE CONVERSÃO DE UNIDADES

## Comprimento

<i>Polegada (in)</i>	<i>Pé (ft)</i>	<i>Jarda (yard)</i>	<i>Milha americana (U.S. (mile))</i>	<i>Milímetro (mm)</i>	<i>Metro (m)</i>
1	0,08333333	0,02777778	$1,578283 \times 10^{-5}$	25,4	0,0254
12	1	0,3333333	$1,893939 \times 10^{-4}$	304,8	0,3048
36	3	1	$5,681818 \times 10^{-4}$	914,4	0,9144
63.360	5.280	1.760	1	1.609.344	1.609,344
0,03937008	$3,280840 \times 10^{-3}$	$1,093613 \times 10^{-3}$	$6,213712 \times 10^{-7}$	1	0.001
39,37008	3,280840	1,093613	$6,213712 \times 10^{-4}$	1.000	1

## Área

<i>Polegada quadrada (in<sup>2</sup>)</i>	<i>Pé quadrado (ft<sup>2</sup>)</i>	<i>Jarda quadrada (square yard)</i>	<i>Acre (acre)</i>	<i>Milha quadrada (U.S. Square mile)</i>	<i>Metro quadrado (m<sup>2</sup>)</i>
1	$6,94444 \times 10^{-3}$	$7,71605 \times 10^{-4}$	$1,59423 \times 10^{-7}$	$2,490977 \times 10^{-10}$	$6,4516 \times 10^{-4}$
144	1	0,1111111	$2,29568 \times 10^{-5}$	$3,587006 \times 10^{-8}$	$9,2903 \times 10^{-2}$
1.296	9	1	$2,06612 \times 10^{-4}$	$3,228306 \times 10^{-7}$	0,8361274
6.272.640	43.560	4.840	1	0,0015625	4.046,856
4.014.489.600	27.878.400	3.097.600	640	1	2.589.988
1.550,0031	10,76391	1,195990	$2,47105 \times 10^{-4}$	$3,861022 \times 10^{-7}$	1

## Volume

<i>Polegada cúbica (in<sup>3</sup>)</i>	<i>Pé cúbico (ft<sup>3</sup>)</i>	<i>Litro (l)</i>	<i>Metro cúbico (m<sup>3</sup>)</i>	<i>Galão cúbico (U.S. Gallon)</i>	<i>Barril (bbl)</i>
1	$5,787037 \times 10^{-4}$	0,01638706	$1,638706 \times 10^{-5}$	$4,329004 \times 10^{-3}$	$1,03072 \times 10^{-4}$
1.728	1	28,31685	0,02831685	7,480520	0,1781076
61,02374	0,03531467	1	0,001	0,2641720	$6,28981 \times 10^{-3}$
61.023,74	35,31467	1.000	1	264,1720	6,289810
231,0000	0,1336806	3,785412	0,003785412	1	0,02380952
9.702,001	5,614584	158,9873	0,1589873	42	1

## Massa

<i>Onça (ounce)</i>	<i>Libra (lb)</i>	<i>Quilograma (kg)</i>	<i>Tonelada (ton)</i>
1	0,0625	0,02834952	$2,834959 \times 10^{-5}$
16	1	0,4535924	$4,535924 \times 10^{-4}$
35,27396	2,204623	1	0,001
35.273,96	2.204,623	1.000	1



### Pressão

$Kgf/cm^2$	$kPa$	$Lbf/in^2 (psi)$	<i>Atmosfera (atm)</i>
1	98,06650	14,22334	0,9678411
0,01019716	1	0,1450377	0,009869233
0,07030695	6,894757	1	0,06804596
1,033227	101,3250	14,69595	1

### Permeabilidade

<i>Milidarcy (md)</i>	<i>darcy</i>	$m^2$	$cm^2$
1	$1 \times 10^{-3}$	$9,86923 \times 10^{-16}$	$9,86923 \times 10^{-12}$
1.000	1	$9,86923 \times 10^{-13}$	$9,86923 \times 10^{-9}$
$101,325 \times 10^{10}$	$101,325 \times 10^{10}$	1	$10^4$
$101,325 \times 10^9$	$101,325 \times 10^6$	$10^{-4}$	1

### Viscosidade

<i>Centipoise (cp)</i>	<i>Pascal-segundo (Pa.s)</i>	$dina.s/cm^2$
1	$1 \times 10^{-3}$	$1 \times 10^{-2}$
1.000	1	10
100	0,1	1

### Temperatura

<i>de</i>	<i>para</i>	<i>Fórmula</i>
° Fahrenheit	Kelvin	$T_k = (T_F + 459,67)/1,8$
° Rankine	Kelvin	$T_k = T_R/1,8$
° Fahrenheit	° Rankine	$T_R = T_F + 459,67$
° Fahrenheit	° Celsius	$T_C = (T_F - 32)/1,8$
° Celsius	Kelvin	$T_k = T_C + 273,15$