

## 7 ANÁLISE DE APLICAÇÃO

### 7.1 Introdução

Em primeiro lugar, deixa-se estabelecido que a análise matemática a seguir considera métodos tanto gráficos quanto analíticos, com o propósito de chegar a um valor uniforme nas variáveis a ser determinadas. Fica estabelecido que a seleção dos métodos obedece a um procedimento ágil para o cálculo da engenharia de um poço com as características apresentadas na presente tese.

Particularmente, em campos de gás natural, o projeto de um sistema de produção não deve ser executado considerando independentemente o desempenho do reservatório e o cálculo do fluxo nas tubulações de produção e nas linhas e equipamentos de superfície. A avaliação do desempenho de um sistema de produção de gás requer a aplicação de um método de análise global que considere simultaneamente o escoamento nos diversos segmentos do sistema.

Neste trabalho de tese, foi feita uma análise global para o Poço *PUC – XI*, reservatório *ROBORE III*, ( ver *Apêndice D e E* ), para o qual foi desenvolvido um *SISTEMA AUTOMATIZADO*, (aplicando todos os métodos apresentados nos capítulos anteriores), utilizando a ferramenta “Excel 2002, Visual Basic Applications”, (*Apêndice F*).

De acordo com o método de cálculo desenvolvido, primeiramente determinam-se as propriedades do gás natural apresentadas no *apêndice A*, para então fazer-se a análise global de todo o sistema, aplicando os métodos apresentados nos *capítulos 3 , 4 e 5*.

### 7.2 Dados Básicos

Os dados a utilizar para determinar as propriedades do gás natural e o desenvolvimento da análise global de todo o sistema foram registrados no *Anexo D e E* , são os seguintes:

**Tabela 7.1**  
**Parâmetros Do Reservatório**

<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
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		0,55
Compressibilidade	Ct	psi <sup>-1</sup>	2,7 e-5

**Tabela 7.2**  
**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	16,0
Salinidade água		ppm	700

**Tabela 7.3**  
**Dados do Teste Sequencial**

<i>Tempo</i>	<i>CK</i>	<i>P.Surg.</i>	<i>Pet</i>	<i>Gás</i>	<i>RGP</i>	<i>°API</i>	<i>Água</i>	<i>Salin</i>	<i>Press.</i>
<i>Hrs</i>	<i>n/64"</i>	<i>PSI</i>	<i>BPD</i>	<i>MMPCD</i>	<i>PC/BBL</i>		<i>BPD</i>	<i>PPM Cl-</i>	<i>fundo</i>
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








**Tabela 7.4**  
**Composição do Gás Natural, Poço PUC – X1**

<i>Componente</i>	<i>Formula</i>	<i>Fração Molar</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

### 7.3

#### Determinação das propriedades do Gás Natural do Poço PUC – X1

Seguindo todos os procedimentos de cálculos fornecidos no *apêndice A*, determinam-se todas as propriedades do Gás Natural do *Poço PUC – XI* reservatório *ROBORE III*. Estas propriedades são:

-  Peso Molecular Aparente
-  Densidade
-  Fator Z
-  Massa Específica
-  Fator Volume de Formação
-  Compressibilidade Isotérmica
-  Viscosidade

## 7.3.1

Peso Molecular Aparente,  $M_a$ Tabela 7.5  
Peso Molecular Aparente

<i>Comp.</i>	<i>Yi (1)</i>	<i>Yi</i>	<i>Mi (2)</i>	<i>YiMi (3)</i>
	%			
C1	90,7400	0,9074	16,043	14,557
C2	3,7700	0,0377	30,070	1,134
C3	1,1500	0,0115	44,097	0,507
iC4	0,1900	0,0019	58,123	0,110
nC4	0,2700	0,0027	58,123	0,157
iC5	0,1200	0,0012	72,150	0,087
nC5	0,0900	0,0009	72,150	0,065
C6	0,1800	0,0018	86,177	0,155
C7+	0,1000	0,0010	114,231	0,114
N2	0,0100	0,0001	28,013	0,003
CO2	3,3800	0,0338	44,010	1,488
H2S	0,0000	0,0000	34,080	0,000
<b>Soma</b>	<b>100,000</b>	<b>1,000</b>		<b>18,377</b>

(1) Tabela 7.4, (2) Tabela A.2, (3) Elaboração própria

Aplicando-se a equação A.3 página 217, o peso molecular da mistura gasosa é:

$$M_a = 18,377 \text{ lbm/lb} - \text{mol}$$

## 7.3.2

## Densidade

Aplicando-se a equação A.7, página 218, o valor da densidade é

$$\gamma_g = 18,377/28,97 = 0,634$$

### 7.3.3

#### Fator compressibilidade Z

As correlações a ser utilizadas para a obtenção do *fator Z* são:

- Brill & Beggs
- Hall - Yarborough

#### 7.3.3.1

##### Correlações de Brill & Beggs

Fazendo uso da *equação A.26*, *página 229*, procede-se na determinação do valor de Z:

Tabela 7.6	
Fator Z – Brill & Beggs	
A	0,6305
B	7,2577
C	0,0341
D	1,1635
<b>Z</b>	<b>1,467</b>

#### 7.3.3.2

##### Correlações de Hall-Yarborough

Mediante a *equação A.33*, *página 232*, obtém-se o valor de Z de:

Tabela 7.7	
Fator Z –Hall-Yarborough	
Número de Iterações	5
<b>Z</b>	<b>1,418</b>

Conforme esperado, os resultados da aplicação de ambos os métodos são próximos, como pode ser visto na tabela seguinte.

Tabela 7.8	
Resumo dos valores obtidos de Z	
Método de Cálculo	Valores de Z (*)
Brill & Beggs	1,467
Hall-Yarborough	1,418

\* Elaboração própria

### 7.3.4 Massa Específica

Aplicando-se a equação A.5, página 218, para gases reais, para cada valor de  $Z$  determinado pelos diferentes métodos propostos, a tabela 7.9 mostra os valores da massa específica.

**Tabela 7.9**  
**Massa Específica do Gás Natural- Poço PUC – X1**

<i>Método de Z</i>	<i>Z(1)</i>	<i>P<sub>r</sub> (2)</i> <i>Psia</i>	<i>T<sub>r</sub> (2)</i> <i>°R</i>	<i>M(3)</i> <i>Lbm/lb-mol</i>	<i>R(4)</i> <i>psia ft<sup>3</sup>/lb – mol ° R</i>	<i>ρ<sub>g</sub> (5)</i> <i>lb/ft<sup>3</sup></i>
Brill & Beggs	1,467	10477	730	18,377	10,73	16,755
Hall-Yarborough	1,418	10477	730	18,377	10,73	17,334

(1) Tabela 7.8 , (2) Tabela 7.1, (3) Tabela 7.5, (4) Tabela A.1, (5) Elaboração própria.

### 7.3.5 Fator Volume de Formação, $B_g$

Para cada método de cálculo do fator  $Z$  mostrado na tabela 7.8 tem-se um valor de *fator volume de formação*, o qual é determinado através das equações A.41, A.42, A.43 e A.44 para diferentes unidades, páginas 234, 235.

**Tabela 7.10**  
**Fator Volume de Formação**

<i>Método de Z</i>	<i>Z(1)</i>	<i>p<sub>r</sub> (2)</i> <i>Psia</i>	<i>T<sub>r</sub> (2)</i> <i>°R</i>	<i>B<sub>g</sub> (3)</i> <i>ft<sup>3</sup>/scf</i>	<i>B<sub>g</sub> (3)</i> <i>bbls/scf</i>	<i>B<sub>g</sub> (3)</i> <i>scf/ft<sup>3</sup></i>	<i>B<sub>g</sub> (3)</i> <i>scf/bbls</i>
Brill & Beggs	1,467	10477	730	0,00289	0,00052	345,839	1941,000
Hall-Yarborough	1,418	10477	730	0,00280	0,00050	357,789	2008,073

(1) Tabela 7.8 , (2) Tabela 7.1 , (3) Elaboração própria

### 7.3.6 Compressibilidade Isotérmica

#### 7.3.6.1 Propriedades pseudo críticas

Utilizando-se as equações A.13 e A.14, página 224 e 225, obtém-se resultados das propriedades pseudo críticas mostrados na tabela 7.11.

**Tabela 7.11**  
**Propriedades Pseudo Críticas da Mistura**

<i>Comp</i>	<i>y<sub>i</sub></i> (1) %	<i>y<sub>i</sub></i>	<i>P<sub>ci</sub></i> (2) <i>psia</i>	<i>y<sub>i</sub> P<sub>ci</sub></i> (3)	<i>T<sub>ci</sub></i> (2) °R	<i>y<sub>i</sub> T<sub>ci</sub></i> (3)
C1	90,7400	0,9074	666,4	604,691	343,00	311,238
C2	3,7700	0,0377	706,5	26,635	549,59	20,720
C3	1,1500	0,0115	616,0	7,084	665,73	7,656
iC4	0,1900	0,0019	527,9	1,003	734,13	1,395
nC4	0,2700	0,0027	550,6	1,487	765,29	2,066
iC5	0,1200	0,0012	490,4	0,588	828,77	0,995
nC5	0,0900	0,0009	488,6	0,440	845,47	0,761
C6	0,1800	0,0018	436,9	0,786	913,27	1,644
C7+	0,1000	0,0010	360,7	0,361	1023,89	1,024
N2	0,0100	0,0001	493,1	0,049	227,36	0,023
CO2	3,3800	0,0338	1071	36,200	547,58	18,508
H2S	0,0000	0,0000	1300	0,000	672,12	0,000
<i>SOMA</i>		<i>1,0000</i>		<i>679,324</i>		<i>366,030</i>

(1) Tabela 7.1 (2) Tabela A.2, (3) Elaboração própria

### 7.3.6.2

#### Correções das propriedades pseudo críticas

Devido à presença de gases não hidrocarbonetos, deve-se fazer uma correção das propriedades pseudo críticas aplicando-se a *equação A.19*, página 228, obtém-se o valor de ajuste para então aplicar as *equações A.20 e A.21* para obter os valores de temperatura e pressão pseudo críticas ajustadas.

- Fator de ajuste  $\varepsilon = 5,160$
- Pressão pseudo crítica ajustada:  $p'_{pc} = 669,748 \text{ psia}$
- Temperatura pseudo crítica ajustada:  $T'_{pr} = 360,869^\circ R$

### 7.3.6.3

#### Propriedades pseudo reduzidas

Fazendo uso das *equações A.24 e A.25*, página 229 obtém-se os valores de pressão e temperatura pseudo reduzidas.

- Pressão Pseudo reduzida  $P_{pr} = 15,643$

- Temperatura Pseudo reduzida  $T_{pr} = 2,023$

A compressibilidade do Gás Natural é resolvida utilizando-se a aproximação  $(\partial Z / \partial p_r)_{T_r}$ , equação A.49, página 236, dando valores de 50 psia acima e 50 psia abaixo da pressão do reservatório, apresentados a seguir.

$P_r$ (Psia)	$p_{pr}$	$Z$
10427	15,569	1,462
10477	15,643	1,467
10527	15,718	1,472

A compressibilidade relativa é:

$$C_r = \frac{1}{15,643} - \frac{1}{1,467} \left( \frac{1,462 - 1,472}{15,569 - 15,718} \right)$$

$$C_r = 0,01818$$

Então, o valor da compressibilidade do gás é:

$$C = \frac{0,01818}{669,748} = 2,714 \times 10^{-5} \text{ psi}^{-1}$$

### 7.3.7

#### Viscosidade do Gás Natural

A viscosidade do gás natural será determinada pelo uso dos métodos apresentados, que são:

#### 7.3.7.1

##### Método de Carr, Kobayashi e Burrows

*Etapa 1 Viscosidade do gás à pressão atmosférica*



A partir da *figura A.8, página 241* determinamos a viscosidade do gás à pressão atmosférica, (1 atm.) para um peso molecular de 18,377 e uma temperatura do reservatório de 270°F.

$$\mu_1 = 0,0138 \text{ cp}$$

*Etapa 2 Correções pela presença de  $N_2$ ,  $CO_2$  e  $H_2S$ .*

A partir da mesma figura obtemos, valores de:

$$N_2 (0,01\%) = 0,00001$$

$$CO_2 (3,38\%) = 0,0002$$

$$H_2S (0,0\%) = 0,00000$$

Com a *equação A.50, página 237*, determinamos o valor da viscosidade do gás corrigida.

$$\mu_{1 \text{ corr}} = 0,01401 \text{ cp}$$

*Etapa 3 Pressão e temperatura pseudo reduzidas*

- Pressão pseudo reduzida:  $p_{pr} = 15,643$
- Temperatura pseudo reduzida:  $T_{pr} = 2,023$

*Etapa 4 Relação  $\mu/\mu_1$*

Tal relação é obtida a partir da *figura A.10, página 243*, o valor encontrado é:

$$\mu/\mu_1 = 2,43$$

*Etapa 5 Valor da viscosidade*

Fazendo uso da *equação A.51, página 236*, o valor da viscosidade do gás natural é:

$$\mu = 0,034 \text{ cp}$$

### 7.3.7.2

#### Método de Lee, Gonzalez e Eakin

O valor da viscosidade, é determinado com o uso da *equação A.52, página 238*.

**Tabela 7.12**  
**Viscosidade do Gás Natural**

<i>Método Z</i>	$\rho_g$ (1)	<i>K</i>	<i>X</i>	<i>Y</i>	$\mu$ (2)
	<i>gr/cm<sup>3</sup></i>				<i>cp</i>
Brill & Beggs	0,269	149,555	5,034	1,393	0,0335
Hall-Yaborough	0,278	149,555	5,034	1,393	0,0348

(1) Tabela 7.9 dividido entre 62,4 (2) Elaboração própria

## 7.4

### Análise reservatório - poço

Foi determinado o *Potencial Absoluto*, (*AOF*) para o poço em estudo aplicando-se os métodos propostos no capítulo 3, são eles:

- ✚ Simplificado
- ✚ Laminar Inercial Turbulento (LIT)
  - Pressão
  - Pseudo Pressão

Na determinação do *AOF* e da Curva do Comportamento do Reservatório, *IPR*, para visualizar a relação ( $P_{wf}$  vs  $q$ ), utilizaram-se os dados do teste sequencial, *tabela 7,3* e os dados do reservatório apresentados na *tabela 7.1*.

Inicialmente far-se-á uma análise do teste para validar os resultados dos períodos de fluxo, identificando as vazões mínimas para o levantamento de líquido contínuo e a velocidade de erosão.

#### 7.4.1

#### Vazão de fluxo mínimo para o levantamento de líquido contínuo e vazão de erosão

É necessário verificar as vazões mínimas de arrasto de fluido no fundo do poço devido à produção de líquido e segregação gravitacional, que causa uma acumulação de líquido no fundo, dando resultados errados, já que há tampões de líquido incrementando a pressão de fluxo no fundo, dando uma interpretação errada do potencial.

De acordo com o anteriormente mencionado, foi confeccionada uma tabela onde encontram-se as vazões mínimas de produção, tanto para o arrasto de condensado como também da água. Fazendo uso da *equação 4.59*, *página 115*.

**Tabela 7.13**  
**Vazão de fluxo mínima para o levantamento de líquido contínuo**

<i>Período</i>	<i>Vazão</i>	<i>Choke</i>	<i>Pres</i>	<i>Vel</i>	<i>Vel</i>	<i>Vazão</i>	<i>Vazão</i>
<i>De Fluxo</i>	<i>De Gás</i>	<i>Ck/64"</i>	<i>Surg</i>	<i>Gás/Água</i>	<i>Gás/Conde</i>	<i>Min. G/A</i>	<i>Min. G/C</i>
<i>(1)</i>	<i>MMscfd (1)</i>	<i>(1)</i>	<i>Psia (1)</i>	<i>Pé/seg (2)</i>	<i>Pé/seg (2)</i>	<i>MMscfd (2)</i>	<i>MMscfd (2)</i>
Fluxo 1	4,817	12	5950	3,38	2,22	2,35	1,54
Fluxo 2	6,296	16	4380	4,04	2,69	2,43	1,63
Fluxo 3	7,337	20	3350	4,68	3,15	2,40	1,62
Fluxo 4	8,080	24	2460	5,52	3,75	2,17	1,47

G/A = Gás – Água , G/C = Gás – Condensado , (1) Tabela 7.3 , (2) Elaboração Própria

Na tabela anterior, os resultados de vazões de fluxo mínima tanto para gás – água e gás – condensado, onde podemos concluir que os quatro fluxos do teste são apropriados para a aplicação da análise global, quer dizer que cumprem com as vazões mínimas de arrasto tanto de condensado como de água.

A vazão de erosão indica a máxima vazão de fluxo que se deve ter para não erosionar o sistema tubular na qual ocorreria problemas no sistema sub-superficial e superficial.

Para cada período de fluxo, aplicando as equações 4.67 e 4.68, página 119, a velocidade e vazão de erosão são:

**Tabela 7.14**  
**Velocidade e Vazão de Erosão**

<i>Velocidade de erosão</i>	<i>Vazão de erosão</i>
<i>pé/seg (1)</i>	<i>MMscfd (1)</i>
22,93	15,89
24,58	14,82
26,67	13,66
30,45	11,97

(1) Elaboração própria

Observa-se na tabela 7.14 que o teste em análise não resultou em problemas de erosão tubular.

### 7.4.2 Método simplificado

Seguindo o procedimento de cálculo no *capítulo 3, item 3.5.1*, obtemos o valor de  $AOF$ . Com os dados da *tabela 7.3*, determina-se o valor da diferencial de pressão ( $Dp^2$ ) mostrado na *tabela 7.15*, para então determinar o valor do expoente “n”, fazendo uso da *equação 3.85, página 81*. Portanto o valor encontrado de n é:

$$n = 0.7836$$

**Tabela 7.15**  
**Análise Simplificado**

<i>Período de Fluxo</i>	<i>Choke Ck/64"</i>	<i>Duração Hr</i>	<i>Pressão Psia</i>	<i>Pressão fechamento Psia, (1)</i>	<i>Vazão MMscfd</i>	<i>Vazão Mscfd</i>	<i>Dp^2 MMpsia^2</i>
(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(2)	(2)
Estática inicial	8	38	10477	10477	0,000	0,000	0,000
fluxo 1	12	12	7815	10463	4,817	4817	48,400
fluxo 2	16	12	6009	10463	6,296	6296	73,366
fluxo 3	20	12	4865	10463	7,337	7337	85,806
fluxo 4	24	12	3978	10463	8,080	8080	93,650

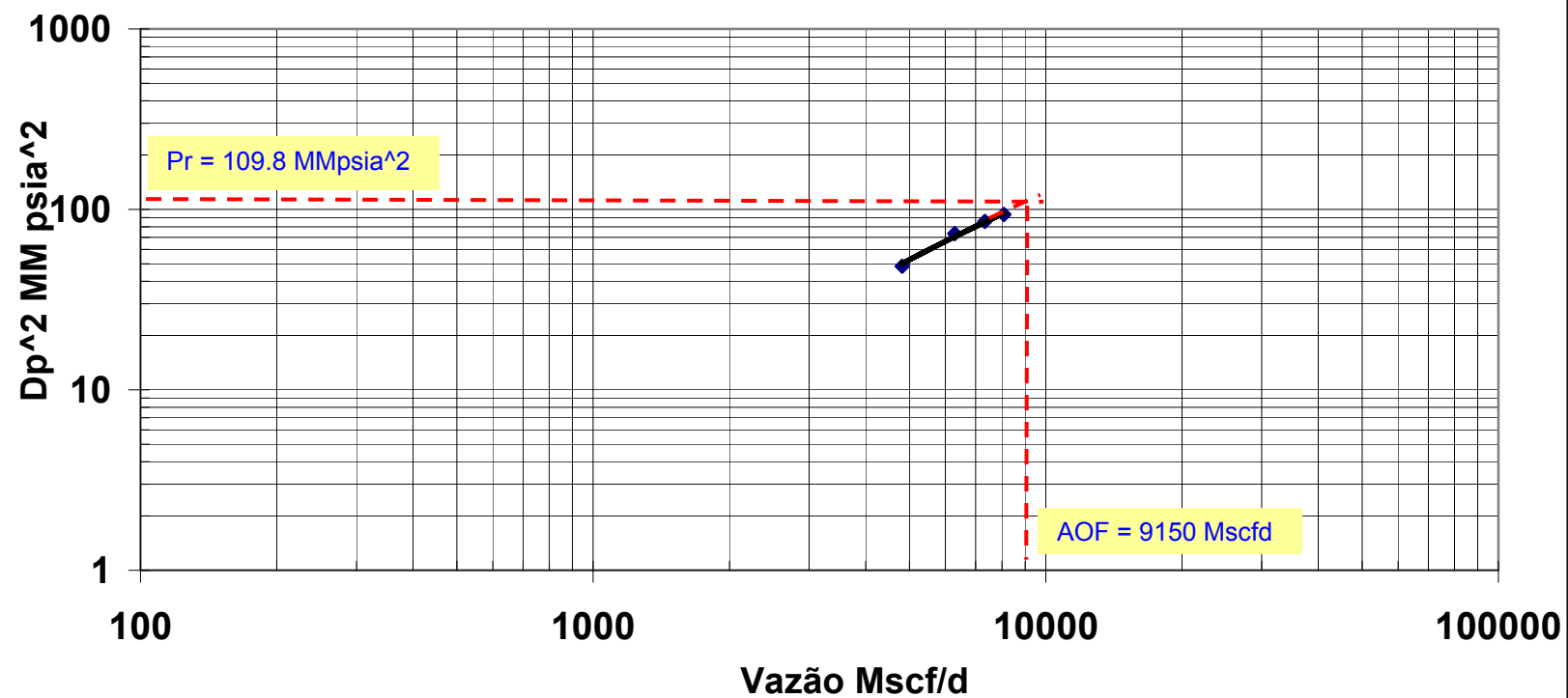
(1) Tabela 7.3 (2) Elaboração Própria.

A partir da tabela anterior, considerando-se os valores de vazão ( $q$ ) e diferencial de pressão ( $Dp^2$ ) é possível determinar o potencial máximo do poço ( $AOF$ ), apresentado no *gráfico 7.1*. Gráfico logarítmico,  $(p_R^2 - p_{wf}^2)$  versus  $q_g$

A *equação 3.86, página 81* para uma vazão de 8080 Mscfd e um  $DP^2 = 93,650 \text{ MMpsia}^2 \text{ psia}$ , proporciona um resultado de  $C$ .

$$C = 0.004579 \text{ MPCD} / \text{psia}^2$$

**Gráfico 7.1**  
**Esquema para Teste de Fluxo Convencional**



A equação que representa o potencial absoluto do poço, *equação 3.83*, *página 80*, é a seguinte:

$$q_{sc} = 0,004579(P_R^2 - P_{wf}^2)^{0,7836}$$

Se o poço tem na superfície uma contrapressão de 14.7 psia , seu potencial absoluto tem um valor quantitativo igual a:

$$AOF = 9,150 \text{ MMscfd}$$

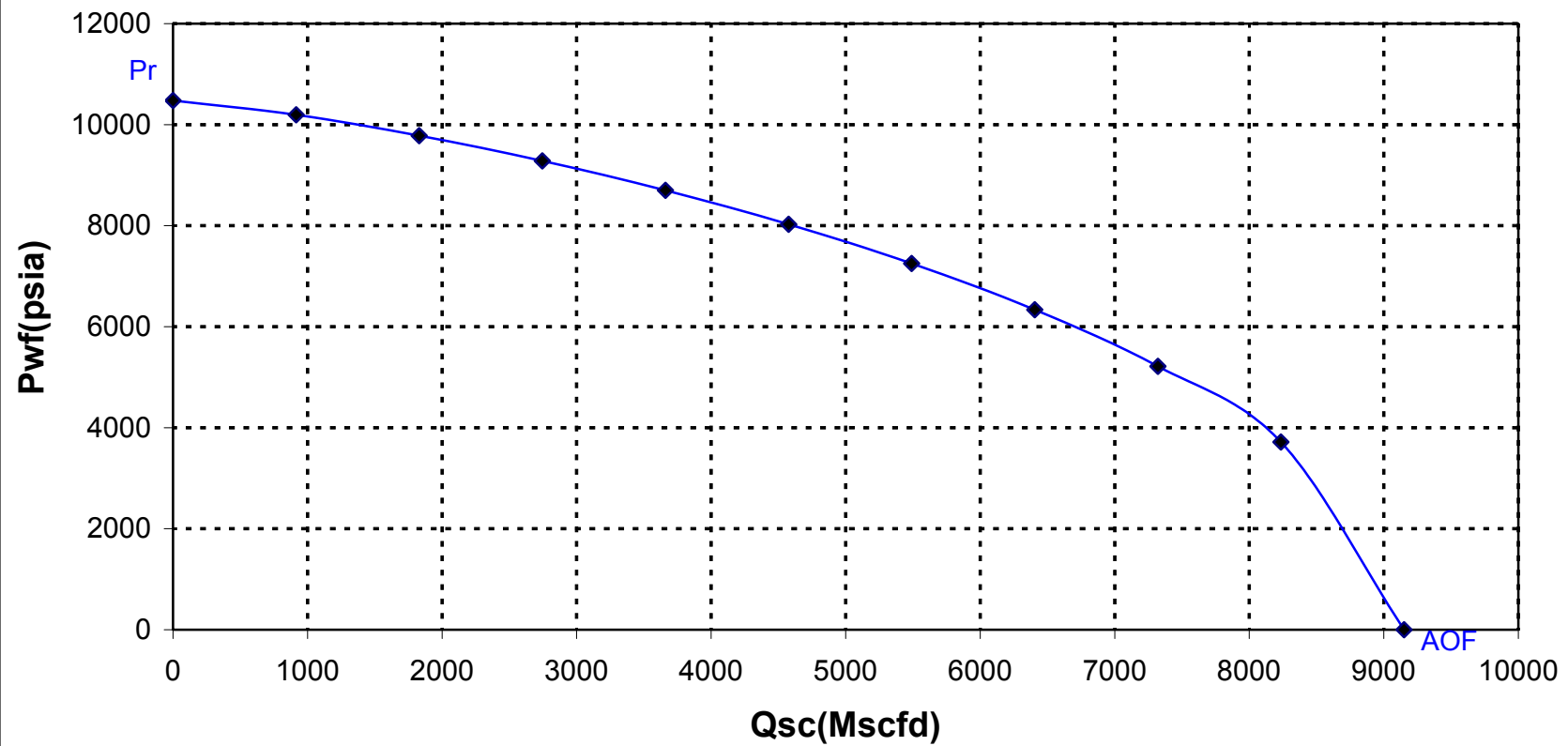
O *gráfico 7.2* mostra a curva do comportamento atual do reservatório gerada com base em diferentes valores estimados de vazão, fornecendo sua correspondente pressão de fundo do poço para o coeficiente “C” e expoente “n” encontrados anteriormente. As vazões assumidas estão no seguinte intervalo  $0 \leq Q_{sc} \leq AOF$  ; foi adotado um incremento da vazão assumida do 10% do valor do *AOF*.

**Tabela 7.16**  
**Curva de Comportamento do Reservatório (CCR)**  
**Método Simplificado**

<i>Vazão Gás Assumida</i>	<i>Pressão de fundo do poço</i>
<i>Q<sub>sc</sub> (Mscfd)</i>	<i>P<sub>wf</sub> (psia)</i>
(1)	(2)
0,00	10477,00
915,07	10195,84
1830,14	9782,16
2745,22	9281,75
3660,29	8699,16
4575,36	8027,70
5490,43	7250,60
6405,51	6335,37
7320,58	5215,44
8235,65	3716,10
9150,72	0,00

(1) Vazão Assumida (incremento do 10% ao valor do AOF) (2) Elaboração Própria

**Gráfico 7.2**  
**Curva de Comportamento do Reservatório (CCR)**



### 7.4.3 Método de pressão

Este método é recomendado para reservatórios que estejam na região de alta pressão ( $> 3000$  psi), como explicado na *página 64*. Isso justifica a escolha deste método de determinação do Potencial Absoluto. O procedimento de cálculo deste método apresenta-se na *página 90*, e inicia-se a partir da seguinte tabela.

**Tabela 7.17**  
**Análise Pressão**

<i>Período de Fluxo</i>	<i>Choke Ck/64</i>	<i>Duração Hr</i>	<i>Pressão Psia</i>	<i>Pressão de fechamento Psia</i>	<i>Vazão Mscfd</i>	<i>DP Psia</i>	<i>DP/q Psia/Mscfd</i>
<i>(1)</i>	<i>(1)</i>	<i>(1)</i>	<i>(1)</i>	<i>(1)</i>	<i>(1)</i>	<i>(2)</i>	<i>(2)</i>
fluxo 1	12	12	7815	10463	4817	2648	0,550
fluxo 2	16	12	6009	10463	6296	4454	0,707
fluxo 3	20	12	4865	10463	7337	5598	0,763
fluxo 4	24	12	3978	10463	8080	6485	0,803

(1) Tabela 7.3 (2) Elaboração Própria.

Com base na *tabela 7.17*, determina-se o *gráfico 7.3*, onde podemos obter os valores dos coeficientes turbulento  $B$  e laminar  $A$ .

Segundo o *gráfico 7.3*, o valor da pendente que representa ao coeficiente de fluxo turbulento, “B” é:

$$B = 8 \times 10^{-5} \text{ psia } / \text{Mscfd}^2$$

Interceptando-se a reta do *gráfico 7.3* com o eixo das ordenadas, é possível obter o coeficiente de fluxo laminar, “A”, cujo valor é:

$$A = 0,1937 \text{ psia } / \text{Mscfd}$$

Com os coeficientes A e B encontrados nos passos anteriores foi obtida a seguinte equação geral:

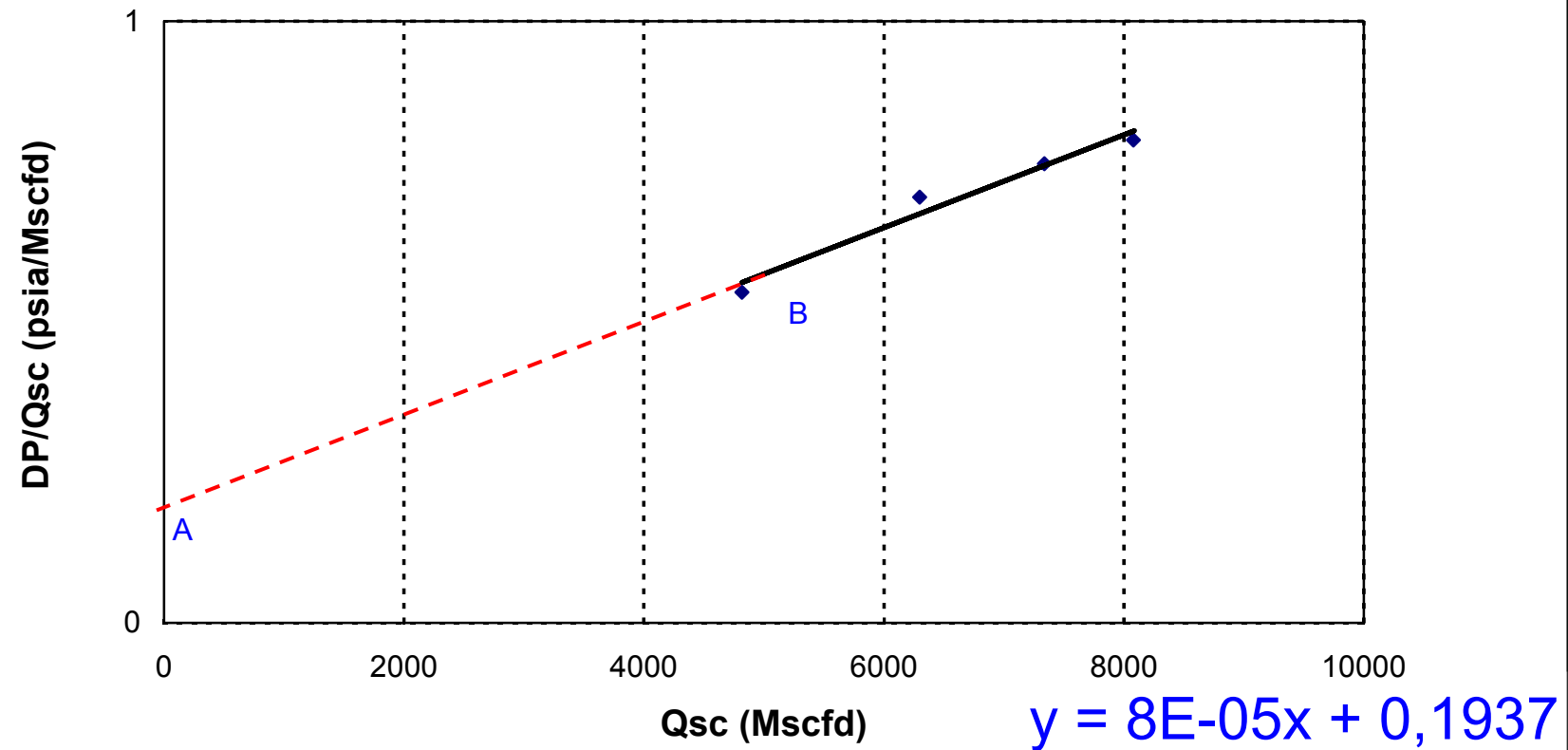
$$P_R - P_{wf} = 0,1937 q + 0,00008 q^2$$

Resolvendo essa equação para uma pressão de fundo poço  $0$  psi, o valor do AOF é:

$$AOF = 10,297 \text{ MMscfd}$$



**Gráfico 7.3**  
**Análise Gráfica para determinar os coeficientes A e B**



Fazendo uso da *equação 3.99*, *página 90* deve-se assumir diferentes valores da vazão e determinar as diferentes pressões de fundo do poço; a *tabela 7.18* mostra os diferentes valores de pressão do fundo para diferentes valores assumidos da vazão. Esta tabela nos permite determinar o *gráfico 7.4*, que mostra o comportamento da IPR.

**Tabela 7.18**  
**Curva de Comportamento do Reservatório (CCR)**  
**Método Pressão**

<i>Vazão Gás Assumida</i>	<i>Pressão de fundo do poço</i>
<i>Q<sub>sc</sub> (Mscfd)</i>	<i>P<sub>wf</sub> (psia)</i>
(1)	(2)
0,000	10477,00
1029,712	10192,72
2059,423	9738,79
3089,135	9115,21
4118,847	8321,99
5148,558	7359,11
6178,270	6226,59
7207,982	4924,41
8237,693	3452,59
9267,405	1811,12
10297,116	0,00

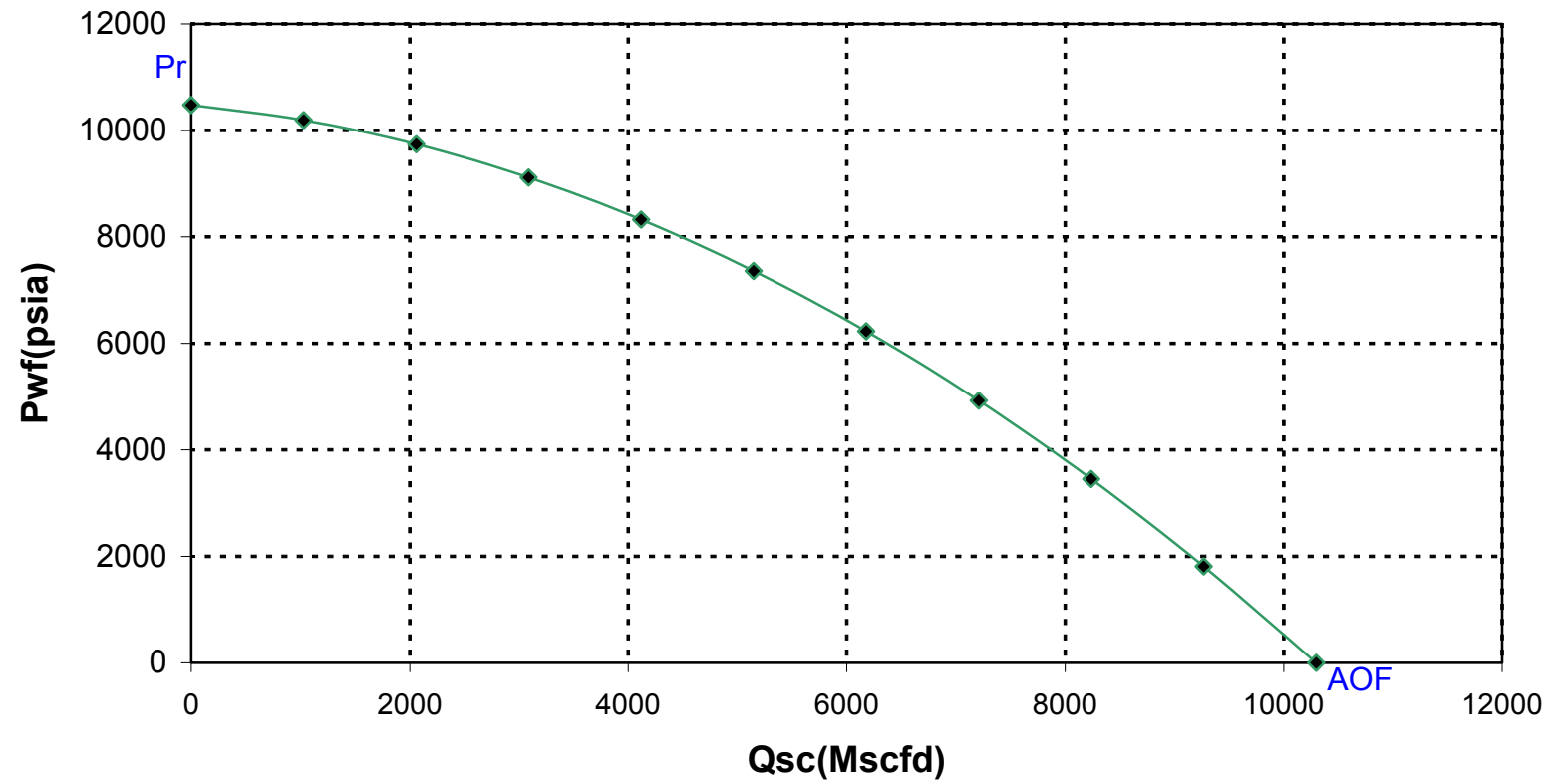
(1) Vazão assumida, (10% de incremento do valor do AOF) (2) Elaboração Própria.

#### 7.4.4 Método pseudo pressão

A função pseudo pressão para gás real é definida como a função,  $m(p)$  expressa na *equação 3.31*, *página 66*, a metodologia de calculo é apresentada no *Apêndice C*.

Através o método de cálculo de integração numérica apresentado no *apêndice C*, determina-se o valor de  $m(p)$ , *tabela 7.19* e seu gráfico correspondente, *gráfico 7.5*.

**Gráfico 7.4**  
**Curva de Comportamento do Reservatório (CCR)**



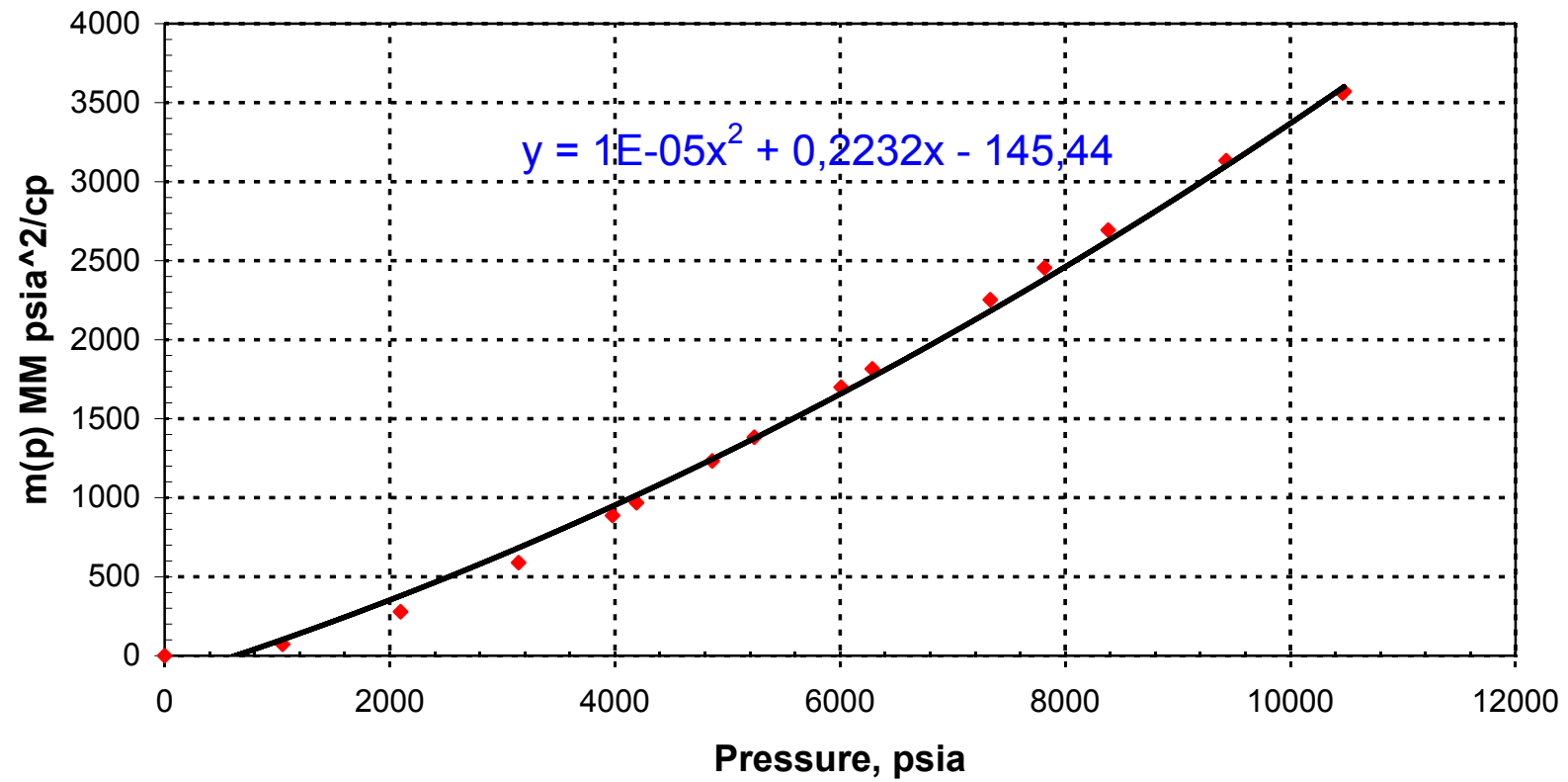
**Tabela 719**  
**Cálculo da Função Pseudo – Pressão  $m(P)$**

<i>Press As</i>	<i>FATOR</i>	<i>VIS.GAS</i>	<i>P/ZU</i>	$\Delta m(p)$	$m(p)$	$m(p)$
<i>PSI</i>	<i>COMP."Z"</i>	<i>cp</i>		$psi^2/cp$	$psi^2/cp$	$MMpsi^2/cp$
( 1 )	( 2 )	( 3 )	( 4 )	( 5 )	( 6 )	( 7 )
0,00	1,000	0,015	0	0	0	0
1047,70	0,957	0,016	69211	72512494	72512494	73
2095,40	0,934	0,018	127725	206330383	278842877	279
3143,10	0,938	0,020	168464	310317645	589160522	589
3978,00	0,961	0,022	188290	297854044	887014567	887
4190,80	0,970	0,023	191882	80900698	967915265	968
4865,00	1,005	0,024	200279	264394870	1232310135	1232
5238,50	1,027	0,025	203390	150770140	1383080275	1383
6009,00	1,080	0,027	207436	316541530	1699621805	1700
6286,20	1,101	0,027	208324	115248836	1814870641	1815
7333,90	1,185	0,029	209991	438269134	2253139775	2253
7815,00	1,225	0,030	210161	202135343	2455275117	2455
8381,60	1,274	0,031	210066	238100651	2693375769	2693
9429,30	1,367	0,033	209353	439424990	3132800759	3133
10463,00	1,461	0,034	208270	431696810	3564497568	3564
10463,00	1,461	0,034	208270	0	3564497568	3564
10463,00	1,461	0,034	208270	0	3564497568	3564
10463,00	1,461	0,034	208270	0	3564497568	3564
10477,00	1,462	0,034	208254	5831334	3570328903	3570

(1): Press. Assumida, incluindo os dados de pressão do teste, tabela 7,3, (2): Z calculado pelo método Brill & Beggs, (3):  $\mu$  obtido pelo método Lee, Gonzalez e Eakin, (4): (1)/(2)\* (3), (5): equação C.2, Apêndice C, (6): valor acumulado de (5), (7): (6)/1E6

Com os valores de pseudo pressão,  $m(p)$  encontrados na *tabela 7.19* para as pressões de abertura e fechamento do fluxo, elabora-se a *tabela 7.20*. Com base nesta tabela e aplicando mínimos quadrados, foram encontrados os valores dos coeficientes laminar “A” e turbulento “B”, *equações 3.101 e 3.102, página 91*; também foram determinados esses coeficientes a través do *gráfico 7.6*, que está em função da *tabela 7.20*.

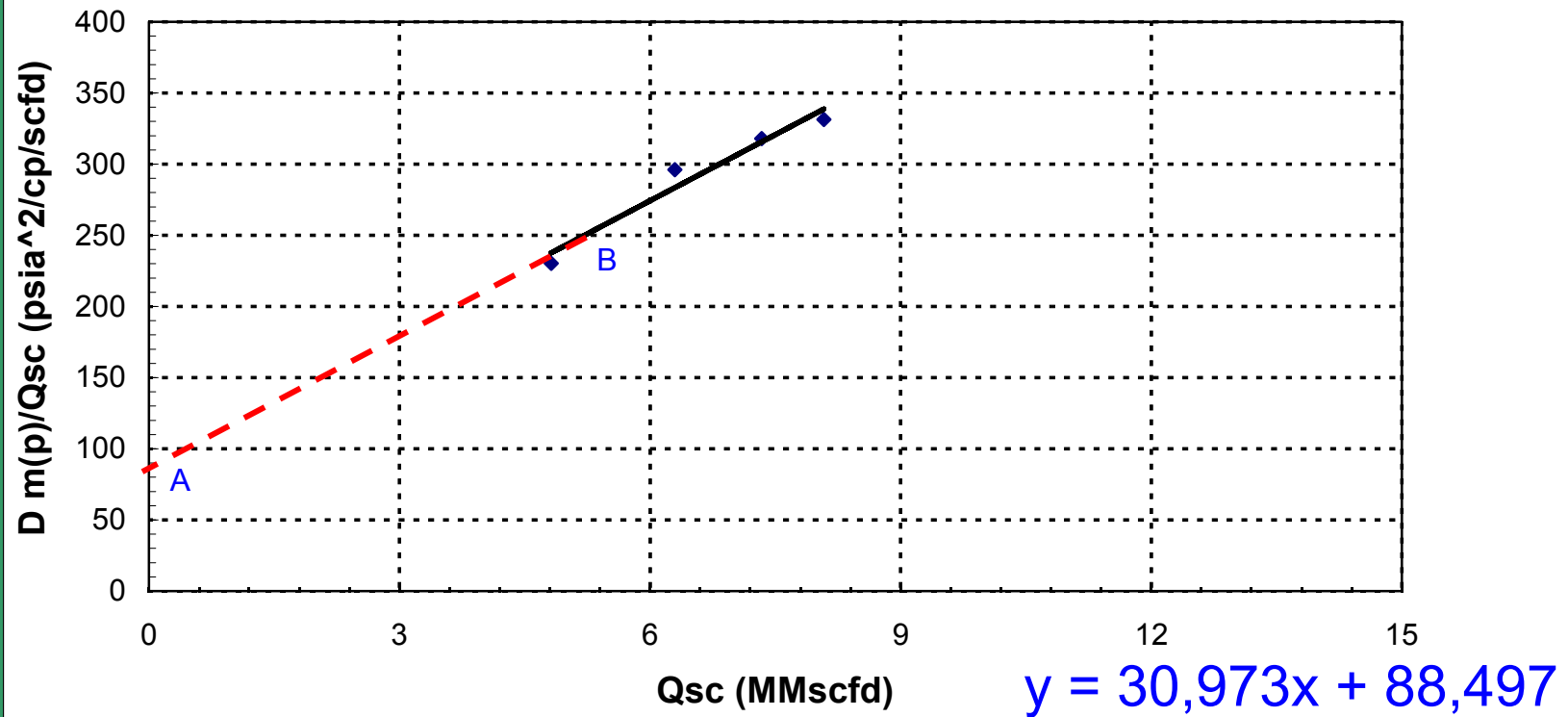
**Gráfico 7.5**  
**Pseudo Pressão Real do Gás**



**Tabela 7.20**  
**Análise Pseudo Pressão**

<i>Período de fluxo</i>	<i>Choque CK/64"</i>	<i>Dura hr</i>	<i>Pressão psia</i>	<i>Pressão de fecham. psia</i>	<i>Vazão MMscfd</i>	<i>m(p) fluxo MMpsi<sup>2</sup>/cp</i>	<i>m(p) fecha MMpsi<sup>2</sup>/cp</i>	<i><math>\Delta M(p)</math> MMpsia<sup>2</sup>/cp</i>	<i><math>\Delta M(p)/q</math> psia<sup>2</sup>/scf dcp</i>	<i>q<sup>2</sup> x10<sup>12</sup></i>	<i><math>\Delta M(p) - bq^2</math></i>
Fluxo 1	12	12	7815	10463	4,817	2455,275	3564,498	1109,222	230,272	23,203	390,532
Fluxo 2	16	12	6009	10463	6,296	1699,622	3564,498	1864,876	296,200	39,640	637,103
Fluxo 3	20	12	4865	10463	7,337	1232,310	3564,498	2332,187	317,867	53,832	664,842
Fluxo 4	24	12	3978	10463	8,08	887,015	3564,498	2677,483	331,372	65,286	655,343
somatória					26,530			7983,768	1175,711	181,96	2347,820

**Gráfico 7.6**  
**Análise Gráfico para determinar os coeficientes A e B**



Segundo a *tabela 7.20* e o *gráfico 7.6*, o valor da pendente que representa o coeficiente de fluxo turbulento “B” é:

$$B = 30,973 \text{ MMpsia}^2 / \text{cp} / \text{MMscfd}^2$$

Interceptando a reta do mesmo gráfico com o eixo das ordenadas, obtém-se o coeficiente de fluxo laminar “A”, cujo valor é:

$$A = 88,497 \text{ MMpsia}^2 / \text{cp} / \text{MMscfd}$$

Com os coeficientes A e B encontrados nos passos anteriores e substituí-los na *equação 3.100*, *página 91* obtemos a seguinte equação geral:

$$m(p_R) - m(p_{wf}) = 88,497 q + 30,973 q^2$$

Resolver esta equação assumindo diferentes valores de vazão, determinando os valores de pseudo pressão,  $m(p_{wf})$ , para assim construir o gráfico que representa a curva do comportamento baseado no método *pseudo pressão*, *gráfico 7.7*. Com esses valores de pseudo pressão,  $m(p_{wf})$  ir à *tabela 7.19* e determinar os valores das pressões de fundo do poço ( $p_{wf}$ ), (interpolando se necessário), ver *tabela 7.21*. Da mesma maneira que o método anterior, fazendo uso da *equação geral*, substituindo valores de pseudo pressão para um valor de  $m(p_{wf}) = 0$ , o valor do AOF, é:

$$AOF = 9,402 \text{ MMscfd}$$



**Tabela 7.21**  
**Curva de Comportamento do Reservatório (CCR)**  
**método pseudo pressão**

<i>Vazão Gás (Assum)</i>	<i>Pseudo pressão</i>	<i>Pressão fundo poço</i>
<i>Q<sub>sc</sub> (MMscfd)</i>	<i>m (pwf) MMpsia<sup>2</sup>/cp</i>	<i>Tabela ou gráfico m(p), psia</i>
(1)	(2)	(3)
0,00	3570	10477
940,25	3460	10212
1880,49	3294	9816
2820,74	3074	9290
3760,98	2799	8634
4701,23	2470	7849
5641,48	2085	6933
6581,72	1646	5879
7521,97	1152	4661
8462,22	603	3183
9402,46	0	0

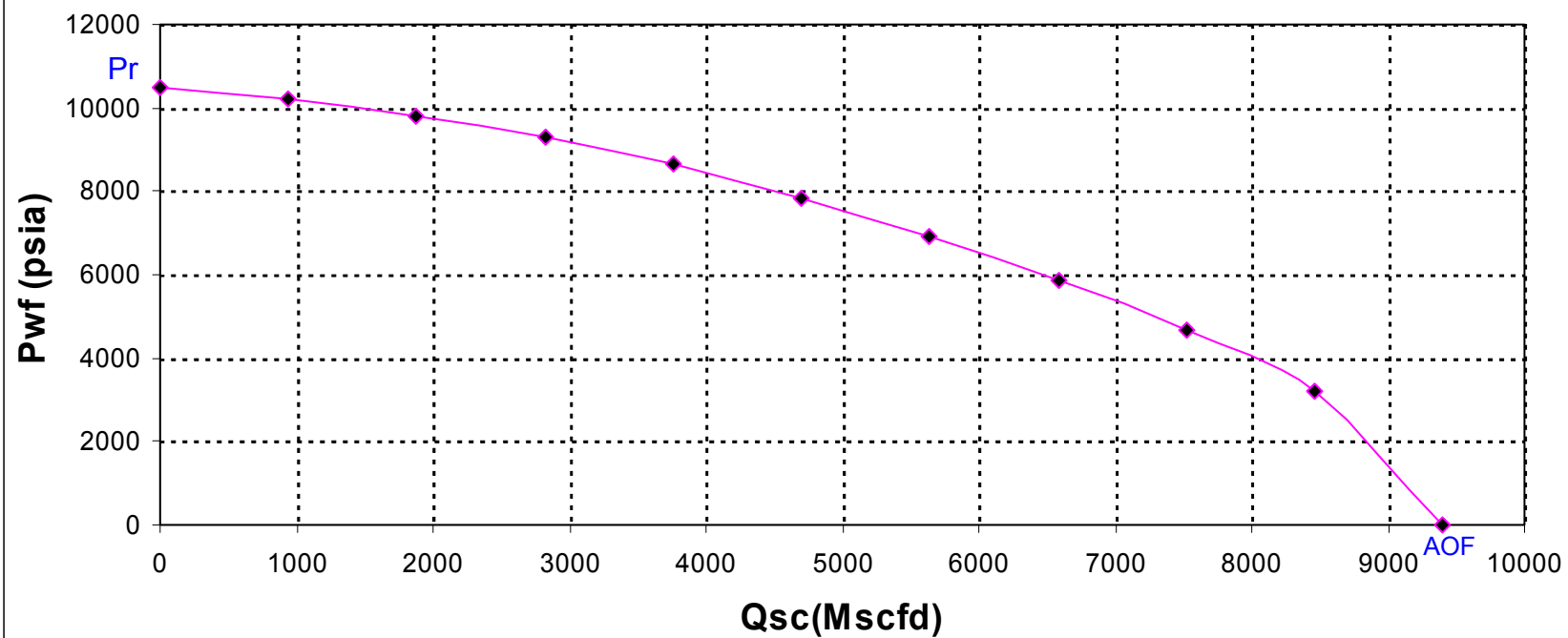
(1) Vazão Assumida (2) Tabela 7.19 (3) Elaboração Própria

O valor do *AOF* para os métodos apresentados anteriormente observa-se na seguinte tabela;

**Tabela 7.22**  
**Resumo dos valores de AOF(Teste)**

<i>Tipo de Análise</i>	<i>Coefficientes de</i>	<i>AOF</i>
	<i>Cálculo</i>	<i>MMscfd</i>
Simplificado	n = 0,784	9,150
	C = 0,0046	
Pressão	A = 0,1937	10,297
	B = 0,00008	
Pseudo Pressão	A = 88,497	9,402
	B = 30,973	

**Gráfico 7.7**  
**Curva de Comportamento do Reservatório (CCR)**

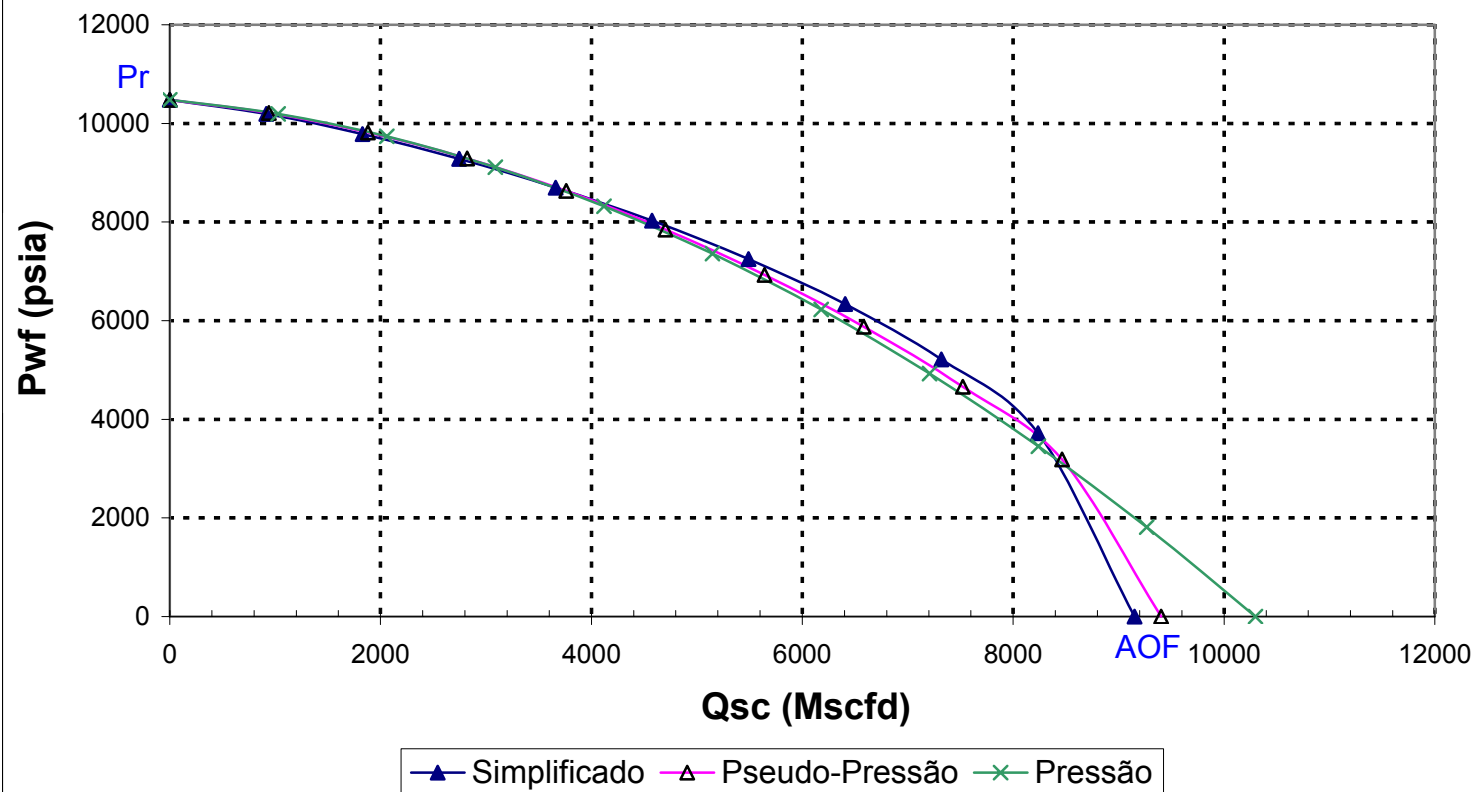


Aplicando-se um resumo também das curvas *IPR* de cada um dos métodos, apresentado no *gráfico 7.8*.

**Tabela 7.23**  
**Curva de Comportamento do Reservatório (CCR)**

<i>Vazão Gás</i>	<i>Pressão fundo</i>	<i>Vazão Gás</i>	<i>Pressão</i>	<i>Vazão Gás</i>	<i>Pressão</i>
<i>Assum</i>	<i>psia</i>	<i>Assum</i>	<i>Fundo psia</i>	<i>Assum</i>	<i>Fundo</i>
<i>MMscfd</i>		<i>MMscfd</i>	<i>psia</i>	<i>MMscfd</i>	<i>psia</i>
<i>Simplificado</i>		<i>Pressão</i>		<i>Pseudo</i>	
					<i>Press.</i>
0,00	10477	0,00	10477	0,00	10477
915,07	10196	1029,71	10193	940,25	10212
1830,14	9782	2059,42	9739	1880,49	9816
2745,22	9282	3089,13	9115	2820,74	9290
3660,29	8699	4118,85	8322	3760,98	8634
4575,36	8028	5148,56	7359	4701,23	7849
5490,43	7251	6178,27	6227	5641,48	6933
6405,51	6335	7207,98	4924	6581,72	5879
7320,58	5215	8237,69	3453	7521,97	4661
8235,65	3716	9267,40	1811	8462,22	3183
9150,72	0	10297,12	0,00	9402,46	0,00

**Gráfico 7.8**  
**Resumo das Curvas de Comportamento do Reservatório**



#### 7.4.5

##### Cálculo do AOF através de dados de reservatório

O método *pressão* aplica-se à equação 3.95, página 90, para determinar os valores da vazão para cada valor assumido de pressão de fluxo do poço para obter os valores da vazão, primeiramente devemos determinar os coeficientes laminar  $A$  e turbulento  $B$ , para cada valor assumido da pressão de fluxo do poço; para obter os valores desses coeficientes aplicam-se as equações 3.96 e 3.97, página 90. A equação 3.95 tem a forma quadrática, portanto, para obter o valor da vazão para cada pressão assumida, faz-se uso da equação 3.99, página 90. Para uma  $p_{wf} = 0 \text{ psi}$ , obtém-se o valor do potencial absoluto, que é:

$$AOF = 11,81 \text{ MMscfd}$$

para resolver o método pseudo pressão, aplica-se a equação 3.100, página 91, da mesma forma que o método anterior determinamos o coeficiente laminar  $A$  e turbulento  $B$ , aplicando as equações 3.103 e 3.104, página 91. Então determinamos o valor do  $m(p)$  para cada valor da pressão assumida seguindo o mesmo método de cálculo na tabela 7.19; com todos esses dados prontos, procede-se à determinação do valor da vazão. O AOF é determinado para uma  $p_{wf} = 0 \text{ psi}$  e o valor do potencial é:

$$AOF = 10,12 \text{ MMscfd}$$

Segundo a forma de cálculo de cada um dos métodos, obtém-se os seguintes valores de vazão para cada valor assumido de pressão de fluxo do poço, tabela 7.24; com esses dados obtém-se as curvas *IPR*, gráfico 7.9.

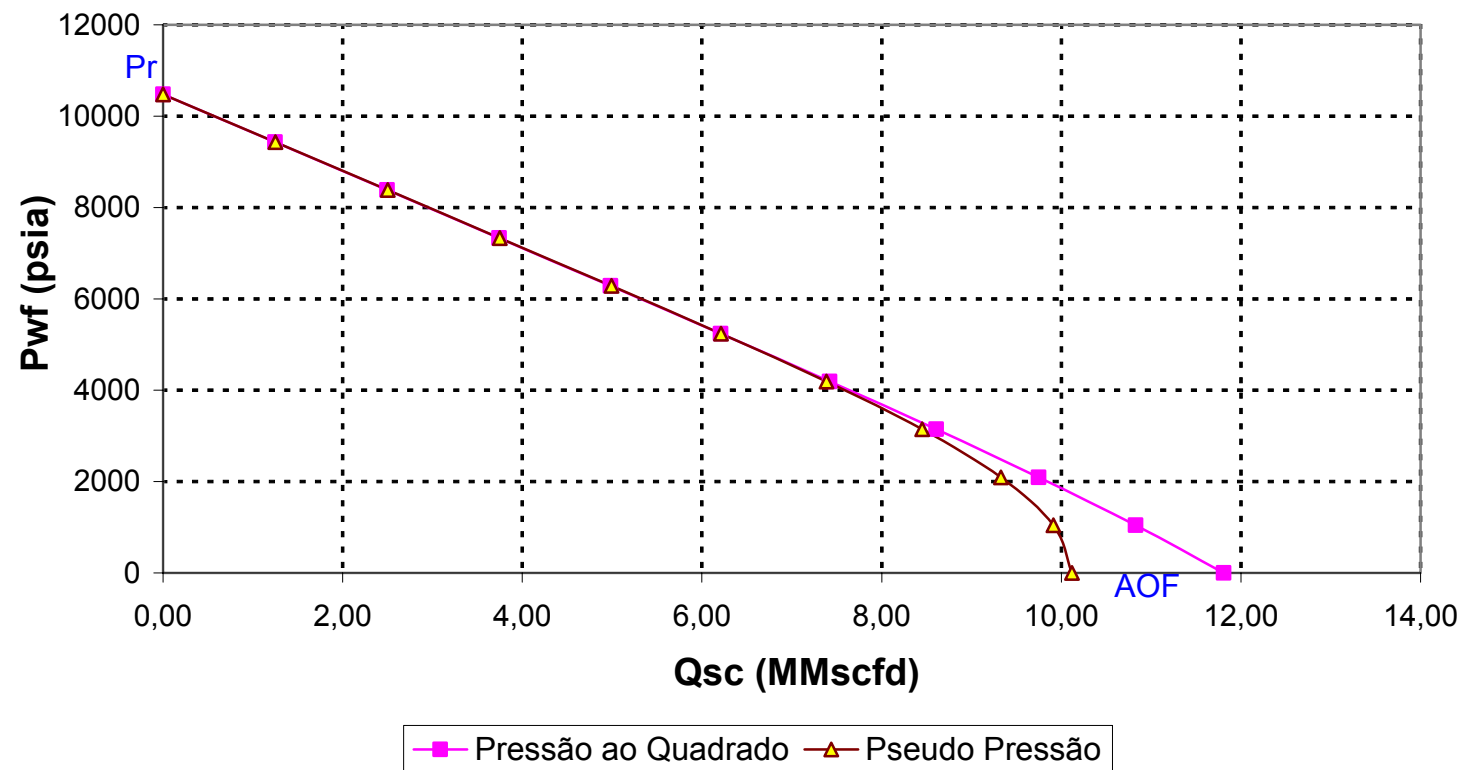
**Tabela 7.24**  
**Curva do Comportamento do Reservatório (CCR)**

<i>Pressão Fundo Psia (1)</i>	<i>Vazão Gás MMscfd Pressão (2)</i>	<i>Vazão Gás MMscfd Pseudo Press.(2)</i>
10477	0,00	0,00
9429	1,25	1,25
8382	2,50	2,50
7334	3,74	3,75
6286	4,98	4,99
5239	6,21	6,21
4191	7,42	7,38
3143	8,61	8,45
2095	9,75	9,33
1048	10,83	9,91
0	11,81	10,12

(1) Press. Assumida (2) Elaboração Própria

Fazendo uma análise do comportamento do fluxo reservatório - poço, tanto com dados do teste, *tabela 7.23*, *gráfico 7.8*, quanto com dados do reservatório, *tabela 7.24*, *gráfico 7.9*, vemos que o comportamento do poço é o mesmo para baixas vazões, qualquer que seja o método a utilizar. Quando o poço produz com altas vazões, há diferença no seu comportamento de um método para outro.

**Gráfico 7.9**  
**Resumo das Curva de Comportamento do Reservatório**  
**(Dados Reservatório)**



## 7.5

### Análise na coluna de produção e linha de fluxo

A análise é feita na cabeça do poço como nó solução (*nó 3, figura 6,4*); o sistema é dividido em dois componentes, constituindo o reservatório e o tubo de produção como um componente, e o separador e a linha de surgência como um segundo componente. O procedimento de cálculo para esta análise é apresentado na *página 140*.

#### 7.5.1

##### Coluna de produção

O primeiro componente, com a pressão do reservatório, assume uma vazão que procede para o centro do poço de modo a obter a pressão de fluxo do poço (métodos apresentados no *item 7.4*, simplificado, pressão e pseudo pressão); com a pressão encontrada no fundo continua-se em direção ao topo da coluna de produção para encontrar a pressão na cabeça do poço. Neste componente os métodos para determinar a pressão na cabeça são:

🌈 Temperatura e Compressibilidade Média

🌈 Cullender e Smith

Os dados principais utilizados pelos métodos mencionados na determinação da pressão na cabeça são :

<i>Temperatura na Cabeça do Poço</i>	$T_{wh}$	545 °R
<i>Comprimento da Tubulação</i>	$H$	14331,4 ft.
<i>Diâmetro Interno da Tubulação</i>	$d_i$	1,995- 2,445- 3,00- 3,5 in.
<i>Espessura da Tubulação</i>	$e$	0,0006 in.

##### 7.5.1.1

##### Temperatura e compressibilidade média

Para o desenvolvimento deste método, fazemos uso das vazões assumidas e das pressões de fluxo do poço ( $p_{wf}$ ); utilizamos a *equação 4.47, página 110*, seguindo o procedimento de cálculo na *página 111*.

A *tabela 7.25* resume as vazões assumidas, pressões no fundo determinadas pelo método *pseudo pressão*, e a pressão na cabeça encontrada por este método de



cálculo, sensibilizando o diâmetro da tubulação para diferentes valores em polegadas.

**Tabela 7.25**  
**Valores estimados da pressão na cabeça do poço para diferentes diâmetros**  
**(método temperatura e compressibilidade média)**

<i>Vazão Gás</i>	<i>Pressão fundo</i>	<i>Pressão</i>	<i>Pressão</i>	<i>Pressão</i>	<i>Pressão</i>
$q_{sc}$	<i>poço, <math>p_{wf}</math></i>	<i>Cabeça</i>	<i>cabeça</i>	<i>cabeça</i>	<i>cabeça</i>
<i>MMscfd</i>	<i>Psia (1)</i>	$P_{wh}$	$P_{wh}$	$P_{wh}$	$P_{wh}$
<i>(1)</i>		<i>Psia (2)</i>	<i>Psia (2)</i>	<i>Psia (2)</i>	<i>Psia (2)</i>
		<i>1,995"</i>	<i>2,445"</i>	<i>3,00"</i>	<i>3,500"</i>
0,00	10477	8555	8555	8555	8555
0,94	10212	8304	8307	8309	8309
1,88	9816	7924	7937	7941	7943
2,82	9290	7416	7444	7454	7458
3,76	8634	6784	6834	6852	6858
4,70	7849	6028	6109	6138	6147
5,64	6933	5149	5271	5316	5329
6,58	5879	4146	4327	4392	4412
7,52	4661	2993	3271	3368	3397
8,46	3183	1454	2030	2203	2253
9,40	0	0	0	0	0

(1) Tabela 7.23 (2) Elaboração própria.

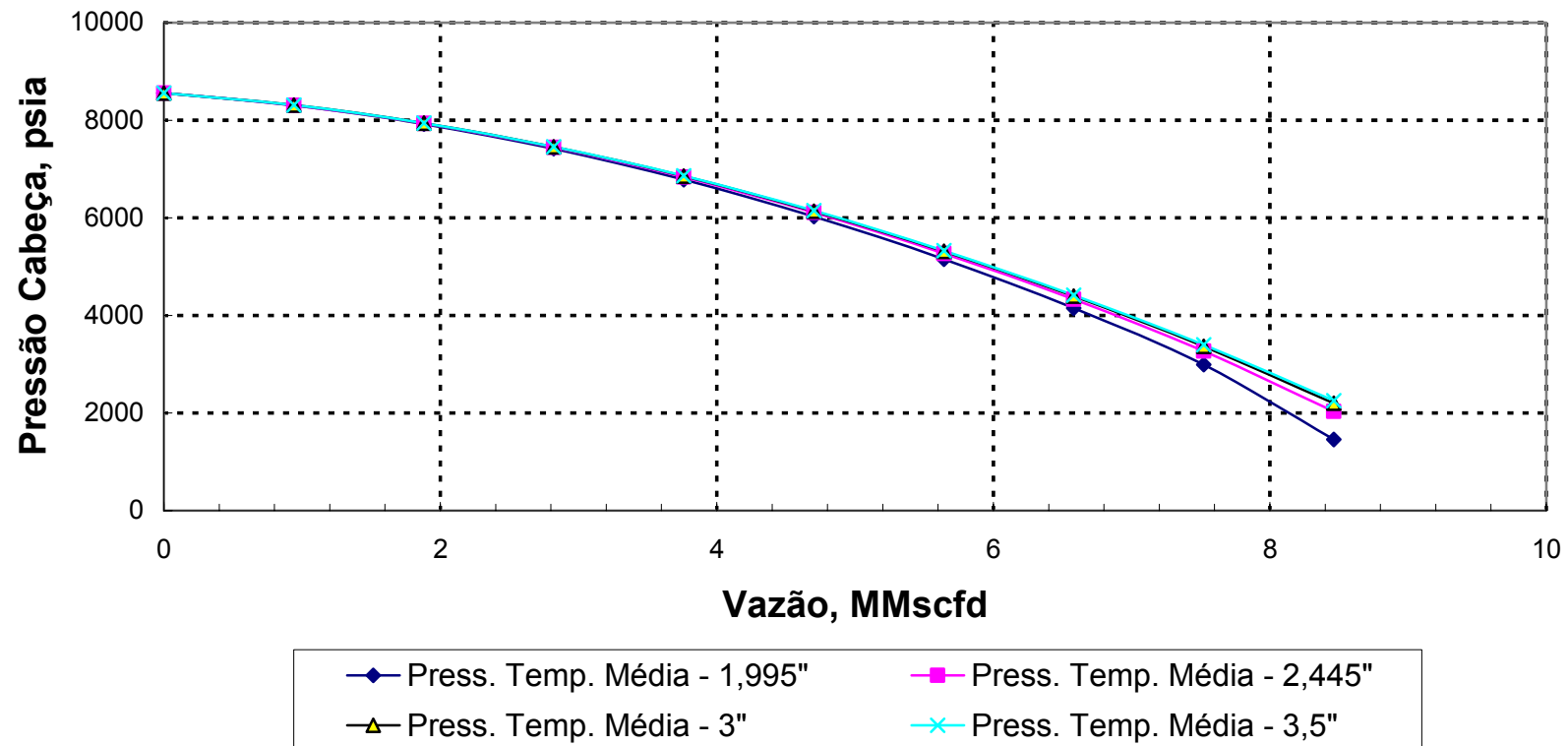
O gráfico 7.10 apresenta as curvas do comportamento na tubulação vertical, para o método de *temperatura e compressibilidade média*.

### 7.5.1.2 Método Cullender e Smith

Da mesma forma que o método anterior, para o desenvolvimento do método faz-se uso das vazões assumidas e as pressões de fluxo do poço ( $p_{wf}$ ) determinadas pelo *método pseudo pressão*.

Para a solução deste método, utiliza-se a equação 4.52, página 112 e equação 4.53 página 113, seguindo o procedimento de cálculo na página 113.

**Gráfico 7.10**  
**Curva de Comportamento na Tubulação Vertical (CCT)**  
**Temperatura e Compressibilidade Média**



A *tabela 7.26* resume as vazões assumidas, pressões no fundo determinadas pelo método *pseudo pressão* e a pressão na cabeça encontrada por este método de cálculo, sensibilizando o diâmetro da tubulação para diferentes valores em polegadas.

**Tabela 7.26**  
**Valores estimados da pressão na cabeça do poço para diferentes diâmetros**  
**(Método Cullender & Smith)**

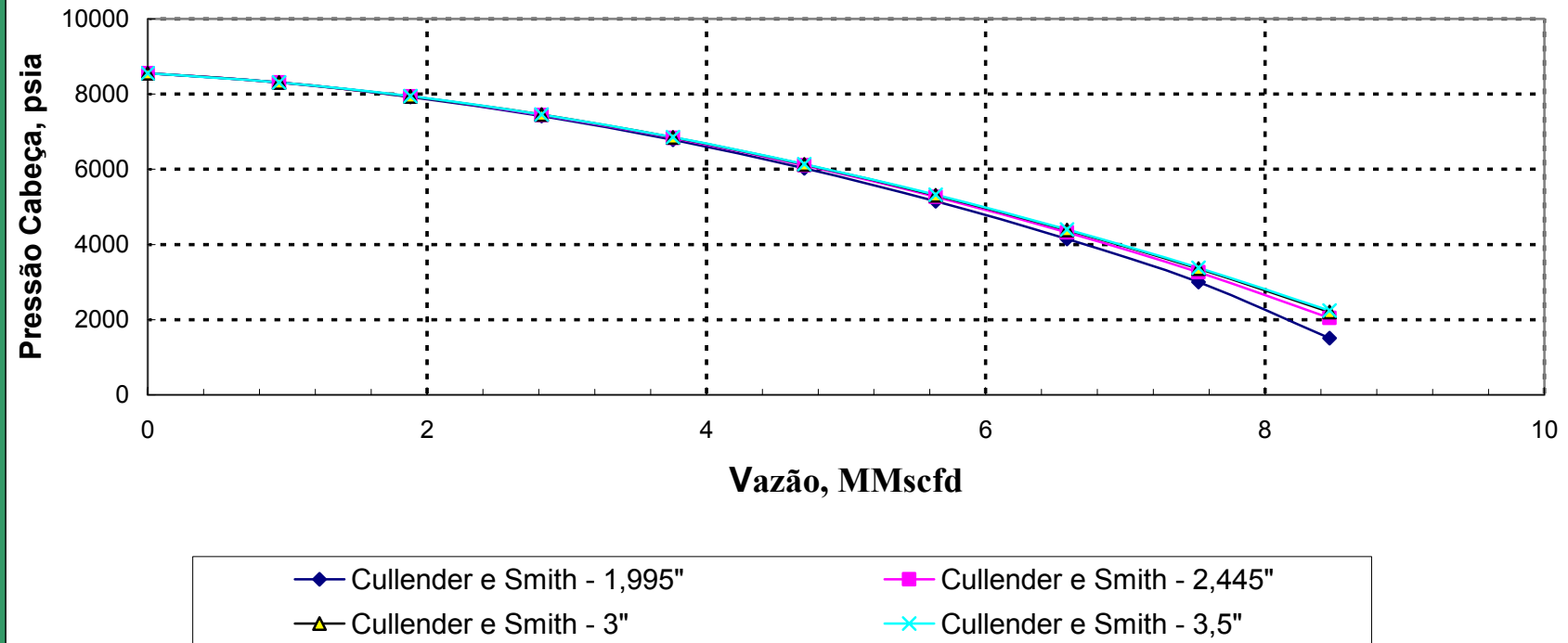
<i>Vazão Gás</i>	<i>Pressão fundo</i>	<i>Pressão</i>	<i>Pressão</i>	<i>Pressão</i>	<i>Pressão</i>
$q_{sc}$	<i>poço,</i>	<i>Cabeça</i>	<i>cabeça</i>	<i>cabeça</i>	<i>cabeça</i>
<i>MMscfd</i>	$P_{wf}$	$P_{wh}$	$P_{wh}$	$P_{wh}$	$P_{wh}$
<i>(1)</i>	<i>Psia (1)</i>	<i>Psia (2)</i>	<i>Psia (2)</i>	<i>Psia (2)</i>	<i>Psia (2)</i>
		<i>1,995"</i>	<i>2,445"</i>	<i>3,00"</i>	<i>3,500"</i>
0,00	10477	8557	8557	8557	8557
0,94	10212	8306	8309	8310	8310
1,88	9816	7926	7937	7941	7942
2,82	9290	7417	7444	7453	7456
3,76	8634	6784	6832	6849	6854
4,70	7849	6027	6106	6133	6141
5,64	6933	5147	5267	5308	5320
6,58	5879	4145	4321	4382	4400
7,52	4661	2999	3266	3356	3382
8,46	3183	1510	2045	2201	2244
9,40	0	0	0	0	0

(2) Tabela 7.23 (2) Elaboração própria.

O *gráfico 7.11* apresenta as curvas do comportamento na tubulação vertical, pelo método de *Cullender e Smith*.

Fazendo uma comparação dos resultados obtidos nas *tabelas 7.25 e 7.26* e as pressões na cabeça do poço pelos dois métodos para os diferentes diâmetros de tubulação, observa-se que a diferença no valor da pressão não é muito significativa. Portanto, o método escolhido não faz nenhuma diferença no valor da pressão na cabeça do poço. Para continuar a análise nos outros componentes o valor da pressão na cabeça do poço neste trabalho será aquele encontrado pelo método *Cullender e Smith*.

**Gráfico 7.11**  
**Curva de Comportamento na Tubulação Vertical (CCT)**  
**Cullender e Smith**



### 7.5.2 Linha de fluxo

O segundo componente começa com a pressão de separação para encontrar a pressão na cabeça necessária de modo a mover a vazão de fluxo assumida através da linha de fluxo até o separador. Neste componente, os métodos para determinar a pressão na cabeça são:

- Temperatura e Compressibilidade Média
- Weymouth
- Panhandle A
- Panhandle B

Cada um desses métodos tem o seu procedimento de cálculo apresentado no *capítulo 4, item 4.8*.

Os dados principais utilizados pelos métodos mencionados na determinação da pressão na cabeça são :

<i>Pressão no Separador</i>	=	<i>1500 psia</i>
<i>Comprimento da Linha</i>	=	<i>1000 ft</i>
<i>Diâmetro da Linha</i>	=	<i>1,995- 2,445- 3,00- 3,5 in.</i>
<i>Fator Eficiência</i>	=	<i>0,92</i>
<i>Pressão Base</i>	=	<i>14,7 psia</i>
<i>Temperatura Base</i>	=	<i>520 °R</i>

#### 7.5.2.1 Temperatura e compressibilidade média

A análise feita na linha de fluxo serve para determinar a pressão na cabeça, para este método, utiliza-se a *equação 4.64, página 117*. A *tabela 7.27* mostra os valores da pressão na cabeça do poço para os diferentes diâmetros de linha.

Construiu-se a curva do comportamento na linha de fluxo para cada um dos diâmetros, *gráfico 7.12*

**Tabela 7.27**  
**Valores estimados da pressão na cabeça do poço para diferentes diâmetros**  
**temperatura e compressibilidade média**

<i>Vazão Gás</i>	<i>Pressão Sep</i>	<i>Pressão</i>	<i>Pressão</i>	<i>Pressão</i>	<i>Pressão</i>
$q_{sc}$	$p_{sep}$	<i>Cabeça</i>	<i>cabeça</i>	<i>cabeça</i>	<i>cabeça</i>
<i>MMscfd</i>	<i>Psia (2)</i>	$P_{wh}$	$P_{wh}$	$P_{wh}$	$P_{wh}$
<i>(1)</i>		<i>Psia (3)</i>	<i>Psia (3)</i>	<i>Psia (3)</i>	<i>Psia (3)</i>
		<i>1,995"</i>	<i>2,445"</i>	<i>3,00"</i>	<i>3,500"</i>
0,00	1500	1500	1500	1500	1500
0,94	1500	1501	1500	1500	1500
1,88	1500	1504	1501	1501	1500
2,82	1500	1509	1503	1501	1501
3,76	1500	1515	1505	1502	1501
4,70	1500	1523	1509	1503	1501
5,64	1500	1533	1512	1504	1502
6,58	1500	1545	1517	1506	1503
7,52	1500	1558	1522	1508	1504
8,46	1500	1573	1527	1510	1505
9,40	1500	1589	1533	1512	1506

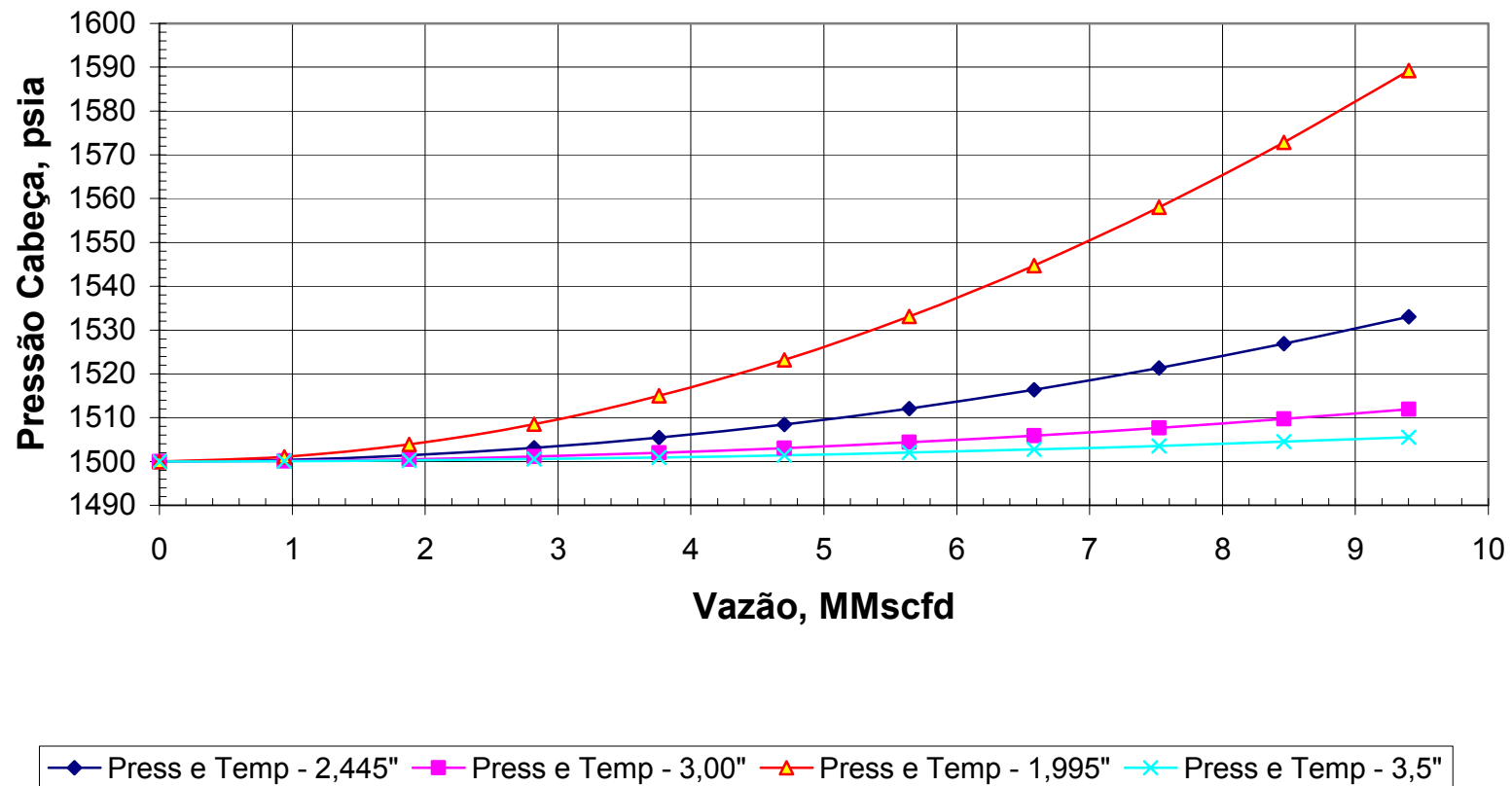
(1) Tabela 7.23 (2) Pressão Separação (3) Elaboração própria

Os métodos de Weymouth, Panhandle A e Panhandle B, utilizam a equação 4.65, página 118, que varia em função de uma variável que depende do pesquisador, os valores das variáveis são apresentados na tabela 4.4, página 118.

### 7.5.2.2 Weymouth

Utilizando-se este método, foram encontrados os seguintes valores de pressão na cabeça do poço, partindo de uma vazão assumida e da pressão do separador. Sensibilizando-se o diâmetro na linha, obtém-se os seguintes valores de pressão, tabela 7.28, gráfico 7.13.

**Gráfico 7.12**  
**Curva de Comportamento na Linha de Fluxo (CCL)**  
**Temperatura e Compressibilidade Média**



**Tabela 7.28**  
**Valores estimados da pressão na cabeça do poço para diferentes diâmetros**  
**Weymouth**

<i>Vazão Gás</i>	<i>Pressão Sep</i>	<i>Pressão</i>	<i>Pressão</i>	<i>Pressão</i>	<i>Pressão</i>
$q_{sc}$	$p_{sep}$	<i>Cabeça</i>	<i>cabeça</i>	<i>cabeça</i>	<i>cabeça</i>
<i>MMscfd</i>	<i>Psia (2)</i>	$P_{wh}$	$P_{wh}$	$P_{wh}$	$P_{wh}$
<i>(1)</i>		<i>Psia (3)</i>	<i>Psia (3)</i>	<i>Psia (3)</i>	<i>Psia (3)</i>
		<i>1,995"</i>	<i>2,445"</i>	<i>3,00"</i>	<i>3,500"</i>
0,00	1500	1500	1500	1500	1500
0,94	1500	1502	1501	1500	1500
1,88	1500	1507	1502	1501	1500
2,82	1500	1516	1506	1502	1501
3,76	1500	1529	1510	1503	1501
4,70	1500	1545	1515	1505	1502
5,64	1500	1564	1522	1507	1503
6,58	1500	1587	1530	1510	1504
7,52	1500	1612	1539	1513	1506
8,46	1500	1640	1549	1517	1507
9,40	1500	1671	1561	1521	1509

(1) Tabela 7.23 (2) Pressão Separação (3) Elaboração própria

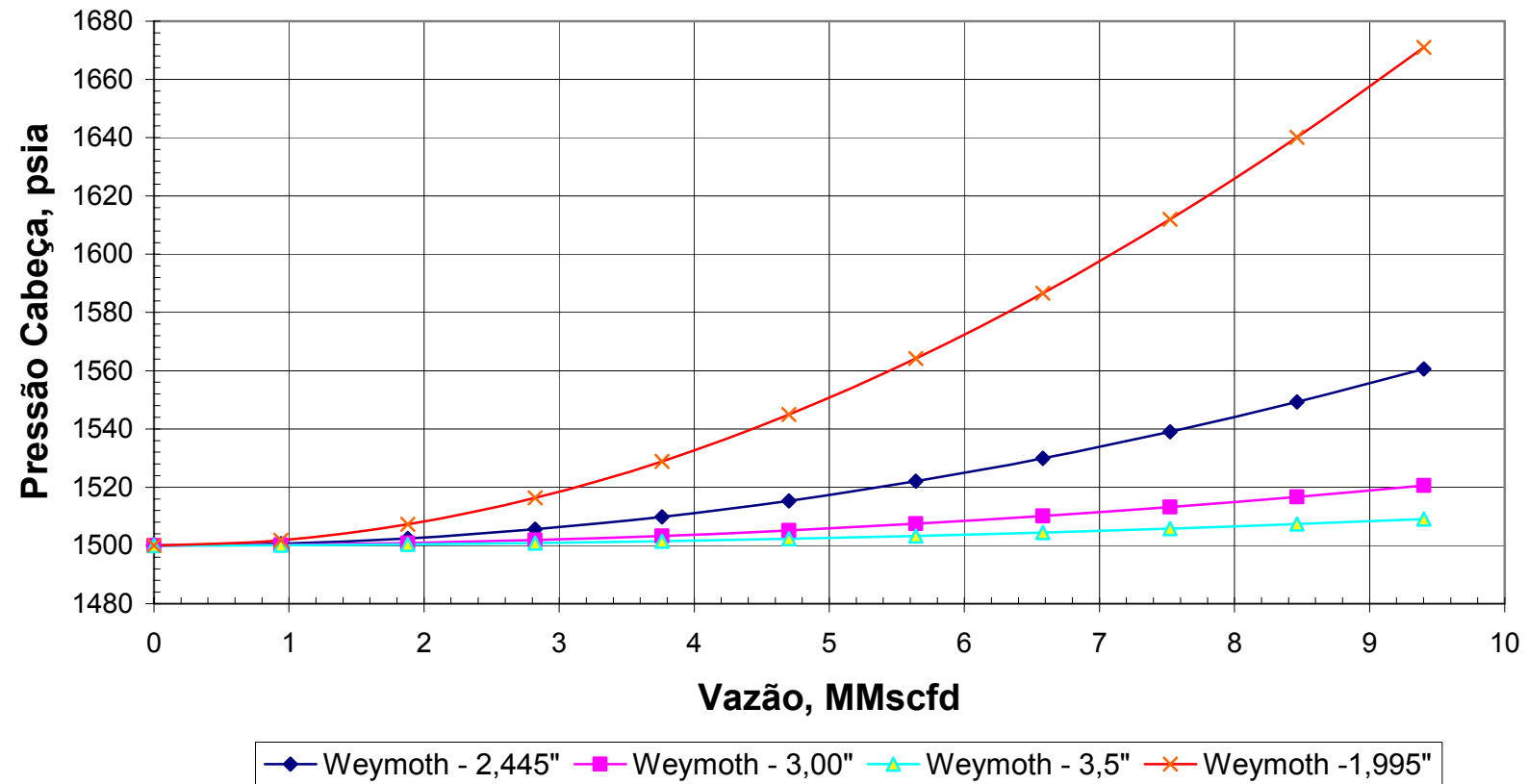
### 7.5.2.3

#### Panhandle A e B

Utilizando-se estes métodos foram encontrados os seguintes valores de pressão na cabeça do poço, partindo de uma vazão assumida e da pressão do separador. Sensibilizando-se o diâmetro na linha, obtém-se os seguintes valores de pressão, *tabela 7.29 e 7.30, gráfico 7.14 e 7.15.*



**Gráfico 7.13**  
**Curva de Comportamento na Linha de Fluxo (CCL)**  
**Weymouth**



**Tabela 7.29**  
**Valores estimados da pressão na cabeça do poço para diferentes diâmetros**  
**Panhandle A**

<i>Vazão Gás</i>	<i>Pressão Sep</i>	<i>Pressão</i>	<i>Pressão</i>	<i>Pressão</i>	<i>Pressão</i>
$q_{sc}$	$p_{sep}$	<i>Cabeça</i>	<i>cabeça</i>	<i>cabeça</i>	<i>cabeça</i>
<i>MMscfd</i>	<i>Psia (2)</i>	$P_{wh}$	$P_{wh}$	$P_{wh}$	$P_{wh}$
(1)		<i>Psia (3)</i>	<i>Psia (3)</i>	<i>Psia (3)</i>	<i>Psia (3)</i>
		1,995"	2,445"	3,00"	3,500"
0,00	1500	1500	1500	1500	1500
0,94	1500	1501	1500	1500	1500
1,88	1500	1503	1501	1500	1500
2,82	1500	1507	1502	1501	1500
3,76	1500	1511	1504	1502	1501
4,70	1500	1517	1506	1502	1501
5,64	1500	1524	1509	1503	1502
6,58	1500	1532	1512	1504	1502
7,52	1500	1540	1515	1506	1503
8,46	1500	1550	1519	1507	1503
9,40	1500	1560	1523	1508	1504

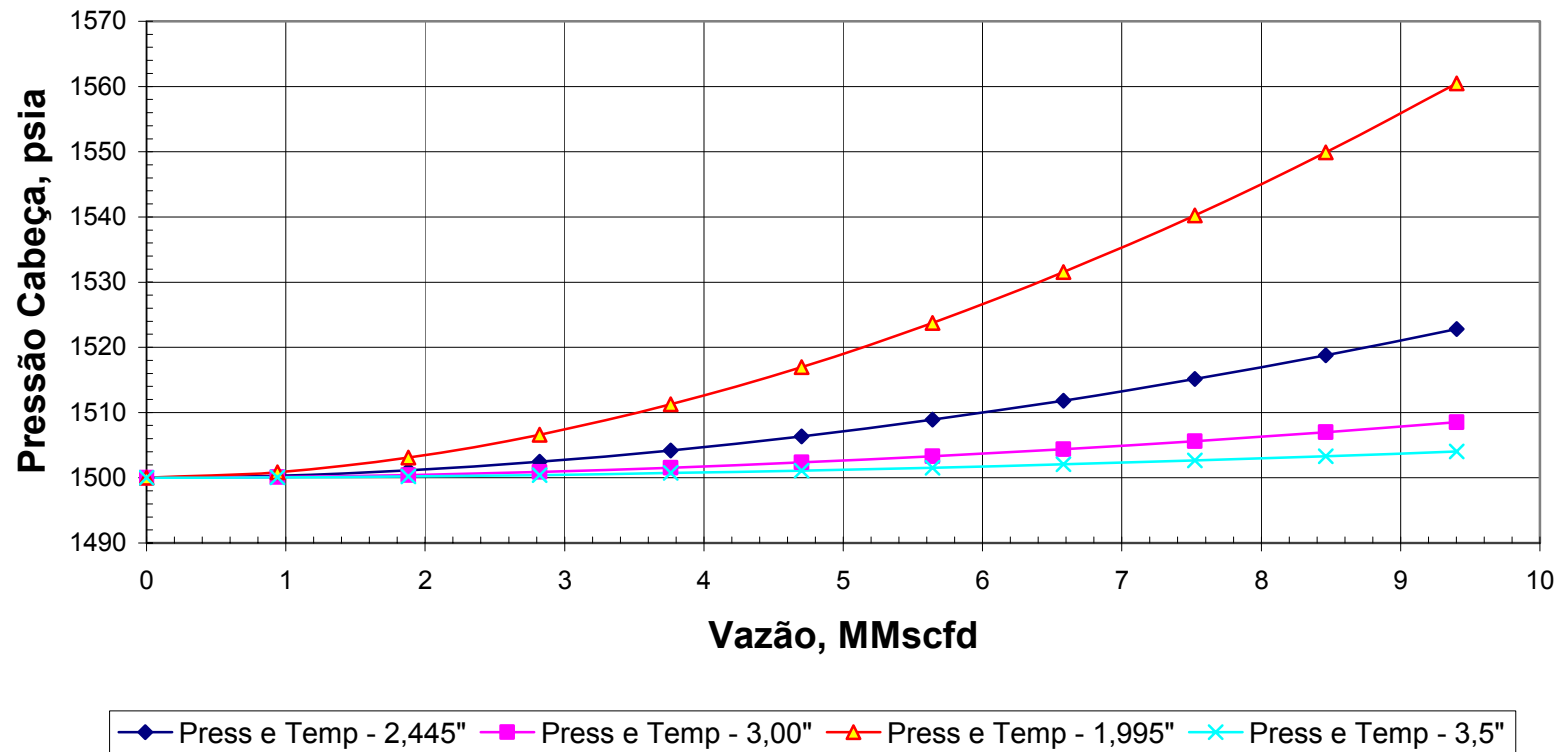
(1) Tabela 7.23 (2) Pressão Separação (3) Elaboração própria

**Tabela 7.30**  
**Valores estimados da pressão na cabeça do poço para diferentes diâmetros**  
**Panhandle B**

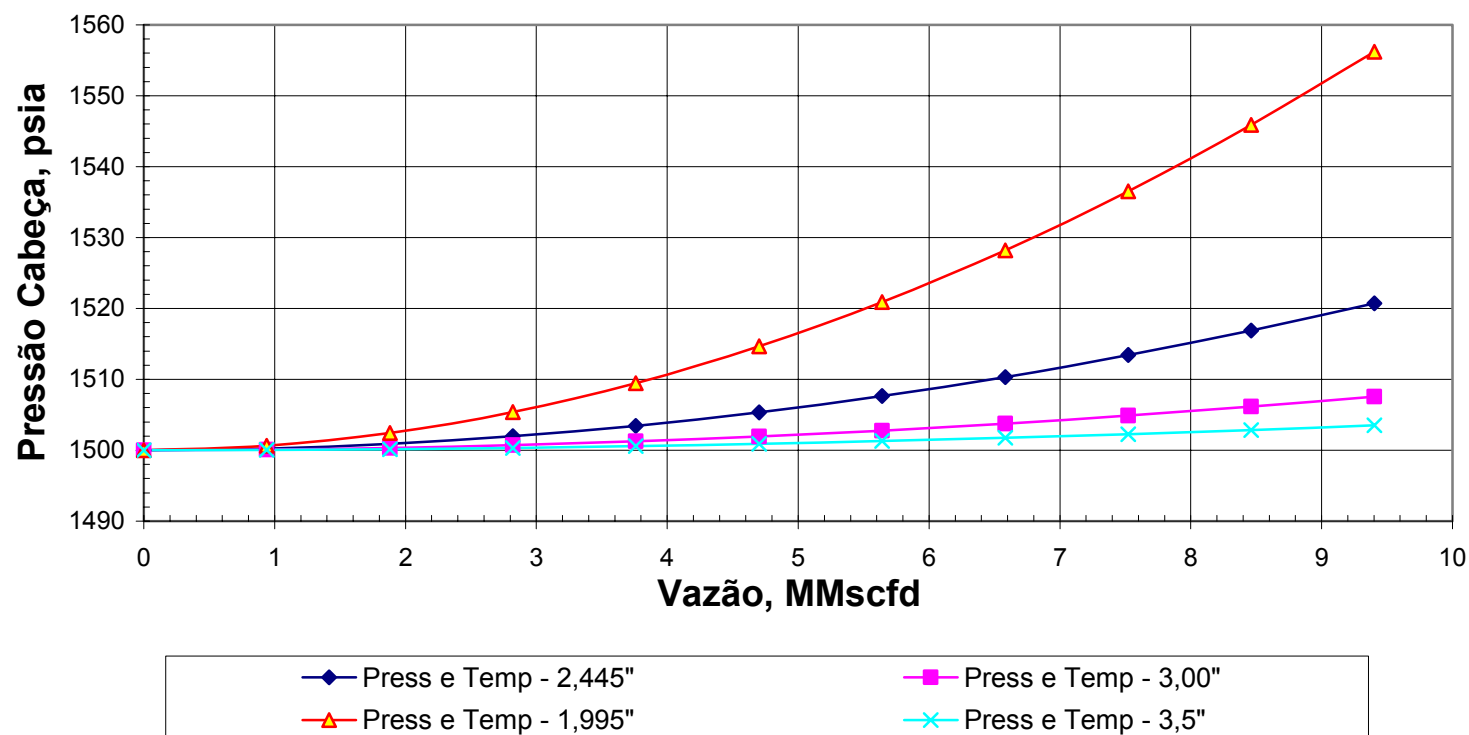
<i>Vazão Gás</i>	<i>Pressão Sep</i>	<i>Pressão</i>	<i>Pressão</i>	<i>Pressão</i>	<i>Pressão</i>
$q_{sc}$	$p_{sep}$	<i>Cabeça</i>	<i>cabeça</i>	<i>cabeça</i>	<i>cabeça</i>
<i>MMscfd</i>	<i>Psia (2)</i>	$P_{wh}$	$P_{wh}$	$P_{wh}$	$P_{wh}$
(1)		<i>Psia (3)</i>	<i>Psia (3)</i>	<i>Psia (3)</i>	<i>Psia (3)</i>
		1,995"	2,445"	3,00"	3,500"
	1500	1500	1500	1500	1500
0,94	1500	1501	1500	1500	1500
1,88	1500	1502	1501	1500	1500
2,82	1500	1505	1502	1501	1500
3,76	1500	1509	1503	1501	1501
4,70	1500	1515	1505	1502	1501
5,64	1500	1521	1508	1503	1501
6,58	1500	1528	1510	1504	1502
7,52	1500	1537	1513	1505	1502
8,46	1500	1546	1517	1506	1503
9,40	1500	1556	1521	1508	1504

(1) Tabela 7.23 (2) Pressão Separação (3) Elaboração própria

**Gráfico 7.14**  
**Curva de Comportamento na Linha de Fluxo (CCL)**  
**Panhandle A**



**Gráfico 7.15**  
**Curva de Comportamento na Linha de Fluxo (CCL)**  
**Panhandle B**



Fazendo-se uma comparação das *tabelas 7.27, 7.28, 7.29 e 7.30* de pressões na cabeça pelos quatro métodos para os diferentes diâmetros de tubulação, observa-se que a diferença no valor da pressão não é muito significativa. Por conseguinte, o valor da pressão na cabeça do poço neste trabalho será aquele encontrado pelo método *temperatura e compressibilidade média*, por ser considerado o método geral. Com os métodos escolhidos em cada um dos componentes, *Cullender e Smith* no caso do primeiro componente e *temperatura e compressibilidade média* no caso do segundo componente, procede-se à elaboração de um gráfico que determine a capacidade de fluxo para os diferentes diâmetros sensibilizados, *gráfico 7.16*. No *gráfico 7.16*, pode-se observar que a Curva do Comportamento da Linha de Surgência não mostra uma queda significativa na pressão para os diferentes valores de vazão, portanto, a otimização que se pode realizar nesse caso é dependente ao custo da tubulação. Porém fazendo-se uma análise detalhada da queda de pressão na *tabela 7.27*, verifica-se que a partir do diâmetro de 3.00”, a queda de pressão é muito mínima, por tanto, o diâmetro interno da Linha de Surgência escolhido na otimização será de **3.00”**. A influência da mudança de diâmetro da tubulação de produção do poço PUC – X1 é observada no *gráfico 7.16*; as capacidades de fluxo lidas são apresentadas na *tabela 7.31*.

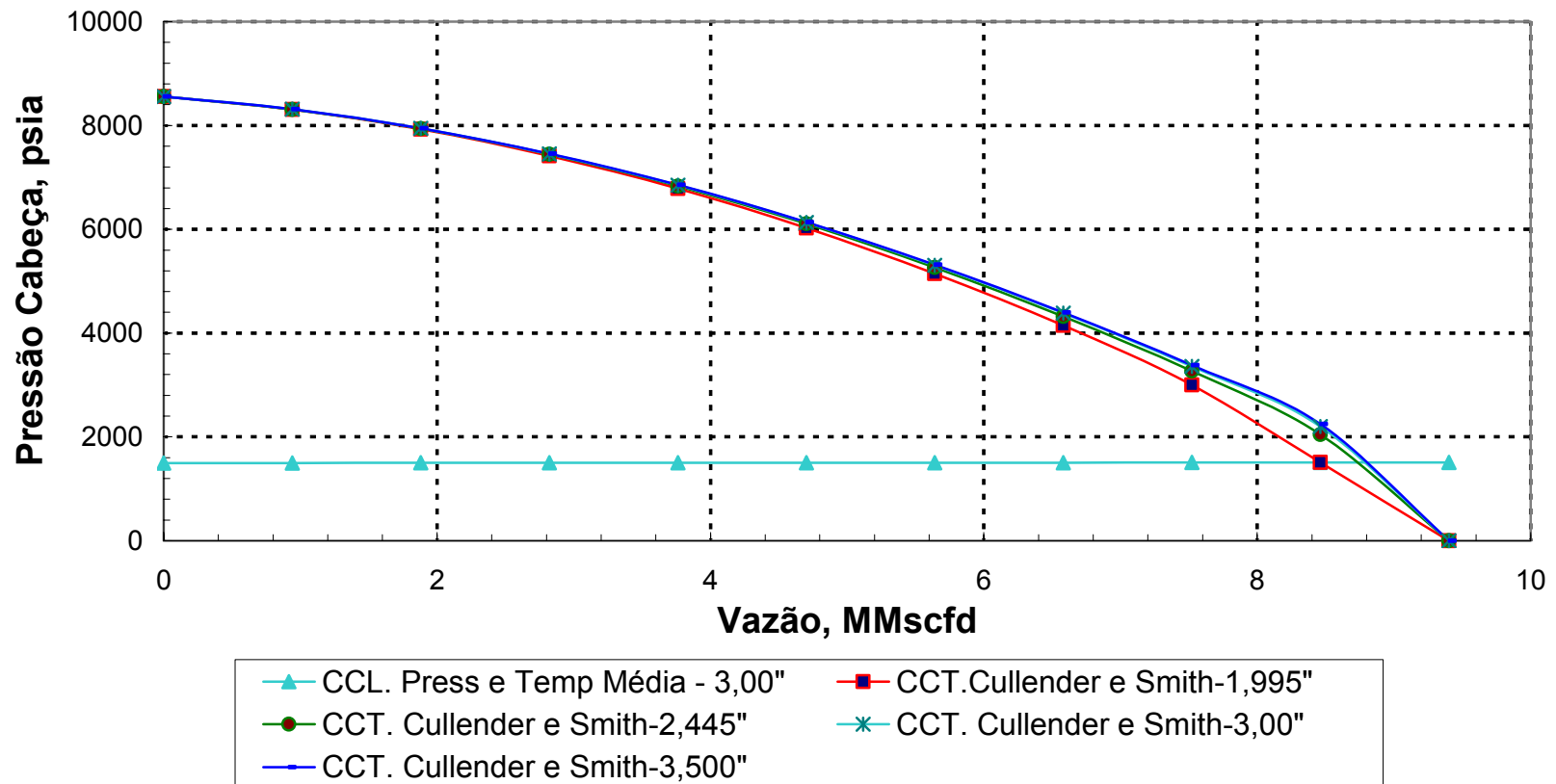
**Tabela 7.31**  
**Capacidade de fluxo para diferentes diâmetros do tubo de produção**  
**( $P_{wf}$  método pseudo pressão)**

<i>Linha de Fluxo</i>	<i>Tubo de Produção</i>	<i>Vazão Gás</i>	<i>Pressão</i>
<i>Diâmetro Interno, in.</i>	<i>Diâmetro Interno, in.</i>	<i>MMscfd</i>	<i>Psia</i>
(1)	(2)	(3)	(3)
3	1,995	8,45	1510
3	2,445	8,70	1510
3	3,000	8,75	1510
3	3,500	8,75	1510

(1) Diâmetro Linha de Fluxo (2) Diâmetro Interno sensibilizados tubo de Produção (3) Gráfico 7.16

Através da análise da *tabela 7.31*, verifica-se que não há diferenças significativas na capacidade de fluxo de um diâmetro para outro, portanto a otimização do *Tubo de Produção* depende do custo e não do incremento na vazão de produção. Neste trabalho, foi selecionado um diâmetro interno de **2.445”**, que fornece uma capacidade de produção de **8,70 MMscfd** e uma pressão de cabeça de **1510 psia**, valores sem restrição na linha de fluxo.

**Gráfico 7.16**  
**Efeito do Tamanho da Tubulação**



O mesmo procedimento da análise anterior foi realizado para determinar o tamanho do diâmetro do tubo de produção, utilizando-se as pressões de fundo do poço determinadas pelos métodos *simplificado*, (tabela 7,32 , gráfico 7,17) e *pressão*, (tabela 7,33 , gráfico 7,18).

**Tabela 7.32**  
**Capacidade de Fluxo para diferentes diâmetros do Tubo de Produção**  
**( $P_{wf}$  método simplificado)**

<i>Linha de Fluxo</i>	<i>Tubo de Produção</i>	<i>Vazão Gás</i>	<i>Pressão</i>
<i>Diâmetro Interno, in.</i>	<i>Diâmetro Interno, in.</i>	<i>MMscfd</i>	<i>Psia</i>
(1)	(2)	(3)	(3)
3	1,995	8,50	1510
3	2,445	8,60	1510
3	3,000	8,63	1510
3	3,500	8,63	1510

(1) Diâmetro Linha de Fluxo (2) Diâmetro Interno sensibilizados tubo de Produção (3) Gráfico 7.17

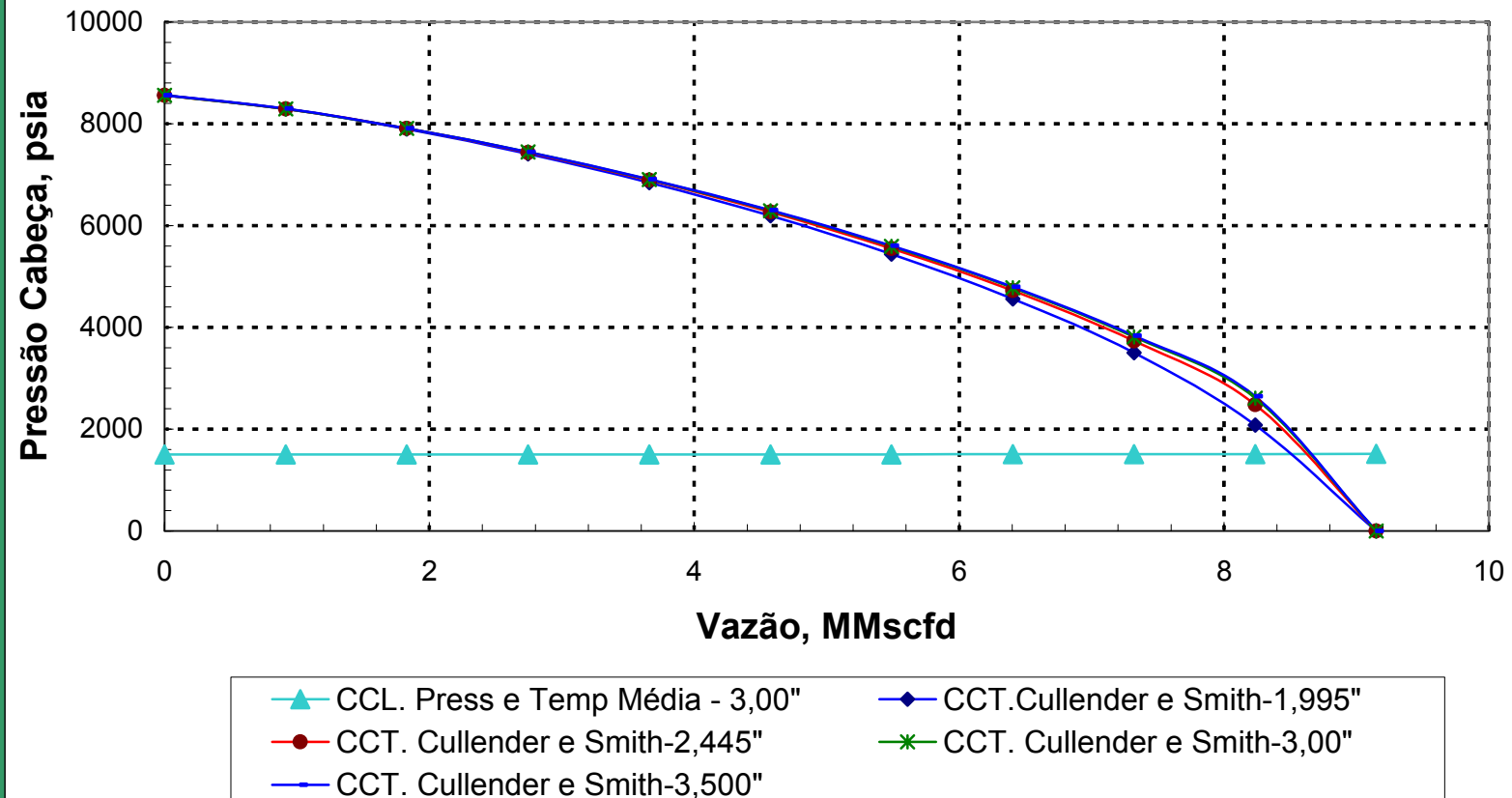
**Tabela 7.33**  
**Capacidade de Fluxo para diferentes diâmetros do Tubo de Produção**  
**( $P_{wf}$  método pressão)**

<i>Linha de Fluxo</i>	<i>Tubo de Produção</i>	<i>Vazão Gás</i>	<i>Pressão</i>
<i>Diâmetro Interno, in.</i>	<i>Diâmetro Interno, in.</i>	<i>MMscfd</i>	<i>Psia</i>
(1)	(2)	(3)	(3)
3	1,995	8,40	1510
3	2,445	8,70	1510
3	3,000	8,90	1510
3	3,500	9,00	1510

(1) Diâmetro Linha de Fluxo (2) Diâmetro Interno sensibilizados tubo de Produção (3) Gráfica 7.18

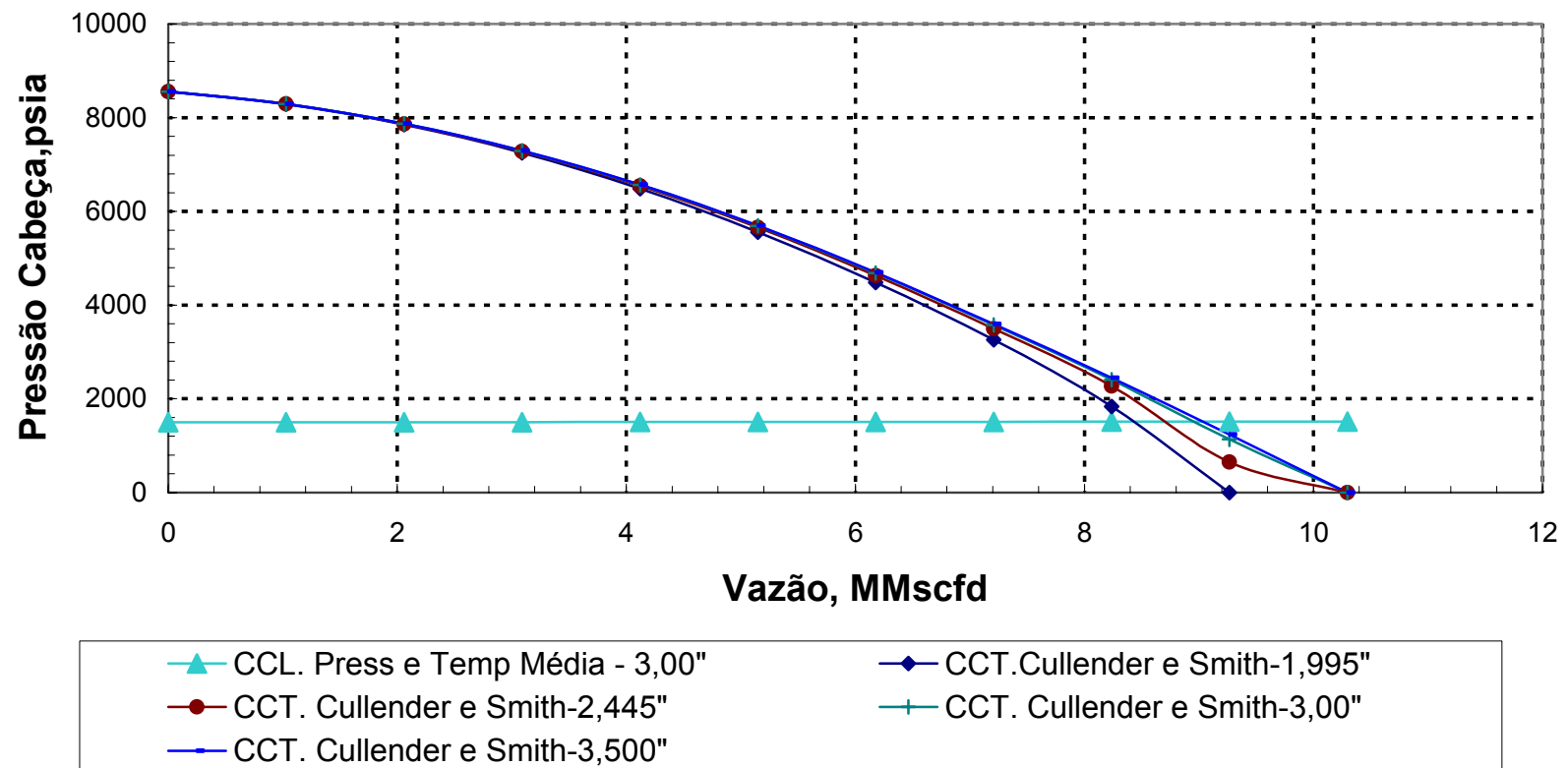
Ao comparar as *tabelas 7.31 , 7.32 e 7.33*, observa-se que os valores da capacidade de produção do poço PUC – X1 para os diferentes métodos de comportamento reservatório – poço (simplificado, pressão e pseudo pressão) sofrem uma pequena diferença em seu valor. Portanto, recomenda-se o método da análise *pseudo pressões* para determinar as pressões de fluxo do poço,  $p_{wf}$ , pois esse método considera o potencial de um gás real  $m(p)$ , incorporando assim as variações da viscosidade e o fator Z que ocorrem com as mudanças de pressão.

**Gráfico 7.17**  
**Efeito do Tamanho da Tubulação**





**Gráfico 7.18**  
**Efeito do Tamanho da Tubulação**



## 7.6

**Análise do tamanho do *choke* na superfície**

O *choke*, de acordo com a *figura 2.4*, está representado pelo nó 2; para fazer esta análise, posicionamo-nos no nó 3 para determinar as vazões possíveis na superfície para diferentes diâmetros de *choke*. A solução é dividida em duas partes.

A primeira segue exatamente igual ao primeiro componente do *item 7.5* (diâmetro interno do tubo de produção 2,445") e a segunda determina os valores de pressão na cabeça para diferentes diâmetros de *choke*, esta análise parte dos valores de pressão determinados no *item 7.5* referente ao segundo componente (diâmetro interno da linha de fluxo 3,00").

A *Curva do Comportamento do Choke (CCK)*, (*tabela 7.34*, *gráfico 7.19*) para os diferentes diâmetros de teste do poço, utiliza a *equação 5.1*, *página 125*, obtendo curvas similares às da *figura 6.20 página 150*.

Os dados principais são:

*Relação de Calores específicos*,  $k = 1,25$

*Diâmetro do Choke*,  $Ck/64'' = 12 - 16 - 20 - 24$

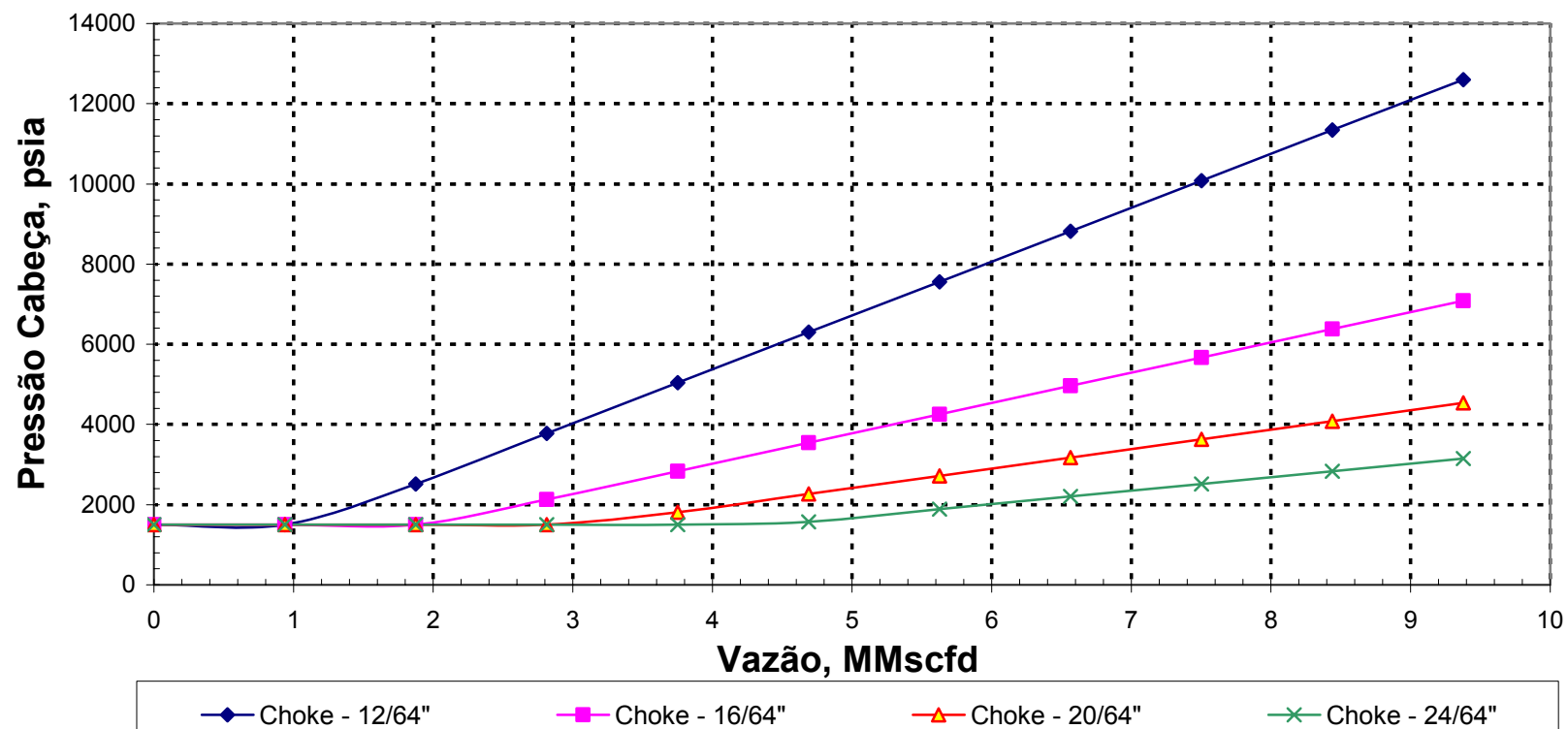
*Coeficiente de Descarga*,  $Cd = 0,86$

**Tabela 7.34**  
**Comportamento do Choke**

<i>Vazão Gás</i> <i>MMscfd (1)</i>	<i>Pressão Cabeça</i> <i>Psia (2)</i>			
	<i>12/64''</i>	<i>16/64''</i>	<i>20/64''</i>	<i>24/64''</i>
0,00	1500	1500	1500	1500
0,94	1500	1500	1500	1500
1,88	2520	1501	1501	1501
2,81	3780	2126	1501	1501
3,75	5040	2835	1814	1502
4,69	6300	3544	2268	1575
5,63	7560	4253	2722	1890
6,56	8820	4961	3175	2205
7,50	10080	5670	3629	2520
8,44	11341	6379	4083	2835
9,38	12601	7088	4536	3150

(1) Tabela 7.23 (2) Elaboração Própria

**Gráfico 7.19**  
**Comportamento do Choke**



Determinadas as Curvas do Comportamento do *Choke* (CCK), analisa-se o comportamento do sistema, *gráfico 7.20*, obtendo os seguintes resultados de pressão na cabeça e vazão de produção, *tabela 7.35*. Esta tabela resume as quedas de pressão para os quatro diâmetros diferentes de choke considerados, além das vazões de gás e condensado.

**Tabela 7.35**  
**Valores de vazão e pressão para diferentes valores de choke**

<i>Choke</i> <i>n/64"</i>	<i>Vazão Gás</i> <i>MMscfd (1)</i>	<i>Vazão Cond</i> <i>BPD (2)</i>	<i>Pressão</i> <i>Cabeça</i> <i>Psia (1)</i>	<i>Pressão</i> <i>Fundo</i> <i>Psia (1)</i>
12	4,50	72,00	6200	7900
16	6,20	99,20	4750	6200
20	7,35	117,60	3580	4850
24	8,10	129,60	2800	3950

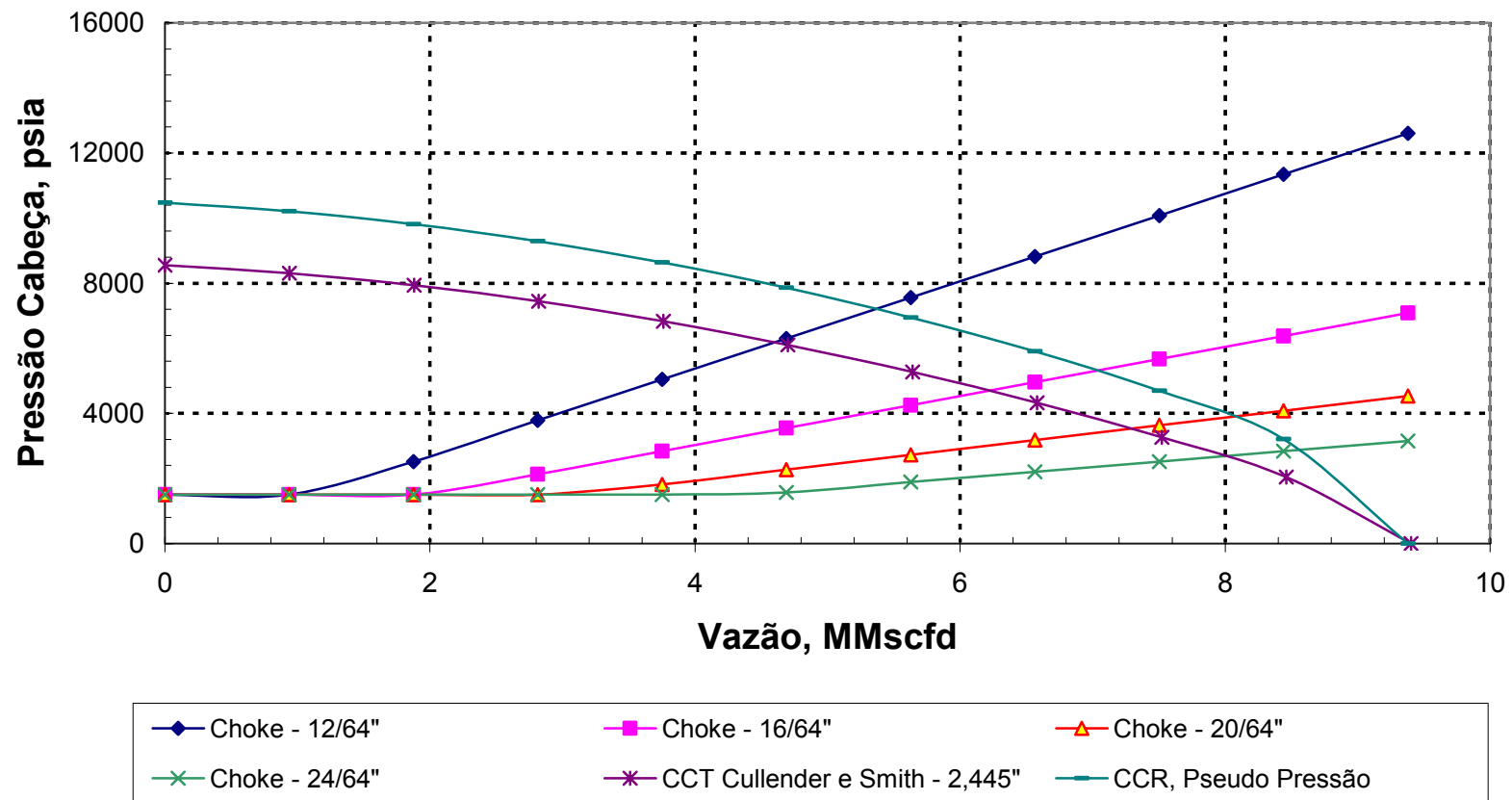
(1) *Gráfica 7.20* (2) 16,0\* vazão de gás

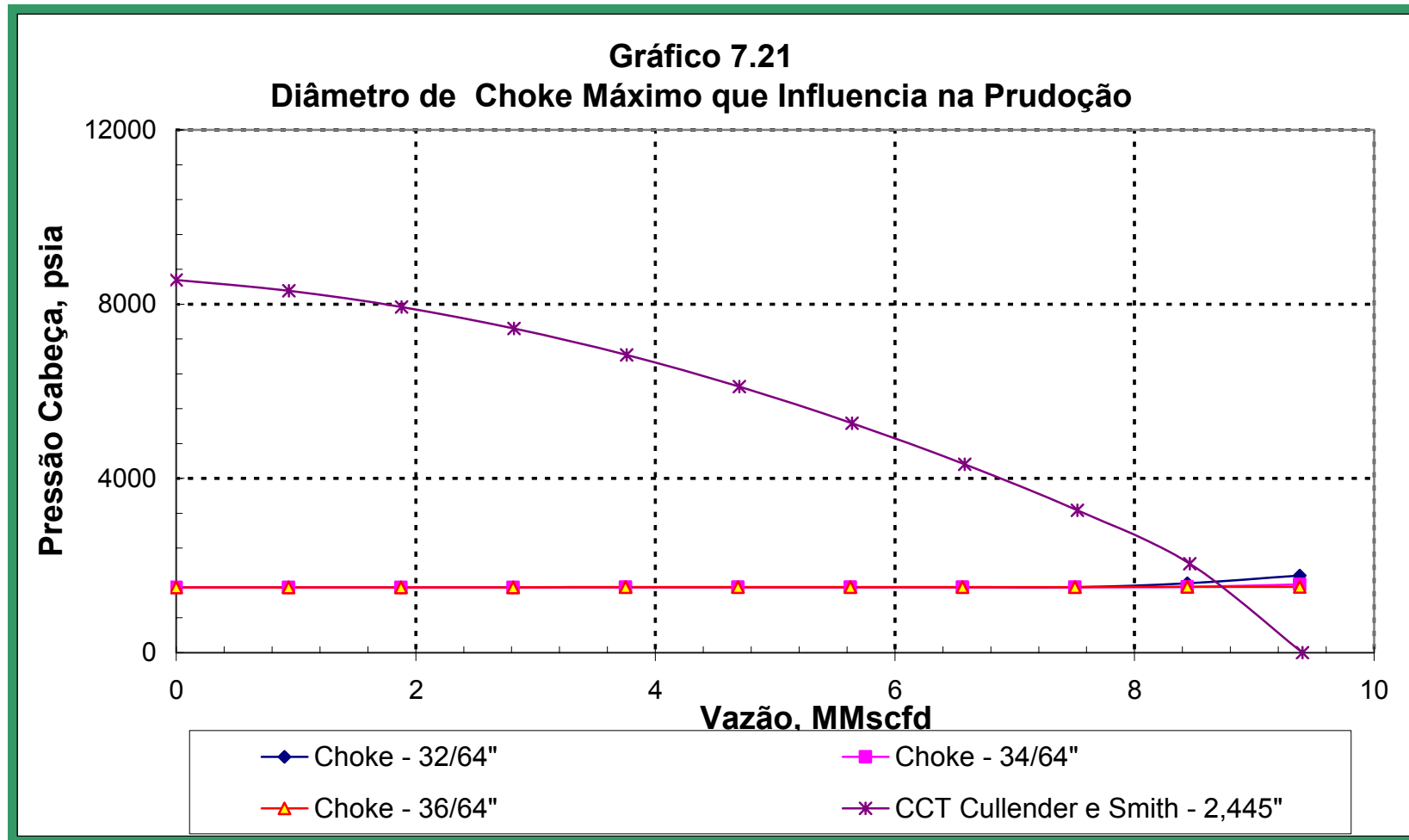
Com os valores obtidos na *tabela 7.35*, que seriam os valores de produção estimados para este poço, segundo a análise global realizada, comparam-se os valores estimados com os valores obtidos no teste de produção, *tabela 7,3*, sem observar diferença significativa nos valores de vazão de gás e condensado, além das pressões de cabeça e fundo do poço, portanto, podemos afirmar que as *Curvas do Comportamento* de cada um dos sistemas de nossa análise representam valores corretos e representativos.

Fazendo uma análise de sensibilidade ao diâmetro do *choke*, *gráfico 8.21*, determina-se que a partir de um *choke* de 34/64" não há mais influência do *choke* na produção do poço, obtendo-se uma capacidade de produção máxima do poço *PUC – XI*, de **8,75 MMscfd**, valor muito próximo ao determinado na *página 195*, o qual nos dá segurança na interpretação de nossa análise.

A otimização do diâmetro do *choke* depende muito das necessidades de produção, ou seja, se há mercado para a venda deve-se produzir ao máximo, caso contrário deve-se ajustar a produção a um diâmetro de *choke* que não ultrapasse o permitido na queima de gás. É preciso muito cuidado nessa escolha, na diferencial de pressão, esta deve ser menor que a pressão de colapso da areia produtora a qual é determinada através de registros especiais que fazem um estudo da mecânica da rocha. Nesse sentido o *choke* escolhido para a produção do poço.

**Gráfico 7.20**  
**Comportamento do Sistema para diversos Diâmetros de Choke**





*PUC – XI* é de **24/64"**, obtendo-se uma maior produção de gás e condensado, além de ter uma menor queda na diferencial de pressão.

## 7.7

### Análise do sistema na entrada ao separador

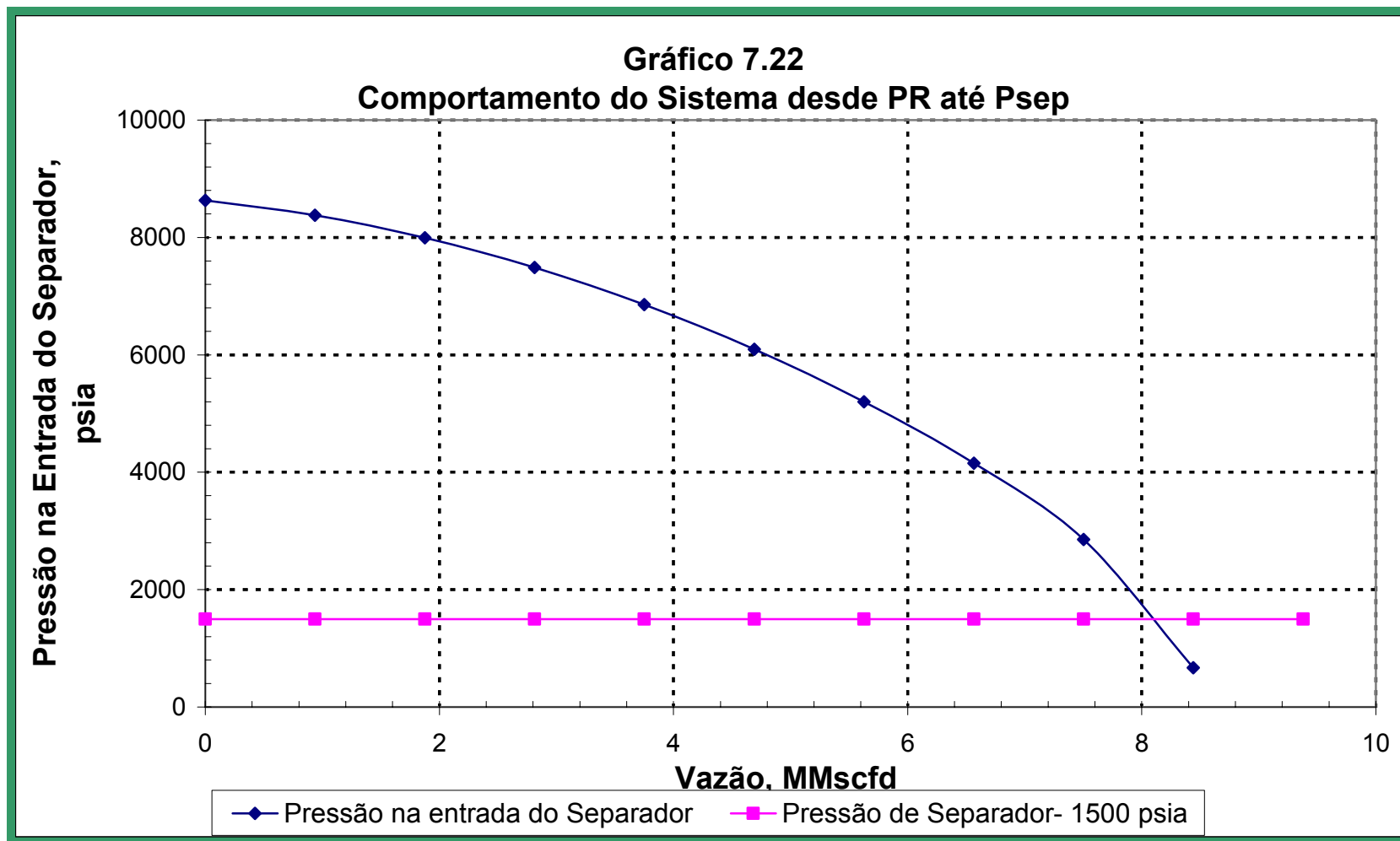
O sistema divide-se em dois subsistemas: o primeiro é o separador e o segundo é o reservatório, tubo de produção, *choke* e linha de fluxo, conforme esquematizado na *figura 6.15, página 146*. O procedimento de cálculo explica-se no *capítulo 6, página 141*.

A *tabela 7.36*, apresenta valores de pressão em cada um dos componentes do sistema de produção até chegar ao separador, tais valores foram obtidos com os diâmetros otimizados anteriormente, (Tubo de Produção 2,445", *Choke* = 24/64", Linha de fluxo 3,00"). Então obtém-se o *gráfico 7.22*, similar à *figura 6.16, página 146*.

**Tabela 7.36**  
**Análise do Sistema na Entrada ao Separador**

<i>Vazão Gás</i>	<i>Pressão Fundo</i>	<i>Pressão</i>	<i>Pressão</i>	<i>Pressão</i>
$q_{sc}$	<i>poço</i>	<i>Cabeça</i>	<i>Choke</i>	<i>Separador</i>
<i>MMscfd (1)</i>	$P_{wf}$	$P_{wh}$	$P_{Ck}$	$P_{sep}$
	<i>Psia (1)</i>	<i>Psia (2)</i>	<i>Psia (3)</i>	<i>Psia (3)</i>
0,00	10477	8630	8630	8630
0,94	10208	8378	8376	8376
1,88	9812	8006	7995	7995
2,81	9288	7514	7488	7488
3,75	8637	6906	6856	6855
4,69	7859	6185	6096	6095
5,63	6949	5351	5202	5200
6,56	5903	4411	4154	4152
7,50	4689	3356	2858	2854
8,44	3207	2115	695	671
9,38	0	0	0	0

(1) Tabela 7.23, (2) Tabela 7.26, (3) Elaboração própria





Com a curva encontrada no *gráfico 7.22*, pode-se determinar vazões para diferentes valores de pressão de separação. A pressão de separação é otimizada de acordo com a pressão de planta.

## 7.8

### Análise total do sistema

Com o resultado do exposto no presente estudo e com base em um poço em exploração de gás natural denominado *PUC – XI* e dados fornecidos nas *tabelas 7.1, 7.2, 7.3 e 7.4*, explica-se a teoria em capítulos anteriores com o objetivo de validar o comportamento do poço mencionado.

Para tal temos procedido à determinação de diferentes propriedades e variáveis com base em metodologias padrão de análise que regem o comportamento da exploração de um poço de gás natural.

Como resultado da análise matemática e gráfica obtém-se os diferentes valores otimizados do nosso sistema:

<b>Pressão Média do Reservatório</b>	:	$\bar{p}_r$	=	<b>10477 psia</b>
<b>Diâmetro Interno do Tubo de Produção:</b>		$d_i$	=	<b>2,445 pol.</b>
<b>Diâmetro do Choke</b>	:	$n/64"$	=	<b>24</b>
<b>Diâmetro Interno da Linha de Fluxo</b>	:	$d_i$	=	<b>3,00 pol.</b>
<b>Pressão de Separação</b>	:	$p_{sep}$	=	<b>1500 psia</b>

Obtidos esses valores, procede-se à determinação dos valores otimizados de produção do poço em estudo. Gerando a *tabela 7.37*, considerando o nó solução na saída do *choke*.

Com os valores da *tabela 7.37*, procede-se à determinação do *gráfico 7.23*, de onde obtemos os valores otimizados do poço *PUC – XI*.

<b>Vazão de gás</b>	:	$q_g$	=	<b>8.1 MMscfd</b>
<b>Pressão de choke</b>	:	$p_{ck}$	=	<b>1510 psia</b>
<b>Pressão na cabeça</b>	:	$p_{wh}$	=	<b>2600 psia</b>
<b>Pressão de fluxo do poço</b>	:	$p_{wf}$	=	<b>3900 psia</b>

Tabela 7.37  
Análise total do sistema

<i>Vazão Gás</i>	<i>Pressão Fundo</i>	<i>Pressão</i>	<i>Pressão</i>	<i>Pressão</i>
$q_{sc}$	<i>poço</i>	<i>Cabeça</i>	<i>Choke</i>	<i>Choke1</i>
<i>MMscfd (1)</i>	$P_{wf}$	$P_{wh}$	$P_{Ck}$	$P_{sep}$
	<i>Psia (1)</i>	<i>Psia (1)</i>	<i>Psia (1)</i>	<i>Psia (3)</i>
0,00	10477	8630	8630	1500
0,94	10208	8378	8376	1500
1,88	9812	8006	7995	1501
2,81	9288	7514	7488	1501
3,75	8637	6906	6856	1502
4,69	7859	6185	6096	1503
5,63	6949	5351	5202	1504
6,56	5903	4411	4154	1506
7,50	4689	3356	2858	1508
8,44	3207	2115	695	1510
9,38	0	0	0	1512

(1) Tabela 7.36, (2) Elaboração própria

**Gráfico 7.23**  
**Análise Total do Sistema**

