



**Oscar Hernán Jalil Guiteras**

**Metodologia de Análise Global para o  
Desenvolvimento de um Campo de Gás  
Natural**

**Dissertação de Mestrado**

Dissertação apresentada como requisito parcial para obtenção do título de Mestre pelo Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica do Departamento de Engenharia Mecânica do Centro Técnico Científico da PUC-Rio.

Orientador: Luís Fernando A. Azevedo  
Co-orientador: Oswaldo Antune Pedrosa Jr.

Rio de Janeiro  
Agosto de 2003



**Oscar Hernán Jalil Guiteras**

**Metodologia de Análise Global para o  
Desenvolvimento de um Campo de  
Gás Natural**

Dissertação apresentada como requisito parcial para  
obtenção do título de Mestre pelo Programa de Pós-  
Graduação em Engenharia Mecânica da PUC-Rio.  
Aprovada pela Comissão Examinadora abaixo assinada.

**Prof. Luís Fernando Alzuguir Azevedo**

Orientador

PUC-Rio - Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro

**Prof. Oswaldo Antune Pedrosa Jr.**

Co-Orientador

PUC-Rio - Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro

**Prof. Arthur Martins Barbosa Braga**

PUC-Rio - Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro

**Prof. Marcos Sebastião de Paula Gomes**

PUC-Rio - Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro

**Prof. Ney Augusto Dumont**

Coordenador(a) Setorial do Centro

Técnico Científico - PUC-Rio

Rio de Janeiro, 13 de Agosto de 2003

Todos os direitos reservados. É proibida a reprodução total ou parcial do trabalho sem autorização da universidade, do autor e do orientador.

### **Oscar Hernán Jalil Guiteras**

Graduou-se em Engenharia em Petróleo na Universidade Autônoma Gabriel Rene Moreno (UAGRM), em Santa Cruz de la Sierra - Bolívia, em julho de 1997, nesse mesmo ano realizou estágio na Empresa Petroleira CHACO S.A., adquirindo grandes conhecimentos Técnico - Científicos. Em 1998-2001 trabalhou na Empresa MAXUS BOLIVIA Inc. como Engenheiro em Produção, desenvolvendo diversos projetos na área de atuação. No período 2001 – 2003 cursou o Mestrado em Engenharia Mecânica na Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro – PUC-Rio

#### Ficha Catalográfica

Jalil Guiteras Oscar Hernán

Metodologia de análise global para o desenvolvimento de um campo de gás natural / Oscar Hernán Jalil Guiteras; orientador: Luís Fernando A. Azevedo; co-orientador: Oswaldo Antune Pedrosa Jr. – Rio de Janeiro : PUC, Departamento de Engenharia Mecânica, 2003.

285 f. : il. ; 30 cm

Dissertação (mestrado) – Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Departamento de Engenharia Mecânica.

Inclui referências bibliográficas.

1. Engenharia Mecânica – Teses. 2. Produção de gás natural. 3. Fluxo de gás natural em tubulações horizontal e vertical. 4. Relação de comportamento do fluxo de entrada. I. Azevedo, Luís Fernando A. II. Pedrosa Jr., Oswaldo Antune. III. Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro. Departamento de Engenharia Mecânica. III. Título.

A meus Pais Oscar e Artemia  
A minha tia Elisa

## Agradecimentos

A Deus pela fé, força e perseverança na trajetória de minha vida.

À família Bravo Jalil pelo carinho, apoio e confiança.

Aos professores Luís Fernando A. Azevedo e Oswaldo A. Pedrosa Jr. pelo apoio, orientação e amizade no desenvolvimento deste trabalho.

Ao Departamento de Engenharia Mecânica da PUC - RIO, pelo apoio dispensado por todos os professores e funcionários.

## Resumo

Jalil Guiteras Oscar Hernán. **Metodologia de análise Global para o desenvolvimento de um campo de gás natural**. Rio de Janeiro, 2003. 285p. Dissertação de Mestrado - Departamento de Engenharia Mecânica, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

Para que ocorra o fluxo de fluidos em um sistema de produção é necessário que a energia dos fluidos no reservatório seja capaz de superar as perdas de carga nos diversos componentes do sistema. Os fluidos têm que escoar do reservatório aos separadores na superfície, passando pelas tubulações de produção dos poços, pelos equipamentos de cabeça de poço e pelas linhas de surgência. 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 total que considere simultaneamente o escoamento nos diversos segmentos do sistema. A análise total de um sistema de produção, pode ser efetuada por um método gráfico – analítico a ser empregado no desenho de completação de poços de gás e petróleo com ou sem levantamento artificial. Em termos de conceito de análise total, um sistema de produção é constituído basicamente pelos elementos: reservatório, tubo de produção vertical, linhas de fluxo horizontal e separador, incluindo válvulas de fundo de poço e choke superficiais, onde ocorrem uma certa perda de pressão relacionada com a vazão. O comportamento de fluxo de cada elemento do sistema total de produção é representado por uma equação que relaciona a pressão num nó selecionado e a vazão de produção. O cálculo seqüencial das pressões nos diferentes nós dos diversos elementos do sistema permite que a vazão de produção do poço seja determinada. Para calcular a relação da vazão com as mudanças de pressão que ocorrem durante o transporte do fluido à superfície e conseqüente variação das propriedades físicas do fluido, efetuou-se uma revisão dos conceitos de engenharia de reservatório, correlações de fluxo em tubulações verticais, horizontais e restrições. Finalmente, realizou-se uma análise de sensibilidade da metodologia ao emprego das diferentes relações de performance de fluxo e dos métodos de cálculo de fluxo em poços e linhas.

## Palavras-chave

Produção de Gás Natural; Fluxo de Gás Natural em tubulações horizontal e vertical; Relação de Comportamento do Fluxo de Entrada.

## **Abstract**

Jalil Guiteras Oscar Hernán. **Total Analysis Methodology For The Development Of A Natural Gas Field**. Rio de Janeiro, 2003. 285p. Master's Degree Dissertation – Mechanical Engineering Department, Pontifical Catholic University of Rio de Janeiro.

For the flow of fluids to occur in a production system, the fluids' energy in the reservoir must be capable of overcoming load losses along various system components. Fluids must flow from the reservoir to the surface separators through the wells' tubing, wellhead equipment and flowing lines. The production system design must not be executed by considering separately the performance of the reservoir and the flow calculation across the tubing, surface equipment and lines. The evaluation of a gas production system performance requires applying a total analysis method that considers the drainage at various system segments simultaneously. The total analysis of a production system can be effected through a graphical-analytical method to be used for the completion design of oil and gas wells with or without artificial lift. In terms of total analysis concept, a production system is basically comprised of the following components: reservoir, vertical tubing, horizontal flow lines and separator, including bottom-hole valves and surface choke, where some pressure loss occurs in relation to the flow rate. The flow behavior of each component in a total production system is represented by an equation that relates the pressure at one selected node and the production flow rate. The sequential pressure calculation at the different nodes of various system components allows determining the well's production flow rate. In order to calculate the relationship between the flow rate and the pressure changes that occur during fluid transportation to the surface, with the resulting variation of the fluid's physical properties, we reviewed the concepts of reservoir engineering, flow correlations in vertical and horizontal tubing, and restrictions. Finally, we proceeded to analyze the methodology's sensitivity to the use of different flow performance relations and flow calculation methods in wells and lines.

## **Key Words**

Natural Gas Production; Natural Gas Flow in Pipelines and Tubing; Inflow Performance Relationship for Gas Wells.

# Sumário

1	Introdução	25
1.1	Introdução	25
1.1.1	Historia e previsão do consumo do gás natural no Mundo	25
1.1.2	História Do gás natural no Brasil	26
1.1.3	Evolução do gás por setores	27
1.1.4	Reservas provadas de gás natural da Pretobras por região	28
1.1.5	Expectativas para o mercado de gás do Brasil	28
1.1.6	Reservas de gás natural na América do Sul	29
1.1.7	Mercado do gás natural e perspectivas na América do Sul	29
1.1.8	Demanda de gás natural na América do Sul	30
1.1.9	Reservas de gás natural na Bolívia	31
1.1.10	Reservas e balanço de gás natural na Bolívia	31
1.1.11	Contratos de risco compartilhado na Bolívia	32
1.1.12	Mercado potencial para o gás natural da Bolívia	32
1.1.13	Gasoduto Bolívia – Brasil	33
1.2	Objetivos	36
1.3	Conteúdo do trabalho desenvolvido	37
2	Comportamento Termodinâmico de Fluidos no Reservatório	39
2.1	Introdução	39
2.2	Diagrama de fases pressão – temperatura	39
2.2.1	Fase envolvente	40
2.2.2	Linhas de qualidade	40
2.2.3	Ponto crítico	40
2.2.4	Ponto cricondentérmico	40
2.2.5	Ponto cricondenbárico	40
2.2.6	Curva ponto de bolha	41
2.2.7	Curva ponto de orvalho	41



2.3	Classificação dos reservatórios	41
2.4	Reservatórios de petróleo	41
2.4.1	Reservatório de petróleo subsaturado	41
2.4.2	Reservatório de petróleo saturado	41
2.4.3	Reservatório de capa de gás	42
2.5	Reservatórios de gás	48
2.5.1	Reservatório de condensação retrógrada de gás	48
2.5.2	Reservatório de condensado perto no ponto crítico	49
2.5.3	Reservatório de gás úmido	50
2.5.4	Reservatório de gás seco	51
3	Análise Reservatório – Poço	53
3.1	Introdução	53
3.1.1	Lei de Darcy	55
3.1.1.1	Fluxo linear	55
3.1.1.2	Fluxo radial	58
3.2	Regimes de fluxo	61
3.2.1	Fluxo em estado estável	61
3.2.2	Fluxo em estado transiente	65
3.2.3	Fluxo em estado pseudo estável	71
3.3	Dano à formação próxima ao poço	75
3.4	Efeito de turbulência	77
3.5	Relação do comportamento do fluxo de entrada em poços de gás	79
3.5.1	Tratamento simplificado	79
3.5.1.1	Teste seqüencial	79
3.5.1.2	Teste de fluxo isócrono	83
3.5.1.3	Teste de fluxo isócrono modificado	84
3.5.2	Laminar inercial turbulento	87
3.5.2.1	Forma quadrática – pressão ao quadrado	87
3.5.2.2	Forma quadrática – pressão	90
3.5.2.3	Forma potencial real do gás (pseudopressões)	91

4	Análise da Coluna de Produção e Linha de Fluxo	92
4.1	Introdução	92
4.2	Equação da energia	93
4.3	Número de Reynolds	97
4.4	Rugosidade relativa	98
4.5	Determinação do fator de atrito	100
4.5.1	Fluxo laminar de fase simples	100
4.5.2	Fluxo turbulento de fase simples	102
4.5.2.1	Tubulações lisas	102
4.5.2.2	Tubulações rugosas	102
4.6	Fluxo de fase simples	103
4.7	Fluxo nos poços de gás	104
4.7.1	Pressão estática de fundo do poço	105
4.7.1.1	Método da temperatura e compressibilidade média	105
4.7.1.2	Método cullender e smith	107
4.7.2	Pressão dinâmica de fundo do poço	109
4.7.2.1	Método da temperatura e compressibilidade média	110
4.7.2.2	Método cullender e smith	111
4.8	Fluxo de gás em linhas de fluxo	115
4.9	Velocidade de erosão	118
5	Análise do Fluxo de Gás Através de Chokes	120
5.1	Introdução	120
5.2	Chokes superficiais	122
5.2.1	Tipo positivo	122
5.2.1	Tipo ajustáveis	122
5.3	Modelos de fluxo	122
5.3.1	Fluxo subcrítico	122
5.3.2	Fluxo crítico	124
5.4	Fluxo de gás através de restrições	125

6	Análise do Sistema de Produção	127
6.1	Introdução	127
6.2	Revisão bibliográfica	130
6.3	aspectos gerais da análise global de um sistema de produção	133
6.3.1	Pressões constantes	134
6.3.2	Análise do sistema no fundo do poço	136
6.3.2.1	Seleção do tamanho do tubo de produção	137
6.3.2.2	Efeito de depleção	139
6.3.3	Análise do sistema na cabeça do poço	139
6.3.4	Análise do sistema no separador	140
6.3.5	Análise do sistema na restrição superficial	147
7	Análise de Aplicação	151
7.1	Introdução	151
7.2	Dados básicos	151
7.3	Determinação das propriedades do gás natural poço	
	PUC – X1	153
7.3.1	Peso molecular aparente	154
7.3.2	Densidade	154
7.3.3	Fator compressibilidade Z	155
7.3.3.1	Correlação de Brill & Beggs	155
7.3.3.2	Correlação de Hall – Yarborough	155
7.3.4	Massa específica	156
7.3.5	Fator volume de formação	156
7.3.6	Compressibilidade isotérmica	156
7.3.6.1	Propriedades pseudo críticas	156
7.3.6.2	Correções das propriedades pseudo críticas	157
7.3.6.3	Propriedades pseudo reduzidas	157
7.3.7	viscosidade do gás natural	158
7.3.7.1	Método de Carr, Kobayashi e Burrows	158
7.3.7.2	Método de Lee, Gonzales e Eakin	159

7.4	Análise reservatório – poço	160
7.4.1	Vazão de fluxo mínimo para o levantamento de líquido contínuo e vazão de erosão	160
7.4.2	Método simplificado	162
7.4.3	Método de pressão	166
7.4.4	Método pseudo pressão	168
7.4.5	Cálculo do AOF através de dados de reservatório	179
7.5	Análise na coluna de produção e linha de fluxo	182
7.5.1	Coluna de produção	182
7.5.1.1	Método da temperatura e compressibilidade média	182
7.5.1.2	Método cullender e smith	183
7.5.2	Linha de fluxo	187
7.5.2.1	Método da temperatura e compressibilidade média	187
7.5.2.2	Weymouth	188
7.5.2.3	Panhandle A e B	190
7.6	Análise do tamanho do choke superficial	200
7.7	Análise do sistema na entrada ao do separador	205
7.8	Análise total do sistema	207
8	Conclusões e Recomendações	210
9	Referências bibliográficas	213
Apêndice A	Propriedades do gás natural	215
Apêndice B	Pressão de orvalho para gás natural	244
Apêndice C	Determinação da Função Pseudo Pressão	245
Apêndice D	Interpretação Teste de Formação DST, Poço PUC – X1	251
Apêndice E	Análise Instrumental Cromatografia Gasosa	254
Apêndice F	Sistema de Automatização do Sistema Global para um Poço Gasífero	261
Apêndice G	Sistemas e Conversões de Unidades	282

## Lista de figuras

Figura 1.1	História e previsão do consumo do gás natural no mundo	26
Figura 1.2	Evolução do gás natural por setores no Brasil	27
Figura 1.3	Gasoduto Bolívia – Brasil	34
Figura 2.1	Diagrama de fases pressão – temperatura	39
Figura 2.2	Típico diagrama P-T para petróleo negro	43
Figura 2.3	Curva de encolhimento líquido para petróleo negro	43
Figura 2.4	Típico diagrama P-T para petróleo de baixo encolhimento	45
Figura 2.5	Curva para baixo encolhimento de petróleo	45
Figura 2.6	Típico diagrama P-T para petróleo volátil	46
Figura 2.7	Curva de encolhimento de líquido para petróleo volátil	46
Figura 2.8	Diagrama de fase esquemático para petróleo próximo ao ponto crítico	47
Figura 2.9	Curva típica de encolhimento de líquido para petróleo próximo ao ponto crítico	47
Figura 2.10	Diagrama de fase mostrando as regiões de condensação retrógrada	49
Figura 2.11	Típico diagrama de fase para um reservatório de gás condensado próximo ao ponto crítico	50
Figura 2.12	Diagrama de fase para gás úmido	51
Figura 2.13	Diagrama de fase para gás seco	52
Figura 3.1	Curvas IPR típicas	54
Figura 3.2	Geometria para fluxo laminar	57
Figura 3.3	Fluxo radial	59
Figura 3.4	Distribuição radial de pressão em regime estável	62
Figura 3.5	Distribuição radial de pressão em regime pseudo estável	73
Figura 3.6	Queda de pressão adicional devido a dano à formação	75
Figura 3.7	Teste de fluxo convencional	82
Figura 3.8	Esquema para teste de fluxo convencional	82
Figura 3.9	Teste de fluxo isócrono	85

Figura 3.10	Esquema para teste de fluxo isócrono	85
Figura 3.11	Curva de comportamento de fluxo de entrada	86
Figura 3.12	Teste de fluxo isócrono modificado	87
Figura 3.13	Análise gráfica para determinar A e B	89
Figura 4.1	Direções de fluxo na tubulação	92
Figura 4.2	Fluxo de fluido em tubulação inclinada	95
Figura 4.3	Equilíbrio de forças	96
Figura 4.4	Fatores de atrito para qualquer tipo de tubulação comercial	99
Figura 4.5	Valores da rugosidade relativa e fator de atrito	101
Figura 5.1	Esquema do choke	120
Figura 5.2	Localização do choke	121
Figura 5.3	Porta orifícios tipo positivo	123
Figura 5.4	Chokes positivos	123
Figura 5.5	Válvula de agulha regulável	124
Figura 6.1	Sistema simples de produção	127
Figura 6.2	Possíveis perdas da pressão em um sistema completo	128
Figura 6.3	Determinação da capacidade de fluxo	135
Figura 6.4	Colocação de vários nós	136
Figura 6.5	Componentes do reservatório	138
Figura 6.6	Condições instáveis por efeito do diâmetro	141
Figura 6.7	Poço restringido pelo sistema de tubulação	141
Figura 6.8	Efeito do tamanho da tubulação	142
Figura 6.9	Efeito da mudança de diâmetro da tubulação sobre a capacidade do poço	142
Figura 6.10	Previsão das vazões futuras	143
Figura 6.11	Efeito de depleção	143
Figura 6.12	Componentes de separador e linha de fluxo	144
Figura 6.13	Componentes do reservatório e tubulação	144
Figura 6.14	Solução em cabeça do poço	145
Figura 6.15	Nó solução no separador	146
Figura 6.16	Efeitos da pressão no separador	146
Figura 6.17	Nó solução no choke de superfície	148
Figura 6.18	Avaliação do choke de superfície	149

Figura 6.19	Comportamento total do sistema incluindo choke de superfície	149
Figura 6.20	Comportamento do choke	150
Figura 6.21	Comportamento do sistema para diversos diâmetros de choke	150

## Lista de tabelas

Tabela 1.1	Reservas provadas de gás natural da Petrobrás	28
Tabela 1.2	Reservas provadas de gás natural na América do Sul	29
Tabela 1.3	Evolução das reservas de gás natural certificadas da Bolívia	31
Tabela 1.4	Relação de reservas / consumo para os próximos 70 anos	32
Tabela 1.5	Contratos de risco compartilhado na Bolívia.	32
Tabela 1.6	Volumes de contrato compra – venda de gás natural, Bolívia - Brasil	34
Tabela 1.7	Valores e preços do gás natural, Bolívia - Brasil	35
Tabela 3.1	Unidades da lei de Darcy	56
Tabela 4.1	Regime de fluxo relacionado com o número de Reynolds	98
Tabela 4.2	Valores de rugosidade absoluta	100
Tabela 4.3	Valores de C para diversas unidades	117
Tabela 4.4	Valores das constantes ai	118
Tabela 7.1	Parâmetros do reservatório	152
Tabela 7.2	Parâmetros do fluido	152
Tabela 7.3	Dados do teste seqüencial	152
Tabela 7.4	Composição do gás natural, poço PUC - X1	153
Tabela 7.5	Peso molecular aparente	154
Tabela 7.6	Fator Z - Brill & Beggs	155
Tabela 7.7	Fator Z - Hall-Yarborough	155
Tabela 7.8	Resumo dos valores obtidos de Z	155
Tabela 7.9	Massa específica do gás natural - Poço PUC - X1	156
Tabela 7.10	Fator volume de formação	156
Tabela 7.11	Propriedades pseudo críticas da Mistura	157
Tabela 7.12	Viscosidade do gás natural	160
Tabela 7.13	Vazão de fluxo mínima para o levantamento de líquido contínuo	161
Tabela 7.14	Velocidade e Vazão de Erosão	161



Tabela 7.15	Análise Simplificado	162
Tabela 7.16	Curva do comportamento do reservatório (CCR)	164
Tabela 7.17	Análise da forma quadrática - pressão	166
Tabela 7.18	Curva do comportamento do reservatório (CCR)	168
Tabela 7.19	Cálculo da função pseudo - pressão $m(p)$	170
Tabela 7.20	Análise pseudo – pressão	172
Tabela 7.21	Curva do comportamento do reservatório (CCR)	175
Tabela 7.22	Resumo dos valores de AOF (teste)	175
Tabela 7.23	Curvas do comportamento do reservatório (CCR), dados teste	177
Tabela 7.24	Curva do comportamento do reservatório (CCR), dados do reservatório	180
Tabela 7.25	Valores estimados da pressão na cabeça do poço para diferentes Diâmetros (método temperatura e compressibilidade Média)	183
Tabela 7.26	valores estimados da pressão na cabeça do poço para diferentes diâmetros (método Cullender e Smith)	185
Tabela 7.27	Valores estimados da pressão na cabeça do poço para diferentes diâmetros (método temperatura e compressibilidade Média)	188
Tabela 7.28	Valores estimados da pressão na cabeça do poço para diferentes diâmetros (método Weymouth)	190
Tabela 7.29	Valores Estimados da Pressão na Cabeça do Poço para Diferentes Diâmetros (método Panhandle A)	192
Tabela 7.30	Valores estimados da pressão na cabeça do poço para diferentes diâmetros (método Panhandle B)	192
Tabela 7.31	Capacidade de fluxo para diferentes diâmetros do tubo de produção ( $P_{wf}$ , método pseudo pressão)	195
Tabela 7.32	Capacidade de fluxo para diferentes diâmetros do tubo de produção ( $P_{wf}$ , método simplificado)	197
Tabela 7.33	Capacidade de fluxo para diferentes diâmetros do tubo de produção ( $P_{wf}$ método pressão)	197
Tabela 7.34	Comportamento do choke	200

Tabela 7.35	Valores de vazão e pressão para diferentes diâmetros de choke	202
Tabela 7.36	Análise do sistema no separador	205
Tabela 7.37	Análise total do sistema	208

## Nomenclatura

$A$	=	Área
$A$	=	Coeficiente de fluxo laminar, eq.(3.87), (3.95), (3.100)
$A$	=	Suma das frações molares de $H_2S + CO_2$
$A$	=	Variável no método Brill & Beggs (Apêndice A)
$API$	=	Instituto Americano do Petróleo (American Petroleum Institute)
$^{\circ} API$	=	Graus API
$AOF$	=	Máximo potencial do poço (Absolute Open Flow )
$B$	=	Fração molar de $H_2S$ .
$B$	=	Coeficiente de fluxo turbulento, eq.(3.87), (3.95), (3.100)
$B$	=	Variável no método Brill & Beggs (Apêndice A)
$bbl$	=	Barril
$Bcf$	=	Bilhões de metros cúbicos
$B_g$	=	Fator volume – formação do gás
$\bar{B}_g$	=	Fator médio volume – formação do gás, avaliada a $\bar{P}$
$C$	=	Coeficiente, eq.(3.83)
$C$	=	Constante , eq.(4.64)
$C$	=	Variável no método Brill & Beggs (Apêndice A)
$C_d$	=	Coeficiente de descarga
$C_g$	=	Compressibilidade do gás
$c_t$	=	Compressibilidade Isotérmica total
$cp$	=	Centipoise
$C_p$	=	Calor específico a pressão constante
$C_v$	=	Calor específico a volume constante
$d$	=	Diâmetro da tubulação
$d_{ch}$	=	Diâmetro do Choke
$D$	=	Coeficiente de fluxo turbulento
$D$	=	Variável no método Brill & Beggs (Apêndice A)

$DST$	=	Drillsteam Test
$E$	=	Fator de eficiência
$e$	=	Rugosidade absoluta
$F$	=	Coeficiente de fluxo não Darcy
$g$	=	Aceleração gravitacional
$g_c$	=	Constante gravitacional $32.17 lb_m ft / lb_f sec^2$
$f$	=	Fator de atrito
$f'$	=	Fator de atrito Fanning
$^{\circ}F$	=	Grau Fahrenheit
$F$	=	Fator de atrito de Nikuradse
$ft$	=	Pé (feet)
$h$	=	Entalpia.
$h$	=	Espessura do reservatório
$H$	=	Profundidade do poço
$I_{wh}$	=	Integral estática avaliada a $p_{wh}$ e $T_{wh}$
$I_{ms}$	=	Integral estática avaliada a $p_{ms}$ e $\bar{T}$
$I_{ws}$	=	Integral estática avaliada a $p_{ws}$ e $T_{ws}$
$I_{tf}$	=	Integral de fluxo avaliada a $p_{wh}$ e $T_{wh}$
$I_{mf}$	=	Integral de fluxo avaliada a $p_{mf}$ e $T_{mf}$
$I_{wf}$	=	Integral de fluxo avaliada a $p_{wf}$ e $T_{wf}$
$IPR$	=	Relação de comportamento do fluxo de entrada (inflow performance relationship)
$in$	=	Polegada (inch)
$k$	=	Permeabilidade
$k_g$	=	Permeabilidade do gás
$k$	=	Relação de calores específicos
$k$	=	Contador de iterações
$K$	=	Variável no método Lee, Gonzalez e Eakin
$L$	=	Comprimento
$l_w$	=	Perda de trabalho, devido à irreversibilidade
$log$	=	Logaritmo decimal

$m$	=	massa
$m$	=	Pendente
$m^3$	=	Metros cúbicos
$md$	=	Milidarcys
$m(p)$	=	Pseudopressão do gás real desde, 0 até $p_R$
$m(p_w)$	=	Pseudopressão do gás real, desde 0 até $p_{wf}$
$M$	=	peso molecular
$M_a$	=	Peso molecular aparente
$M_i$	=	Peso molecular do componente i
$MD$	=	Profundidade medida (measured depth)
$Mscfd$	=	Mil pés cúbicos dia (thousand standart cubic feet day)
$MM\ m^3/d$	=	Milhões de metros cúbicos
$n$	=	Exponente, eq.(3.83)
$n$	=	Número de libras-mol
$n_c$	=	Número de componentes
$N_{Re}$	=	Número de Reynolds
$psia$	=	Libras por polegada quadrada absoluta (pounds per square inch absolute)
$psi$	=	Libras por polegada quadrada (pounds per square inch )
$ppm$	=	Partes por milhão
$p$	=	Pressão
$\bar{P}$	=	Pressão média
$p_1$	=	Pressão a montante do Choke, eq.(5.1)
$p_2$	=	Pressão a jusante do Choke, eq.(5.1)
$p_c$	=	Pressão crítica
$p_d$	=	Pressão de orvalho
$p_r$	=	Pressão reduzida, (Apêndice A)
$P_{pr}$	=	Pressão pseudo-reduzida
$P_{ci}$	=	Pressão pseudo-crítica do componente i

$P_{pc}$	=	Pressão pseudo-crítica
$p_{sc}$	=	Pressão a condições normais, 14,7 psia
$\bar{P}_r$	=	Pressão média do reservatório
$P_{wfs}$	=	Pressão de fluxo nos canhoneados
$P_{wf}$	=	Pressão de fluxo no fundo do poço
$p_{ws}$	=	Pressão estática no fundo do poço
$p_{ms}$	=	Pressão estática à profundidade média da tubulação, $H / 2$
$p_{wh}$	=	Pressão de fluxo e estática na cabeça do poço
$P_{mf}$	=	Pressão de fluxo à profundidade média da tubulação, $H / 2$
$p_D$	=	Queda de pressão, para um $t_D$
$q$	=	Vazão
$q_e$	=	Vazão de fluxo de erosão
$q_{sc}$	=	Vazão de fluxo de gás a condições de normais
$q_g$	=	Vazão de fluxo de gás
$q_{g(min)}$	=	Vazão de fluxo mínimo para o levantamento contínuo de líquidos
$q_{gr}$	=	Vazão de fluxo do gás, para um raio $r$
$Q$	=	Transferência de calor.
$r$	=	Distância radial
$r_e$	=	Raio de drenagem
$r_w$	=	Raio do poço
$R$	=	Constante universal dos gases
$^{\circ} R$	=	Grau Rankine
$RCG$	=	Relação água - condensado
$RWG$	=	Relação água - gás
$s$	=	Dano à formação perto do poço
$s$	=	Entropia.
$scf$	=	Pés cúbicos em condições standard (standard cubic feet)

$SBHP$	=	Pressão estática de fundo do poço (static bottom-hole pressure)
$STB$	=	Barris em condições padrão ou standard (stock tank barrels)
$t$	=	Tempo
$t$	=	Variável no método Yarborough & Hall (Apêndice A)
$t_D$	=	Tempo sem dimensão
$T$	=	Temperatura
$\bar{T}$	=	Temperatura média
$T_c$	=	Temperatura crítica
$T_{ci}$	=	Temperatura Pseudo-crítica do componente i.
$T_{sc}$	=	Temperatura a condições normais, 60 °F
$T_r$	=	Temperatura do reservatório
$T_r$	=	Temperatura reduzida, (Apêndice A)
$T_{pc}$	=	Temperatura pseudo-crítica
$T_{pr}$	=	Temperatura pseudo-reduzida
$T_{wh}$	=	Temperatura de fluxo e estática na cabeça do poço
$T_{ws}$	=	Temperatura estática no fundo do poço
$T_{mf}$	=	Temperatura de fluxo à profundidade média da tubulação, $H / 2$
$TVD$	=	Profundidade vertical verdadeira (true vertical depth)
$Tcf$	=	Trilhões de metros cúbicos
$U$	=	Energia interna.
$u$	=	Velocidade de fluxo
$u_{min}$	=	Velocidade mínima
$V$	=	Volume
$V_c$	=	Volume crítico
$V_r$	=	Volume reduzido.
$V_{sc}$	=	Volume normal
$w$	=	Trabalho desenvolvido pelo fluido.
$X$	=	Variável no método Lee, Gonzalez e Eakin
$y_i$	=	Fração molar do componente i.

$Y$	=	Variável no método Lee, Gonzalez e Eakin
$Z$	=	Fator de compressibilidade para $p$ e $T$
$\bar{Z}$	=	Fator de compressibilidade para $\bar{P}$ , $\bar{T}$
$Z_{sc}$	=	Fator de compressibilidade a condições normais $\cong 1$

### Símbolos Gregos

$\beta$	=	Coefficiente turbulento de velocidade
$\Delta$	=	Decremento
$\varepsilon$	=	Fator de ajuste das propriedades pseudo críticas
$\phi$	=	Porosidade
$\gamma_g$	=	Densidade do gás
$\mu$	=	Viscosidade
$\mu_g$	=	Viscosidade do gás
$\mu_{gw}$	=	Viscosidade do gás, avaliada a $P_{wf}$
$\bar{\mu}_g$	=	Viscosidade média do gás, avaliada a $\bar{P}$
$\rho$	=	Massa específica
$\rho_{ar}$	=	Massa específica do ar
$\rho_g$	=	Massa específica do gás
$v$	=	Velocidade aparente
$\tau_w$	=	Esforço cisalhante
$\Psi_D$	=	Pseudo pressão do gás real, para um $t_D$