

Sumário

1	PROPRIEDADES DOS FLUIDOS	1
1.1.	Petróleo	1
1.1.1.	Óleo e gás natural	2
1.2.	Comportamento de Fases	3
1.2.1.	Vaporização de uma substância pura	3
1.2.2.	Vaporização de uma mistura	5
1.2.3.	Diagrama de fases de uma mistura	7
1.3.	Tipos de Reservatórios de Petróleo	8
1.3.1.	Reservatórios de óleo	9
	a) Óleo de baixa contração e óleo de alta contração	10
	b) Óleo normal e óleo quase crítico	11
1.3.2.	Reservatórios de gás	11
	a) Reservatórios de gás úmido e de gás seco	11
	b) Reservatório de gás retrógrado	12
1.3.3.	Reservatórios de óleo e gás	14
1.4.	Propriedades Básicas dos Fluidos	15
1.4.1.	Volume molar	15
1.4.2.	Coordenadas reduzidas	15
1.4.3.	Compressibilidade isotérmica	16
1.5.	Misturas e Soluções	16
1.6.	Propriedades Básicas das Misturas Homogêneas (Soluções) Ideais	18
1.6.1.	Porcentagem em massa	18
1.6.2.	Porcentagem em volume	18
1.6.3.	Porcentagem em mol	18
1.6.4.	Massa molecular	19
1.6.5.	Coordenadas pseudocríticas e pseudo-reduzidas	19
1.6.6.	Lei dos estados correspondentes	19
1.7.	Propriedades dos Gases	20
1.7.1.	Gás ideal	20
	a) Lei de Boyle-Mariotte	20
	b) Lei de Charles	20
	c) Lei de Avogadro (Gay-Lussac)	20
	d) Equação de estado	20
	e) Massa específica	21
	f) Densidade	21
1.7.2.	Misturas de gases ideais	22
	a) Lei de Dalton (Pressões parciais)	22
	b) Lei de Amagat (Volumes parciais)	23

c) Densidade	24
d) Compressibilidade isotérmica	24
1.7.3. Gás real	24
a) Equação de estado	24
b) Massa específica	26
c) Densidade	26
1.7.4. Misturas gasosas de hidrocarbonetos	28
a) Massa molecular aparente	28
b) Densidade	28
c) Propriedades pseudocríticas	28
d) Correção para a presença de não-hidrocarbonetos no cálculo das propriedades pseudocríticas ..	30
e) Propriedades pseudo-reduzidas	30
f) Fator de compressibilidade para gás natural	32
g) Compressibilidade isotérmica	35
h) Compressibilidade pseudo-reduzida	36
i) Fator volume-formação do gás natural	37
j) Viscosidade do gás natural	39
k) Outras equações de estado	45
1.8. Propriedades das Misturas Líquidas de Hidrocarbonetos	48
1.8.1. Caracterização de frações indefinidas do petróleo	48
1.8.2. Propriedades pseudocríticas	48
1.8.3. Massa específica	52
a) Cálculo da massa específica nas condições-standard	50
b) Cálculo da massa específica numa pressão maior ou igual à pressão de bolha	51
1.8.4. Densidade	55
1.8.5. Compressibilidade isotérmica	56
1.8.6. Equação de estado para um líquido de compressibilidade constante	58
a) Líquido de compressibilidade constante	58
b) Líquido de compressibilidade constante e pequena	58
1.8.7. Viscosidade	59
1.8.8. Fator volume-formação do óleo	62
1.8.9. Razão de solubilidade	63
1.8.10. Fator volume-formação duas fases do óleo	67
1.8.11. Correlações para B_o , p_b e R_s	68
a) Fator volume-formação do óleo	68
b) Pressão de bolha	71
c) Razão de solubilidade	73
1.8.12. Liberações “flash” e diferencial	74
a) Liberação “flash”	74
b) Liberação diferencial	76
c) Comparação entre os dois métodos de liberação	78
1.8.13. Uso de dados PVT para estudos de reservatórios	79
1.8.14. Pressão de bolha	80
1.8.15. Pressão ótima de separação	80
1.8.16. Propriedades da água	82
a) Compressibilidade	82
b) Fator volume-formação	82
c) Razão de solubilidade do gás na água	83
d) Viscosidade	83
1.9. Problemas	86
Referências	90
2 PROPRIEDADES DAS ROCHAS	91
2.1. Porosidade	91
2.1.1. Definições	91
a) Porosidade absoluta	92
b) Porosidade efetiva	92
c) Porosidade primária	92
d) Porosidade secundária	92

2.1.2. Rochas-reservatórios	93
a) Arenitos	93
b) Rochas carbonatadas	94
c) Outras rochas	94
2.1.3. Medição da porosidade	94
2.1.4. Porosidade média	95
2.2. Compressibilidade	95
2.3. Saturação de Fluidos	101
2.3.1. Definições	101
2.3.2. Métodos de determinação da saturação	102
2.3.3. Fatores que afetam a saturação	102
2.4. Permeabilidade	104
2.4.1. Definições	104
2.4.2. Fluxo linear permanente	107
a) Fluido incompressível	107
b) Fluido compressível	108
2.4.3. Fluxo radial permanente	109
a) Fluido incompressível	110
b) Fluido compressível	111
2.4.4. Combinações de permeabilidade	112
a) Leitos paralelos com fluxo linear	112
b) Leitos paralelos com fluxo radial	113
c) Leitos em série com fluxo linear	114
d) Leitos em série com fluxo radial	116
2.4.5. Analogia entre a lei de Darcy e outras leis físicas	117
2.4.6. Métodos de medição	118
2.4.7. Permeabilidade média	118
2.4.8. Fatores que afetam a permeabilidade	119
a) Efeito Klinkenberg	119
b) Efeito da reação fluido-rocha	120
c) Efeito da sobrecarga	121
2.5. Capilaridade	122
2.5.1. Definições	122
a) Relação entre tensão superficial e energia livre de superfície unitária	123
b) Relação entre pressão capilar e tensão superficial	124
2.5.2. Molhabilidade	126
2.5.3. Ascensão capilar	128
2.5.4. Processos de embebição e de drenagem	134
2.5.5. Curvas de pressão capilar	135
2.5.6. Medição da pressão capilar	139
2.5.7. Conversão dos dados de laboratório para o campo	139
2.5.8. O efeito Jamin	140
2.5.9. A função J de Leverett	144
a) Cálculo da \bar{S}_{wi} de uma seção vertical quando são conhecidos os valores de k , ϕ e h de várias amostras da rocha-reservatório	145
b) Cálculo da \bar{S}_{wi} de uma seção vertical quando a permeabilidade e a porosidade como uma função da elevação (h) são desconhecidas	147
c) Cálculo da saturação inicial média de água do reservatório	149
2.6. Permeabilidades Efetiva e Relativa	152
2.6.1. Definições	152
2.6.2. Curvas de permeabilidade relativa – Fluxo de duas fases	152
2.6.3. Fatores que afetam a permeabilidade relativa	154
a) Processo de saturação	154
b) Molhabilidade	155
c) Consolidação do meio poroso	155
2.6.4. Razão de permeabilidades relativas	156
2.6.5. Fluxo de três fases	157
2.6.6. Obtenção das curvas de permeabilidade relativa	161

2.6.7. Representação analítica das curvas de permeabilidade relativa e de pressão capilar	163
2.7. Problemas	164
Referências	174
3 FLUXO DE LÍQUIDOS EM MEIOS POROSOS	177
3.1. Fluxo de Fluidos Incompressíveis	177
3.1.1. Lei de Darcy	178
3.1.2. Potencial de fluxo de um fluido	179
3.1.3. Aplicação do conceito de potencial	180
3.1.4. Fluxo inclinado	181
3.1.5. Fluxo horizontal	182
3.1.6. Lei de Darcy generalizada	183
3.1.7. Sistema de unidades de Darcy	184
3.1.8. Fluxo radial	184
3.2. Equação da Difusividade Hidráulica	188
3.2.1. Equação da continuidade	189
3.2.2. Equação de Darcy	192
3.2.3. Equação de estado	193
3.2.4. Soluções da equação da difusividade	195
a) Fluxo linear	195
b) Fluxo radial	203
3.3. Princípio da Superposição de Efeitos	216
3.4. Descontinuidades Lineares (Falhas e Barreiras) e Método das Imagens	219
3.5. Efeito de Película e Dano (ou Estímulo) de Formação	220
3.5.1. Superposição de efeitos	223
3.6. Produtividade de Poços em Regimes Estabilizados de Fluxo	224
3.6.1. Fluxo pseudopermanente	224
3.6.2. Fluxo permanente	228
3.6.3. Raio efetivo de um poço	229
3.7. Reservatórios Naturalmente Fraturados	230
3.8. Poços Verticais Artificialmente Fraturados	232
3.8.1. Tempo de estabilização e fator de forma em poços verticais fraturados	236
3.9. Cone de Água e/ou de Gás em Poços Verticais	238
3.9.1. Vazão crítica	239
3.9.2. Correlações para a estimativa da vazão crítica	239
3.10. Poços Horizontais	241
3.10.1. Dano ou estímulo	244
3.10.2. Modelo físico	245
3.10.3. Regimes de fluxo	247
3.10.4. Áreas drenadas por poços verticais e horizontais	249
3.10.5. Influência da anisotropia areal do meio poroso na área de drenagem	250
3.10.6. Tempo de estabilização em poços horizontais	252
3.10.7. Área de drenagem de um poço horizontal	253
3.10.8. Fluxo permanente	255
3.10.9. Comparação entre poços horizontais e poços verticais fraturados	259
3.10.10. Fluxo pseudopermanente	261
a) Fator de forma para poços horizontais	261
b) Produtividade de um poço horizontal	263
c) Produtividade de um poço horizontal parcialmente aberto	265
3.10.11. Cone de água e/ou de gás em poços horizontais	265
3.11. Problemas	266
Referências	275
4 FLUXO DE GASES EM MEIOS POROSOS	277
4.1. Equações Fundamentais do Fluxo de Gases	277
4.1.1. Equação da continuidade	277
4.1.2. Equação de fluxo	278
4.1.3. Equação de estado	278

4.2. Equação da Difusividade Hidráulica	279
4.2.1. Gás ideal	280
4.2.2. Gás real	281
4.3. Soluções da Equação da Difusividade	285
4.3.1. Gás ideal	285
a) Fluxo linear	285
a) Fluxo radial	292
4.3.2. Gás real	294
a) Fluxo linear	294
b) Fluxo radial	295
4.4. Soluções Aproximadas da Equação da Difusividade Hidráulica	299
4.5. Fluxo Turbulento e Efeito de Película	299
4.5.1. Fluxo linear permanente	300
4.5.2. Fluxo radial permanente	301
4.6. Equação Empírica Para Fluxo de Gás em Regime Estabilizado	302
4.7. Relação Entre as Equações de Fluxo Teórica e Empírica	305
4.8. Princípio da Superposição de Efeitos	308
4.9. Cone de Água	309
4.10. Poços Horizontais	310
4.10.1. Equações de fluxo	310
4.11. Problemas	311
Referências	313
5 MECANISMOS DE PRODUÇÃO DE RESERVATÓRIOS	315
5.1. Mecanismo de Gás em Solução	316
5.2. Mecanismo de Capa de Gás	318
5.3. Mecanismo de Influxo de Água	319
5.4. Mecanismo Combinado	320
5.5. Mecanismo de Segregação Gravitacional	321
Referências	321
6 INFLUXO DE ÁGUA	323
6.1. Modelo de van Everdingen & Hurst	323
6.1.1. Aquífero radial	324
6.1.2. Aquífero linear	330
6.2. Superposição de Efeitos	333
6.2.1. Discretização da equação da superposição	334
6.3. Modelo Aproximado de Fetkovich	336
6.4. Modelo de Hurst Modificado	340
6.5. Modelo de Carter-Tracy	341
6.6. Modelos de Leung	343
6.6.1. Modelo pseudopermanente (“PSS model”)	344
6.6.2. Modelo pseudopermanente modificado (“MPSS model”)	349
6.7. Comparação Entre os Modelos	351
6.8. Modelo de Influxo de Água de Fundo	351
6.8.1. Equações do problema	352
6.8.2. Solução do problema	354
6.9. Cálculo das Pressões Média e no Contato	355
6.9.1. Cálculo da pressão média do reservatório	355
a) Determinação das áreas de drenagem de cada poço	356
b) Determinação da pressão média do reservatório	357
6.9.2. Cálculo da pressão no contato	358
6.10. Problemas	359
Referências	362
7 BALANÇO DE MATERIAIS EM RESERVATÓRIOS DE GÁS	365
7.1. Introdução ao Balanço de Materiais	365
7.2. Equação de Balanço de Materiais Generalizada	366

7.3. Reservatórios Volumétricos de Gás Seco	367
7.3.1. Reservatórios volumétricos anormalmente pressurizados	369
7.4. Reservatórios de Gás Seco sob Influxo de Água	372
7.4.1. Linearização da equação de balanço de materiais	373
7.5. Reservatórios de Gás Condensado Não-Retrógrado	376
7.5.1. Cálculo do volume de gás equivalente ao condensado produzido	376
7.5.2. Cálculo do volume de vapor de água equivalente à água produzida	377
7.5.3. Cálculo da densidade do fluido do reservatório	378
7.5.4. Aplicação da equação de balanço de materiais	379
7.6. Reservatórios de Gás Condensado Retrógrado	379
7.7. Fator de Recuperação	381
7.8. Problemas	382
Referências	385
8 BALANÇO DE MATERIAIS EM RESERVATÓRIOS DE ÓLEO	387
8.1. Equação de Balanço de Materiais Generalizada	387
8.2. Linearização da Equação de Balanço de Materiais	389
8.3. Reservatórios com Mecanismo de Gás em Solução	390
8.3.1. Reservatório acima da pressão de bolha (óleo subsaturado)	391
8.3.2. Reservatório abaixo da pressão de bolha (óleo saturado)	393
8.4. Reservatórios com Mecanismo de Capa de Gás	397
8.5. Reservatórios com Mecanismo de Influxo de Água	401
8.6. Problemas	407
Referências	410
9 AJUSTE DE HISTÓRICO	411
9.1. Regressão Linear pelo Método dos Mínimos Quadrados	411
9.1.1. Qualidade do ajuste	414
9.1.2. Ajuste de histórico utilizando o modelo de Schilthuis	415
9.1.3. Ajuste de histórico utilizando o modelo de Hurst modificado	415
9.1.4. Ajuste de histórico utilizando o modelo de van Everdingen & Hurst	417
9.2. Estimativa de Parâmetros não Lineares	421
9.2.1. Método dos mínimos quadrados	421
a) Método de Newton	421
b) Método de Gauss-Newton	423
c) Método de Gauss-Marquardt	423
d) Qualidade do ajuste	424
e) Convergência do processo iterativo	425
9.2.2. Métodos robustos para a estimativa de parâmetros não lineares	425
a) Método dos Mínimos Valores Absolutos – Implementação 1 (MVA1)	425
b) Método dos Mínimos Valores Absolutos Modificado (MVAM)	427
c) Método MVAM-MVA1	428
d) Método dos Mínimos Valores Absolutos – Implementação 2 (MVA2)	428
9.2.3. Uso de restrições para os parâmetros	429
a) Funções penalidades	429
b) Procedimento da extensão das imagens	431
9.3. Não-Unicidade de Solução no Ajuste de Histórico	435
9.4. Problemas	436
Referências	437
10 PREVISÃO DE COMPORTAMENTO DE RESERVATÓRIOS USANDO A EQUAÇÃO DE BALANÇO DE MATERIAIS	439
10.1. Reservatórios de Gás	439
10.1.1. Reservatórios volumétricos	439
10.1.2. Reservatórios com influxo de água	440
a) Método de Fetkovich	440
b) Método de van Everdingen & Hurst	445
10.2. Reservatórios de Óleo com Mecanismo de Gás em Solução	445
10.2.1. Reservatórios subsaturados	446

10.2.2. Reservatórios saturados	446
a) Equações básicas	446
b) Método de Tarner	450
10.3. Reservatórios de Óleo com Mecanismo de Capa de Gás	457
10.3.1. Método de Muskat	457
10.3.2. Manutenção completa de pressão através da injeção de gás	464
10.3.3. Conversão da previsão de comportamento em funções da variável tempo	466
10.4. Reservatórios de Óleo com Mecanismo de Influxo de Água	470
10.4.1. Método de Fetkovich	470
10.4.2. Método de van Everdingen & Hurst	474
10.4.3. Método simplificado de Hurst	475
a) Reservatórios subsaturados	476
b) Reservatórios saturados	487
10.4.4. Método de Carter-Tracy	489
a) Reservatórios subsaturados	476
10.5. Problemas	491
Referências	499
11 ANÁLISE DE CURVAS DE DECLÍNIO DE PRODUÇÃO	501
11.1. Declínio Hiperbólico	502
11.1.1. Ajuste de histórico – determinação de a_i e n	502
11.1.2. Previsão de comportamento	503
11.2. Declínio Exponencial	505
11.2.1. Ajuste de histórico – determinação de a_i	505
11.2.2. Previsão de comportamento	505
11.3. Declínio Harmônico	507
11.3.1. Ajuste de histórico – determinação de a_i	507
11.3.2. Previsão de comportamento	507
11.4. Análise de Curva de Declínio pelo Método de Gentry	509
11.5. Análise de Curva de Declínio pelo Método de Fetkovich	510
11.6. Análise de Curva de Declínio pelo Método de Tentativa e Erro em Gráfico Log-Log	513
11.7. Problemas	514
Referências	516
12 SIMULAÇÃO NUMÉRICA DE RESERVATÓRIOS	517
12.1. Tipos de Simuladores Numéricos de Fluxo	517
12.1.1. Classificação pelo tratamento matemático	517
a) Modelo tipo Beta ou volumétrico	517
b) Modelo composicional	518
c) Modelo térmico	518
12.1.2. Classificação pelo número de dimensões	518
a) Unidimensional	518
b) Bidimensional	518
c) Tridimensional	519
12.1.3. Classificação de acordo com o número de fases	519
12.2. Desenvolvimento de um Simulador Numérico	519
12.2.1. Leis básicas	520
12.2.2. Fenômenos de transporte	520
a) Fluxo viscoso de um fluido através de um meio poroso	520
b) Transferência de calor	521
12.2.3. Equações de estado	521
a) Fluidos	521
b) Sólidos	522
12.3. Uso de Simuladores Numéricos Para Estudos de Reservatórios	522
12.3.1. Coleta e preparação de dados	523
12.3.2. Preparação do modelo numérico	523
12.3.3. Ajuste de histórico	524
12.3.4. Extrapolação	524

12.4. Introdução às Diferenças Finitas	525
12.4.1. Discretização de uma função através da série de Taylor	526
12.4.2. Diferenças finitas e erro de truncamento	527
a) Derivada primeira	527
b) Derivada segunda	529
c) Casos especiais	529
12.4.3. Derivadas parciais	531
12.4.4. Solução de equações diferenciais parciais	532
a) Formulação matemática do problema	532
b) Condição inicial e condições de contorno	532
c) Variáveis adimensionais	532
d) Discretização das variáveis	533
e) Condições inicial e de contorno na forma discreta	533
f) Solução da equação diferencial parcial	534
12.4.5. Análise de estabilidade	542
a) Solução explícita	543
b) Solução implícita	544
12.4.6. Análise de erros	545
a) Erro de truncamento local	545
b) Erro de truncamento global	546
12.5. Problemas	547
Referências	548
13 ESTIMATIVA DE RESERVAS	549
13.1. Definições	549
13.2. Condições de Reservatório e Condições-Padrão	550
13.3. Fator de Recuperação e Reservas	550
13.4. Condições de Abandono e Volume Recuperável	551
13.5. Métodos de Cálculo	551
13.5.1. Analogia	551
13.5.2. Análise de risco	552
13.5.3. Método volumétrico	552
13.5.4. Desempenho do reservatório	556
a) Análise de declínio de produção	556
b) Equação de balanço de materiais	556
c) Simulação numérica de reservatórios	557
13.6. Problemas	557
Referências	559
14 MÉTODOS CONVENCINAIS DE RECUPERAÇÃO SECUNDÁRIA	561
14.1. Introdução à Recuperação Secundária	561
14.1.1. Aumento da eficiência de recuperação	562
14.1.2. Aceleração da produção	562
14.1.3. Incentivos à recuperação secundária	562
a) Preço do petróleo	562
b) Custo de exploração	562
c) Custo de desenvolvimento	562
d) Custo de produção	562
e) Avanços tecnológicos	562
14.1.4. Alternativas à recuperação secundária	563
a) Exploração de reservas não convencionais	563
b) Estimulação de poços	563
c) Uso de poços especiais	563
d) Extração de líquidos de gás natural	563
e) Reestudo de áreas julgadas improdutivas ou antieconômicas	563
14.1.5. Classificação dos métodos de recuperação secundária	564
14.2. Métodos Convencionais	564
14.2.1. Esquemas de injeção	564

a) Injeção periférica, injeção no topo e injeção na base	565
b) Injeção em malhas	567
14.2.2. Mobilidade e razão de mobilidades	569
14.2.3. Injetividade em malhas regulares	570
14.3. Eficiência de Varrido Horizontal	573
14.3.1. Campo potencial e linhas de fluxo	573
14.3.2. Determinação analítica da área de varrido e do comportamento das linhas de fluxo	575
14.3.3. Determinação da eficiência de varrido horizontal	583
a) Modelo <i>five-spot</i>	588
b) Outros modelos	590
14.4. Eficiência de Varrido Vertical e Eficiência Volumétrica	594
14.4.1. Tratamento estatístico dos dados de um reservatório heterogêneo	595
14.4.2. Modelo de Stiles	597
14.4.3. Modelo de Dykstra-Parsons	601
14.5. Eficiência de Deslocamento	609
14.5.1. Modelo de deslocamento completo	609
a) Distribuição de saturação no meio poroso	609
b) Posição da frente de avanço da água	610
c) Posição da frente de avanço do óleo	612
d) Volume deslocável (de óleo) e eficiência de deslocamento	612
e) Razão de mobilidades	613
f) Pressão de injeção antes do <i>fill-up</i>	613
g) Pressão de injeção após o <i>fill-up</i>	614
14.5.2. Modelo de Buckley-Leverett	620
a) Equação do fluxo fracionário	620
b) Equação da taxa de avanço frontal	623
c) Saturações médias	631
d) Obtenção das curvas de fluxo fracionário a partir de dados de campo	636
e) Eficiência de deslocamento	638
f) Influência dos parâmetros do sistema rocha-fluido na eficiência de deslocamento	642
14.6. Eficiência de Recuperação	645
14.7. Comportamento da Razão Água/Óleo em Reservatórios Sujeitos ao Influxo de Água ou à Injeção de Água	646
14.8. Aspectos Operacionais da Injeção de Água	652
14.8.1. Fatores que influenciam um projeto de injeção de água	652
a) Mecanismos de produção do reservatório	652
b) Características da rocha	652
c) Características dos fluidos	653
d) Profundidade do reservatório	653
e) Conformação estrutural do reservatório	653
14.8.2. Componentes de um sistema de injeção de água	653
a) Captação	653
b) Adução	654
c) Tancagem	654
d) Tratamento	654
e) Conjunto motor-bomba	654
f) Rede de distribuição	656
g) Poços de injeção	657
h) Poços de captação	659
i) Poços de <i>dump-flood</i>	659
14.8.3. Controle e acompanhamento	659
a) Testes	660
b) Índice de injetividade	661
c) Perfil de injetividade	661
14.8.4. Intervenções nos poços de injeção	662
a) Unidades de arame	662
b) Sondas de produção	662
c) Guindastes	662

14.8.5. Corrosão em sistemas de injeção de água	662
a) Efeitos da composição da água	662
b) Efeitos de variáveis físicas	663
14.8.6. Depósitos e/ou <i>Scale</i>	664
14.8.7. Materiais utilizados	664
14.9. Problemas	665
Referências	676
15 MÉTODOS ESPECIAIS DE RECUPERAÇÃO SECUNDÁRIA	677
15.1. Reconhecimento dos Reservatórios Candidatos	677
15.2. Por Que Aplicar a Recuperação Especial?	678
15.2.1. Eficiência de varrido horizontal	679
15.2.2. Fator de contato	679
15.2.3. Eficiência de deslocamento	680
a) Métodos miscíveis	682
b) Métodos térmicos	683
c) Métodos químicos	683
d) Outros métodos	683
15.3. Métodos Miscíveis	683
15.3.1. Comportamento de fases nos fluidos hidrocarbonetos	683
a) Sistema com componente único (substância pura)	683
b) Sistema com dois componentes	684
c) Sistema com três componentes	686
d) Sistemas multicomponentes	688
15.3.2. Injeção de hidrocarbonetos	689
a) Injeção de banco de GLP	689
b) Injeção de gás enriquecido	692
c) Injeção de gás seco a alta pressão	694
15.3.3. Injeção miscível de CO_2	698
15.4. Métodos Térmicos	700
15.4.1. Injeção de fluidos quentes	700
a) Injeção de água quente	701
b) Injeção cíclica de vapor	701
c) Injeção de vapor	702
15.4.2. Combustão <i>in-situ</i>	704
15.5. Métodos Químicos	707
15.5.1. Injeção de polímero	707
15.5.2. Injeção de solução micelar	716
15.5.3. Injeção de solução ASP	720
15.6. Outros Métodos	722
15.6.1. Injeção de vapor com solvente	722
15.6.2. SAGD	722
15.6.3. Aquecimento eletromagnético	723
15.6.4. Injeção de ar	723
15.6.5. THAI – (<i>Toe to Heel Air Injection</i>)	724
15.6.6. Injeção de surfactante	724
15.6.7. Injeção de soda cáustica	724
15.6.8. MEOR – (<i>Microbial Enhanced Oil Recovery</i>)	725
15.6.9. Controle da produção de água	725
a) Gel bloqueador	725
b) Modificador de permeabilidade relativa	725
c) <i>Bright water</i>	726
15.7. Problemas	726
Referências	729
APÊNDICES	731
NOMENCLATURA	801