



Projeto ANP/UFRGS

Coordenador: Prof. Dr. Michael Holz

VOLUME 3

REAVALIAÇÃO DOS SISTEMAS PETROLÍFEROS DA BACIA DE PELOTAS





ÍNDICES

ÍNDICE DE VOLUMES

CAPÍTULO 1. INTRODUÇÃO

CAPÍTULO 2. BANCO DE DADOS

CAPÍTULO 3. MÉTODOS POTENCIAIS

CAPÍTULO 4. ANÁLISE ESTRATIGRÁFICA

VOLUME 1

CAPÍTULO 5. ANÁLISE SÍSMICA

VOLUME 2

CAPÍTULO 6. HIDRATOS DE GÁS

CAPÍTULO 7. GEOQUÍMICA

CAPÍTULO 8. BIOESTRATIGRAFIA

CAPÍTULO 9. REAVALIAÇÃO DA EVOLUÇÃO TERMODINÂMICA DA BACIA

CAPÍTULO 10. SISTEMAS PETROLÍFEROS

CAPÍTULO 11. RECOMENDAÇÕES

CAPÍTULO 12. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

VOLUME 3

ÍNDICE GERAL DO VOLUME 3

6. HIDRATOS DE GÁS	1
6.1 HIDRATOS DE GÁS: REVISÃO CONCEITUAL E DISCUSSÕES GERAIS	2
6.1.1. Hidratos de gás – Aspectos Físico-Químicos	2
6.1.2. Histórico de descoberta dos hidratos e panorama atual de reservas.....	3
6.1.3. Origem e ambientes de formação dos hidratos de gás.....	4
6.1.4. Estabilidade dos hidratos	5
6.1.5. Características dos depósitos de Hidrato de Gás.....	6
6.1.6. Mapeamento Geofísico dos Hidratos de Gás	8
6.2. OBJETIVOS.....	11
6.3. METODOLOGIA	11
6.3.1. Mapeamento sísmico	11
6.3.2. Estimativa de reservas.....	12
6.4. POTENCIALIDADES NA BACIA DE PELOTAS.....	12
6.4.1. Mapeamento dos Hidratos de Gás	12
6.4.1.1. Feições indicativas da Presença de Hidratos de gás	12
6.4.1.2. Distribuição dos hidratos de gás na Bacia de Pelotas	26
6.4.1.3. Características sobre a zona de estabilidade dos hidratos de gás	35
6.4.4. Modelo Geológico para o depósito de hidrato na Bacia de Pelotas	40
6.4.4.1. Modelo 1	41
6.4.4.2. Modelo 2	42
6.4.4.3. Modelo 3	42
6.4.5 Dimensionamento e quantificação das reservas de hidrato de gás na Bacia de Pelotas	45
6.5. CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	48
7. GEOQUÍMICA	49
7.1. DADOS UTILIZADOS	50
7.2. METODOLOGIA E CONCEITUAÇÃO	51
7.2.1. Carbono Orgânico Total (COT).....	51
7.2.2. Maturação baseada na T _{máx} (°C) da Pirólise Rock-Eval.....	52
7.2.3. Tipos de querogênio e potencial de geração de petróleo baseados na análise de Rock-Eval – índices de hidrogênio e oxigênio	52
7.2.4. Petrologia orgânica.....	52
7.2.4.1. Reflectância da Vitrinita.....	52
7.2.4.2. Análise de Macerais	52

7.2.5. Cromatografia Gasosa	53
7.2.6 Análise geoquímica de amostras de piston core.....	53
7.2.7 Índice de Alteração Térmica (IAT).....	53
7.2.8 Integração dos dados de estratigrafia e geoquímica.....	53
7.3. RESULTADOS OBTIDOS.....	53
7.3.1. Carbono Orgânico Total (COT).....	53
7.3.2. Maturação baseada na $T_{máx}$ (°C) da Pirólise Rock-Eval.....	54
7.3.3. Tipos de querogênio e potencial de geração de petróleo baseados na análise de Rock-Eval – índices de hidrogênio e oxigênio.....	55
7.3.4. Petrologia orgânica.....	56
7.3.5. Cromatografia Gasosa	56
7.3.5.1. Composição química dos betumes.....	57
7.3.5.2. Cromatogramas de caracterização geoquímica dos betumes	57
7.3.5.3. Índice Preferencial de Carbono (IPC)	58
7.3.6. Análise geoquímica de amostras de Piston Core	59
7.3.6.1. Análise de gás.....	59
7.3.6.2. Hidrocarbonetos saturados	60
7.3.7. Índice de Alteração Térmica (IAT).....	60
7.3.8. Integração dos dados de estratigrafia e geoquímica.....	60
7.3.8.1. Potencial Gerador da Seqüência Depositional 3.....	62
7.3.8.2. Potencial Gerador da Seqüência Depositional 4.....	64
7.3.8.3. Comparação entre tipos de querogênio e potencial de geração para amostras das Seqüências 3 e 4 com base na análise de Rock-Eval.....	65
7.3.8.4. Nível de maturação baseada na $T_{máx}$ e medidas de Reflectância da Vitrinita para amostras das Seqüências 3 e 4.....	65
7.4. SEPARAÇÃO DE NOVOS INTERVALOS DE AMOSTRAGEM.....	66
7.5. RESULTADOS E DISCUSSÕES.....	68
8. BIOESTRATIGRAFIA.....	70
8.1. OBJETIVOS.....	71
8.2. DADOS UTILIZADOS	71
8.3. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	71
8.3.1. Esquemas Zonais	71
8.3.1.1. Foraminíferos planctônicos.....	71
8.3.1.2. Nanofósseis calcários.....	73
8.3.2. Bacia de Pelotas: estado da arte em bioestratigrafia e paleoecologia	74
8.4. RESULTADOS OBTIDOS.....	78
8.4.1. Avaliação dos dados Bioestratigráficos	78
8.4.2. Seção Neogênica: Bioestratigrafia de detalhe	84

8.5. CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES	89
9. REAVALIAÇÃO DA EVOLUÇÃO TERMODINÂMICA DA BACIA.....	90
9.1. OBJETIVOS.....	91
9.2. DADOS UTILIZADOS	91
9.3. METODOLOGIA E CONCEITOS TEÓRICOS	91
9.4. RESULTADOS OBTIDOS.....	91
9.4.1. <i>Backstripping, profundidade do embasamento e subsidência tectônica</i>	91
9.4.2. <i>Eustasia vs. Subsidência</i>	93
9.4.3. <i>Limites de Biozonas vs. Superfícies Limitrofes</i>	94
9.4.4. <i>Curvas TTP e Índice C</i>	98
9.4.5. <i>Emprego do método Lopatin-Waples em rochas geradoras da Formação Irati</i>	100
9.4.6. <i>Resultados e Discussões</i>	103
10. SISTEMAS PETROLÍFEROS.....	104
10.1. OBJETIVOS.....	105
10.2. DADOS UTILIZADOS	105
10.3. METODOLOGIA E CONCEITOS TEÓRICOS	105
10.4. HISTÓRICO EXPLORATÓRIO.....	105
10.4.1. <i>Fase exploratória 1 (1958 a 1964)</i>	107
10.4.2. <i>Fase exploratória 2 (1974 a 1985)</i>	108
10.4.3. <i>Fase exploratória 3 (1995 a 1996)</i>	108
10.4.4. <i>Fase exploratória 4 (2001)</i>	108
10.4.5. <i>Síntese Exploratória</i>	118
10.5. SISTEMAS PETROLÍFEROS DEFINIDOS	119
10.5.1. <i>Síntese dos Sistemas Petrolíferos</i>	119
11. RECOMENDAÇÕES	126
12. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	128

ÍNDICE FIGURAS DO VOLUME 3

Figura 6. 1: Estrutura cristalina de um tipo de clathrato de gás natural, com as moléculas de água encapsulando a molécula de gás. Extraído do editorial da <i>Journal of Petroleum Science and Engineering</i> 56 (2007).	2
Figura 6. 2: Amostras de hidrato de gás maciço, em testemunhos retirados do fundo oceânico no Golfo do México. Extraído de Kastner & McDonald (2006).....	3
Figura 6. 3: Distribuição mundial dos depósitos de hidratos de gás. Os representados em vermelho já foram comprovados por testemunhagem, os amarelos através do mapeamento sísmico e apenas 3 estão em produção. Extraído de Makogon et al., (2007). Notar que os hidratos de gás ocorrem em praticamente todas as margens continentais, independentemente da configuração tectônica.	4
Figura 6. 4: Campos de estabilidade (PxT) para hidratos com gases de diferente composição. Extraído de Lerche & Bagirov, (1998).	5
Figura 6. 5: Variação da espessura da zona de estabilidade do hidrato de gás em um ambiente de margem continental. Notar que a zona diminui com a diminuição da pressão hidrostática e conseqüente aumento da temperatura. Para porções mais profundas há um aumento da pressão hidrostática e diminuição da temperatura, aumentando a espessura da zona de estabilidade do hidrato de gás. Extraído de Clennell, (2000).....	6
Figura 6. 6: Tipos de acumulações de hidrato de gás. Extraído de Milkov & Sassen, (2001).	7
Figura 6. 7: Seção sedimentar submarina contendo hidrato de gás acima do BSR e gás livre abaixo. Este refletor marca a base da zona de estabilidade dos hidratos, sendo marcado por uma alta amplitude e com polaridade inversa ao refletor do fundo do mar. ZEHG (Zona de estabilidade do hidrato de gás); ZGL (Zona de gás livre). Extraído de Haacke et al. (2007).	8
Figura 6. 8: Comparação entre os sinais sísmicos do fundo do mar (#1, esquerda) e da múltipla (#2, direita). Analisando-se cada pico as amplitudes são semelhantes. Extraído de Pecher et al. (1997).....	8
Figura 6. 9: Figura mostrando mapeamento do BSR e a zona de blanking, na região do Xisha Trough no Mar do Sul da China. Extraído de Wu et al. (2005).....	9
Figura 6. 10: Seção sísmica extraída de um levantamento realizado no Mar Cáspio. É identificada a zona de estabilidade do hidrato, que é marcada pelo BSR, que seria o topo da zona, que para os autores não coincide com o fundo do mar. A zona de blanking também é identificada. Extraído de Diaconescu et al. (2000).....	10
Figura 6. 11: Mapa de localização das linhas sísmicas citadas no capítulo.	13
Figura 6. 12: Linha sísmica j00b-166a (dip) da Bacia de Pelotas. O BSR é o refletor que acompanha o refletor do fundo marinho, cortando os horizontes estratigráficos, mais evidente nas porções deformadas. Modo de visualização VI (variable intensity) com intensidade variável.	14
Figura 6. 13: Mesma linha sísmica que a anterior, sendo visualizada no modo VA (variable area) área variável. O modo VA permite uma clara identificação do BSR, que está seccionando os refletores estratigráficos.	15
Figura 6. 14: Linha sísmica j99b-234 (dip). Observe o BSR truncando os refletores estratigráficos que se apresentam intensamente falhados. A amplitude do sinal também é modificada dentro da zona do hidrato de gás.	16
Figura 6. 15: Linha sísmica J00b-166a (dip), exibindo o BSR e zona de blanking sobreposta. Este indício pode indicar uma maior concentração de hidratos de gás. Notar também os falhamentos que penetram na zona do hidrato.	17
Figura 6. 16: Linha sísmica J00b-166a (dip) sem interpretação, para comparação com a figura anterior.	18
Figura 6. 17: Linha sísmica 0231-0489 (strike). Linha mostrando a zona de estabilidade do hidrato com efeito de blanking evidente.	19
Figura 6. 18: Linha sísmica 0231-0489 (strike). Sem interpretação, para comparação com a figura anterior.....	20
Figura 6. 19: Linha sísmica 0231-0460 (dip) da Bacia de Pelotas, levantamento sísmico convencional de mais baixa resolução. Note a semelhança com as estruturas descritas na literatura. Em termos de escalas os menores pockmarks teriam cerca de 15m de profundidade, e o maior podendo chegar à 50m.....	21

Figura 6. 20: Linha sísmica 0231-0489 (strike) da Bacia de Pelotas. Mapeamento sísmico dos pockmarks. A feição dômica observada na linha, corresponde ao Cone de Rio Grande, onde é mapeado o BSR.	22
Figura 6. 21: Exemplo do mapeamento dos pockmarks em sísmica de alta resolução, região de Gulf of Maine (Baía de Belfast no Mar do Norte). Extraído de Rogers et al. (2006).	23
Figura 6. 22: Imagem de sonar (side scan sonar), mostrando as estruturas de pockmarks em planta. Extraído de Kelley et al. (1994), (apud Rogers et al., 2006).....	23
Figura 6. 23: Linha sísmica j99b-234 (dip). O BSR é claramente observado em quase toda linha, porém é também visualizada uma zona em que este não é mapeado. Esta zona de sombra encontra-se em uma porção com seção sedimentar deformada. Evento de deformacionais (tectônicos ou gravitacionais) podem ocasionar a instabilização do hidrato, gerando perda de gás e conseqüentemente do BSR.	24
Figura 6. 24: Linha sísmica J99b-234 (dip). Sem interpretação, para comparação com a figura anterior.	25
Figura 6. 25: Mapa das linhas sísmicas da Bacia de Pelotas. As linhas que apresentam graduação de cores são as linhas em que foram mapeados os BSR's, e se situam na região do Cone de Rio Grande. O polígono amarelo corresponde à área de ocorrência dos hidratos.	26
Figura 6. 26: Mapas de contorno do fundo marinho, que refletem a batimetria, o primeiro em escala de bacia e o outro um zoom mostrando a área do cone. Note o avanço da região de talude no cone, comparada com as áreas adjacentes. Na área do cone também é possível observar a compartimentação (C1, C2,C3) do talude.	27
Figura 6. 27: Linha sísmica 0228-0313 (dip). Esta linha exemplifica a compartimentação do talude, e também o sopé e a zona proximal de plataforma. A feição dômica observada em C2 e C3 corresponde à uma vista e perfil da construção sedimentar do Cone de Rio Grande. A linha está ressaltada em vermelho no mapa de contorno do fundo marinho (figura anterior).....	28
Figura 6. 28: Linha sísmica 0228-0313 (dip). Sem interpretação, para comparação com a anterior.	29
Figura 6. 29: Linha sísmica j99b-090 (dip). Acunhamento do BSR na porção superior do talude.	30
Figura 6. 30: Linha sísmica j99b-090 (dip). Registro sem o mapeamento do BSR.	31
Figura 6. 31: Mapa mostrando em destaque as linhas com o BSR mapeado. Note que na porção mais distal o BSR não é mais reconhecido, sendo esta zona posterior ao sopé do talude..	32
Figura 6. 32: Linha sísmica 0239-0370 (dip). O BSR é mapeado na zona de talude e sopé, desaparecendo no sentido dip para porções mais abissais. Esta linha está marcada em vermelho no mapa anterior.	33
Figura 6. 33: Linha sísmica 0239-0370 (dip). Sem o mapeamento do BSR, para comparação com a anterior.....	34
Figura 6. 34: Mapa de profundidade do BSR (em metros). Este mapa corresponde à área delimitada para modelagem.	36
Figura 6. 35: Mapa de profundidade do topo da zona dos hidratos, correspondente ao fundo do mar(em metros).	36
Figura 6. 36: Mapa de isópacas da zona de estabilidade dos hidratos de gás. Note a porção azul com menores espessuras. A diminuição da espessura está relacionada, no talude, com a construção sedimentar dômica do Cone de Rio Grande. Os polígonos vermelho são os blocos exploratórios atuais na Bacia.	37
Figura 6. 37: Linha sísmica j99b-219 (strike). Note a diminuição da espessura da zona de estabilidade conforme diminui a lâmina d'água, mostrando que em mais baixas pressões hidrostáticas os hidratos se tornam cada vez mais instáveis.	38
Figura 6. 38: Linha sísmica j99b-219 (strike). Sem interpretação, para comparação com a linha interpretada.	39
Figura 6. 39: Mapa de fácies da margem continental proposto por Martins et al. (1976, 1978). Notar que na zona do Cone de Rio Grande são mapeados sedimentos finos, caracterizados na legenda como fácies de talude. Extraído de Martins, 1983.	41
Figura 6. 40: Linha sísmica j99b-269 (strike). Note a intensidade dos falhamentos que cortam a zona de estabilidade, tendo também contato com zonas mais profundas, podendo servir de conduto para migração de gás.	43
Figura 6. 41: Linha sísmica j99b-269 (strike). Sem interpretação, para comparar com a anterior.....	44
Figura 6. 42: Esquema de classificação de reservas de hidrato de gás. A Bacia de Pelotas enquadra-se no campo das reservas inferidas. Extraído de Milkov & Sassen, (2001).	45

Figura 6. 43: Modelo criado a partir das superfícies de topo e de base da zona de estabilidade dos hidratos. Este modelo serviu de base para o cálculo do volume total de sedimento.	45
Figura 7. 1: Plotagem dos gráficos de Profundidade vs. $T_{m\acute{a}x}$ para os poços 2RSS 0001 RS, 1SCS 0002 SC e 1SCS 0003B SC. Observa-se que não há quase variação de temperatura com o aumento da profundidade.	54
Figura 7. 2: Plotagem dos gráficos IP vs. $T_{m\acute{a}x}$ ($^{\circ}C$) para cada poço estudado. Observa-se que a maior parte das amostras encontra-se na zona do óleo.	55
Figura 7. 3: Plotagem do Diagrama de Van Krevelen de IH vs. IO apresentando os tipos de querogênio para cada poço estudado. No Poço 2RSS 0001 RS é possível observar que a maioria das amostras concentra-se no campo de querogênio do tipo III. Nos poços 1SCS 0002 SC e 1SCS 0003B SC as amostras encontram-se nos campos de querogênio do tipo III e II/III.	55
Figura 7. 4: Plotagem dos gráficos IH vs. $T_{m\acute{a}x}$ ($^{\circ}C$) - tipos de querogênio e grau de maturidade – para cada poço estudado. No Poço 2RSS 0001 RS é possível observar que as amostras concentram-se principalmente no limite entre zona imatura - matura (429 - 435 $^{\circ}C$) e a maioria cai no campo de querogênio do tipo III até seu limite com o campo II/III. No Poço 1SCS 0002 SC as amostras concentram-se no limite zona imatura - matura (428 - 438 $^{\circ}C$) e caem no campo de querogênio do tipo III até o limite dos campos de querogênio do tipo II/III e II. No Poço 1SCS 0003B SC as amostras ocorrem na zona imatura a matura e caem no campo de querogênio do tipo III a II/III.	56
Figura 7. 5: Plotagem de diagrama ternário a partir das amostras do poço 2RSS 0001 RS. Observa-se que a composição química dos betumes tende a fração mais pesada e polar (resinas + asfaltenos). NSO = compostos heteroatômicos.	57
Figura 7. 6: Plotagem dos cromatogramas das amostras do Poço 2RSS 0001 RS. Observa-se uma variação no nível de maturação da matéria orgânica com o aumento da profundidade e ocorre um aumento de n-alcanos mais leves com o craqueamento térmico das moléculas maiores. Em relação à origem da matéria orgânica, pode-se concluir que existe uma tendência das amostras mais profundas serem constituídas por matéria orgânica de origem algal depositada em ambiente lacustre ou marinho.	58
Figura 7. 7: Mapa de localização da área de amostragem dos piston cores, fornecido pela Empresa High Resolution Technology & Petroleum.	59
Figura 7. 8: Mapa de localização da seção geológica composta pelos poços que apresentam dados de geoquímica interpretados.	61
Figura 7. 9: Seção geológica dos poços que apresentam dados de geoquímica, com os respectivos intervalos de amostragem. Arg = argilito; Flh = folhelho; Mrg = Marga.	62
Figura 7. 10: Diagrama de Van Krevelen baseado no IH vs. IO, note a distribuição preferencial das amostras da Seqüência 3 no campo da mistura dos tipos II/III de querogênio. Já as amostras da Seqüência Depositional 4 caem preferencialmente no campo do tipo III.	63
Figura 7. 11: Gráfico mostrando a curva de variação do IH referente às amostras da Seqüência 3 do poço 1SCS 0002 SC. As amostras que apresentam os maiores valores de IH situam-se próximas à SIM.	63
Figura 7. 12: Diagrama de Van Krevelen para as amostras da Seqüência Depositional 4. Foi feita a separação das amostras pré SIM-4 e pós SIM-4. Note que as amostras que o intervalo amostrado após a SIM-4 caem todas no campo do querogênio tipo III, indicando um aumento da contribuição da matéria orgânica do tipo terrestre para o topo da seqüência.	64
Figura 7. 13: Gráfico de IH vs. $T_{m\acute{a}x}$ indicando que a grande parte das amostras se encontra na zona de temperatura baixa dentro da janela do óleo, sendo as amostras imaturas pertencentes basicamente a Seqüência Depositional 4.	65
Figura 7. 14: Gráfico do IH vs. %Ro, indicando uma tendência mais marcante das amostras da Seqüência Depositional 3 caírem no campo das rochas maduras da janela do óleo, e uma concentração das amostras da Seqüência Depositional 4 caírem fora da janela de geração de óleo.	66
Figura 7. 15: Gráfico de IP vs. %Ro indicando novamente a tendência das amostras da Seqüência 3 caírem na zona do óleo, enquanto que as amostras da Seqüência 4 estão deslocadas para o campo das rochas imaturas.	66
Figura 7. 16: Exemplo de amostragem baseada na análise de perfil composto. Em detalhe um intervalo de amostragem escolhido pela identificação de folhelhos através de marcos elétricos (poço 1SCS 0002 SC).	67

Figura 7. 17: Exemplo de amostragem baseada na análise estratigráfica preliminar. Em detalhe um intervalo de amostragem escolhido trata-se de folhelhos que compõem uma superfície de inundação máxima (poço 1RSS 0003 RS).....	68
Figura 8. 1: Esquema zonal de padrão para foraminíferos planctônicos para a margem continental brasileira. (Modificado de Noguetti, 1975).....	72
Figura 8. 2: Zoneamento bioestratigráfico padrão para nanofósseis calcários para a margem continental brasileira (modificado de Antunes, 2004).....	73
Figura 8. 3: Síntese dos grupos de microfósseis estudados, em termos de bioestratigrafia em sondagens realizadas na Bacia de Pelotas.....	74
Figura 8. 4: Biozonas informais propostas por Sanguinetti (1980) para a seção miocênica da Bacia de Pelotas.	75
Figura 8. 5: Comparação entre as propostas de biozoneamento de Closs (1970), Sanguinetti (1980), Fernandes (1975) e Thiesen (1975) para os poços onshore 2MO 0001 RS e 2CI 0001 RS (modificado de Fernandes, 1975).....	76
Figura 8. 6: Zoneamento Bioestratigráfico de Gomide (1989) para os depósitos da porção emersa da bacia.	77
Figura 8. 7: Zoneamento Bioestratigráfico de Gomide (1989) para os depósitos da porção submersa da bacia.....	77
Figura 8. 8: Correlação das biozonas reconhecidas nos poços 1SCS 0002 SC e 1SCS 0003B SC perfurados na Bacia de Pelotas. (Anjos, 2004).	78
Figura 8. 9: Espécies marcadoras do Mioceno inferior identificadas no testemunho 01 da sondagem 2RSS 0001 RS. 1 – Catapsydrax dissimilis; 2 – Globigerinatella insueta; 3 – Globigerinoides bisphericus; 4 – Praeorbulina transitoria, 5a,b – Praeorbulina circularis. Escala 100µm.....	81
Figura 8. 10: Biozoneamento proposto por Gomide (1989) para as sondagens offshore efetuadas na Bacia de Pelotas. O intervalo ressaltado em verde claro representa o intervalo Mioceno-Plioceno. Os horizontes representam o topo das biozonas.	85
Figura 8. 11: Seção geológica ilustrando as biozonas identificadas por Gomide (1989).	86
Figura 8. 12: Exemplar de Globorotalia kugleri recuperado da sondagem 1SCS 0003B SC.	87
Figura 8. 13: Comparação entre os biozoneamentos propostos por Gomide (1989) e Anjos (2004) para a sondagem 1SCS 0002 SC.	87
Figura 8. 14: Comparação entre os biozoneamentos propostos por Koutsoukos (1982), Gomide (1989) e Anjos (2004) para a sondagem 1SCS 0003B SC.	88
Figura 9. 1: Subsidiência tectônica ao nível do embasamento modificada de Fontana (1990). O ponto de inflexão marca o momento de máxima taxa de subsidiência do intervalo geológico analisado.	92
Figura 9. 2: Subsidiência tectônica ao nível do embasamento modificada de Fontana (1990). O ponto de inflexão marca o momento de máxima taxa de subsidiência do intervalo geológico analisado.	92
Figura 9. 3: Sobreposição das superfícies estratigráficas pelo projeto BAPEL (capítulo 4) com as curvas de subsidiência de Fontana (1990) para os poços 2RSS 0001 RS e 1RSS 0002 RS.	93
Figura 9. 4: Interpolação das superfícies estratigráficas pelo projeto BAPEL (capítulo 4) com as curvas de subsidiência de Fontana (1990) para os poços 1RSS 0003 RS e 1SCS 0002 SC.	94
Figura 9. 5: Gráficos de curva de subsidiência dos poços 1RSS 0003 RS e 1RSS 0002 RS modificados de Fontana (1990) onde foram plotados os horizontes bioestratigráficos, conforme apresentado no capítulo 8.	95
Figura 9. 6: Gráficos de curva de subsidiência dos poços 2RSS 0001 RS e 1SCS 0002 SC modificados de Fontana (1990) onde foram plotados os horizontes bioestratigráficos, conforme apresentado no capítulo 8.	96
Figura 9. 7: Gráficos comparativos das curvas obtidas através da plotagem das superfícies limítrofes e limites de biozonas (poços 1RSS 0003 RS e 1RSS 0002 RS).....	97
Figura 9. 8: Gráficos comparativos das curvas obtidas através da plotagem das superfícies limítrofes e limites de biozonas (poços 2RSS 0001 RS e 1SCS 0002 SC).....	98
Figura 9. 9: Curvas TTP e Índice "C" para o poço 1RSS 0003 RS. Modificado de Fontana (1990).....	99

<i>Figura 9. 10: Curvas TTP e Índice "C" para o poço 2RSS 0001 RS. Modificado de Fontana (1990).</i>	99
<i>Figura 9. 11: Curvas TTP e Índice "C" para o poço 1SCS 0002 SC. Modificado de Fontana (1990).</i>	100
<i>Figura 9. 12: Perfil hipotético com as espessuras dos estratos que ocorrem sobrepostos a Formação Irati. Em detalhe (vermelho) a Formação Irati ocorre numa profundidade de aproximadamente 6000m (baseado no poço 1SCS 0002 SC e em perfis litoestratigráficos fornecido pela CPRM).</i>	101
<i>Figura 9. 13: Curva ITT para a Formação Irati a partir de dados do poço 1SCS 0002 SC.</i>	102
<i>Figura 10. 1: Gráfico das fases exploratórias mostrando a quantidade de poços perfurados em cada fase.</i>	106
<i>Figura 10. 2: Mapa de poços exploratórios da Bacia de Pelotas catalogados pelas fases exploratórias identificadas na bacia.</i>	106
<i>Figura 10. 3: Painel de integração de dados do poço 2RSS 0001 RS, apresentando seus dados culturais, perfil composto, localização, linha sísmica relacionada, finalidade e resultado.</i>	109
<i>Figura 10. 4: Painel de integração de dados do poço 1RSS 0002 RS, apresentando seus dados culturais, perfil composto, localização, linha sísmica relacionada, finalidade e resultado.</i>	110
<i>Figura 10. 5: Painel de integração de dados do poço 1SCS 0002 SC, apresentando seus dados culturais, perfil composto, localização, linha sísmica relacionada, finalidade e resultado.</i>	111
<i>Figura 10. 6: Painel de integração de dados do poço 1SCS 0003b SC, apresentando seus dados culturais, perfil composto, localização, linha sísmica relacionada, finalidade e resultado.</i>	112
<i>Figura 10. 7: Painel de integração de dados do poço 1RSS 0003 RS, apresentando seus dados culturais, perfil composto, localização, linha sísmica relacionada, finalidade e resultado.</i>	113
<i>Figura 10. 8: Painel de integração de dados do poço 2BPS 0006a RS, apresentando seus dados culturais, perfil composto, localização, linha sísmica relacionada, finalidade e resultado.</i>	114
<i>Figura 10. 9: Painel de integração de dados do poço 1BPS 0007 RS, apresentando seus dados culturais, perfil composto, localização, linha sísmica relacionada, finalidade e resultado.</i>	115
<i>Figura 10. 10: Painel de integração de dados do poço 1BPS 0008 RS, apresentando seus dados culturais, perfil composto, localização, linha sísmica relacionada, finalidade e resultado.</i>	116
<i>Figura 10. 11: Painel de integração de dados do poço 1BRSA 0061 RS, apresentando seus dados culturais, perfil composto, localização, linha sísmica relacionada, finalidade e resultado.</i>	117
<i>Figura 10. 12: Classificação da quantidade de poços perfurados em cada alvo identificado.</i>	118
<i>Figura 10. 13: Painel integrador do Sistema Petrolífero 1 – Irati – Botucatu (?), apresentando sua descrição geral, carta de eventos estimada, modelo geológico sustentador, linha sísmica relacionada e mapa de abrangência.</i>	120
<i>Figura 10. 14: Painel integrador do Sistema Petrolífero 2 – Atlântida – Imbé (?), apresentando sua descrição geral, carta de eventos estimada, modelo geológico sustentador, linha sísmica relacionada e mapa de abrangência.</i>	121
<i>Figura 10. 15: Painel integrador do Sistema Petrolífero 3 – Imbé – Imbé (?), apresentando sua descrição geral, carta de eventos estimada, modelo geológico sustentador, linha sísmica relacionada e mapa de abrangência.</i>	122
<i>Figura 10. 16: Painel integrador do Sistema Petrolífero 4 – Imbé – Imbé [Cone] (?), apresentando sua descrição geral, carta de eventos estimada, modelo geológico sustentador, linha sísmica relacionada e mapa de abrangência.</i>	123
<i>Figura 10. 17: Painel integrador do Sistema Petrolífero 5 – Imbé – Imbé [Hidratos] (?), apresentando sua descrição geral, carta de eventos estimada, modelo geológico sustentador, linha sísmica relacionada e mapa de abrangência.</i>	124
<i>Figura 10. 18: Painel integrador do Sistema Petrolífero 6 – Cassino – Cassino (?), apresentando sua descrição geral, carta de eventos estimada, modelo geológico sustentador, linha sísmica relacionada e mapa de abrangência.</i>	125

ÍNDICE TABELAS

<i>Tabela 6. 1: Tabela de cálculo dos volumes de hidrato na bacia. Foram realizados 3 cálculos, utilizando-se valores de porosidade, concentração e saturação referentes à 10%, 25% e 50%, sendo o volume mais baixo encontrado calculado com todos os parâmetros a 10%, a média a 25% e os volumes maiores sendo obtidos com 50%.....</i>	<i>47</i>
<i>Tabela 7. 1: Tipos de análises organo-geoquímicas realizada para cada poço. COT % em peso = Carbono Orgânico Total; S₁ (mg HC/g rocha) = quantidade de hidrocarbonetos livres na rocha ; S₂ (mg HC/g rocha) = quantidade de hidrocarbonetos produzidos; S₃ (CO₂/g rocha)= CO₂ liberado pela matéria orgânica; T_{máx} (C°) = Temperatura máxima; IH = Índice de Hidrogênio; IO = Índice de Oxigênio; IP = Índice de Produção; Ro % = Reflectância da Vitrinita; Palino = Palinofácies; IAT = Índice de Alteração Térmica; Crom. Gas. = Cromatografia gasosa.....</i>	<i>50</i>
<i>Tabela 7. 2: Quantidade de análises organo-geoquímicas para cada poço.....</i>	<i>51</i>
<i>Tabela 7. 3: Potencial de geração de hidrocarbonetos de acordo com o conteúdo de COT, modificada de Peters e Cassa (1994).....</i>	<i>51</i>
<i>Tabela 7. 4: Escala IAT, modificada de Pearson (1990).....</i>	<i>53</i>
<i>Tabela 7. 5: Avaliação das rochas geradoras de hidrocarbonetos baseada no COT.</i>	<i>54</i>
<i>Tabela 7. 6: Análise de macerais. M.O. = matéria orgânica; LI = liptinita; VT = vitrinita; IN = inertinita; TR = traço.....</i>	<i>56</i>
<i>Tabela 7. 7: Composição química das amostras do poço 2RSS 0001 RS em função da concentração das frações saturadas, aromáticas e heterocompostos (NSO).....</i>	<i>57</i>
<i>Tabela 7. 8: Tabela apresentando a concentração dos n-alcenos para as amostras do poço 2RSS 0001 RS e os valores do Índice Preferencial de Carbono (IPC), segundo equação proposta por Tissot e Welte, 1984. A equação que calcula esse índice é a seguinte: $IPC = \frac{1}{2} ([C_{25} + C_{27} + C_{29} + C_{31} + C_{33} / C_{24} + C_{26} + C_{28} + C_{30} + C_{32}] + [C_{25} + C_{27} + C_{29} + C_{31} + C_{33}] / [C_{26} + C_{28} + C_{30} + C_{32} + C_{34}])$.....</i>	<i>58</i>
<i>Tabela 7. 9: Limites e vértices da Bacia de Pelotas.....</i>	<i>59</i>
<i>Tabela 7. 10: Avaliação do nível de maturação das amostras, através da escala IAT.</i>	<i>60</i>
<i>Tabela 7. 11: Amostras físicas solicitadas para realização de análises organo-geoquímicas em junho de 2007.</i>	<i>67</i>
<i>Tabela 7. 12: Exemplo de amostragem baseada na descrição litológica de amostras de calha. Em negrito um intervalo de amostragem selecionado (poço 1BPS 0007 BP). FLH = folhelho; CNZ = cinza; ESV = ESVERDEADO; ESC = escuro.</i>	<i>67</i>
<i>Tabela 9. 1: Cálculo do ITT baseado no método Lopatin e Waples.</i>	<i>102</i>
<i>Tabela 9. 2: Correlação de ITT e importantes estágios de geração e preservação de óleo. Modificado de Waples (1980).</i>	<i>102</i>
<i>Tabela 10. 1: Listagem de poços perfurados na Bacia de Pelotas e suas informações básicas de exploração (fonte BDEP, 2008).</i>	<i>107</i>
<i>Tabela 10. 2: Relação de alvos identificados e os respectivos poços que visaram este alvo.</i>	<i>118</i>

ÍNDICE QUADROS

<i>Quadro 8. 1: Sumário bioestratigráfico do poço 2BPS 0006A BP. As discontinuidades bioestratigráficas marcadas foram inferidas a partir da comparação com o esquema zonal para nanofósseis da PETROBRAS.</i>	<i>79</i>
<i>Quadro 8. 2: Sumário biocronoestratigráfico do poço 1RSS 0002 RS. Os dados da seção Maastrichtiano superior-Plioceno foram fornecidos pela ANP. Para a seção do Santoniano-Albiano os dados foram compilados a partir de Fontana (1996).....</i>	<i>79</i>
<i>Quadro 8. 3: Sumário biocronoestratigráfico do poço 2RSS 0001 RS. Seção Paleoceno inferior-Plioceno, dados fornecidos pela ANP. Seção do Santoniano-Albiano compilados a partir de Fontana (1996).....</i>	<i>81</i>
<i>Quadro 8. 4: Sumário biocronoestratigráfico e paleoecológico do poço 1SCS 0003B SC compilada de Koutsoukos (1982).....</i>	<i>82</i>