

Aplicação da Estratigrafia de Sequências para Caracterização em Multiescala de Reservatórios no Grupo Guatá (Eopermiano da Bacia do Paraná) na Região de São Gabriel - RS, Brasil

JULIANO KÜCHLE¹ & MICHAEL HOLZ²

¹ Bolsista Convênio UFRGS-ANP. Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Instituto de Geociências, Caixa Postal 15001, CEP 91509-900, Porto Alegre, RS-Brasil. juk666@zipmail.com.br

² Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Instituto de Geociências, Caixa Postal 15001, CEP 91509-900, Porto Alegre, RS-Brasil.

(Recebido em 03/02. Aceito para publicação em 12/02)

Abstract - Detailed stratigraphic analysis of the Early Permian Rio Bonito and Palermo Formations of the intracratonic Paraná Basin in the region of São Gabriel County has been used for a study on reservoir characterization of paralic sandstones. Two main depositional systems were recognized, a fluvial-dominated delta system at the base and a wave-dominated barrier island system at the top, with an intervening succession characterized by a delta system with alternated wave and fluvial influence. The succession is divided in two third-order depositional sequences, enclosing thirteen fourth-order parasequences. This high-resolution stratigraphic framework was the base for a multiscale approach on reservoir characterization of the paralic sandstone bodies of the two sequences. Reservoir heterogeneities are discussed, starting from the scale of depositional sequence (heterogeneity level 1), passing down to heterogeneity at the scale of systems tracts (heterogeneity level 2) and finalizing with an approach at parasequence scale (heterogeneity level 3). Main control on heterogeneity at the first level - depositional sequences - is base-level variation as generating mechanism for unconformities (sequence boundaries) and the sediment type and rate. At the second level -systems tracts - the reservoir heterogeneity is controlled by the lateral and vertical variations in thickness of particular systems within the different systems tracts and by the stratigraphic signatures of the bounding surfaces (sequence boundaries, transgressive surfaces and flooding surfaces), and at the third level the minor flooding surfaces control internal heterogeneity, reservoir continuity and connectivities between reservoirs. At this scale, five paralic reservoir bodies were recognized, with thickness range from 5 to 25 meters. The study has a twofold importance: it is useful as a predictive tool for similar geologic settings in producing oil fields, and may also be used for geologic characterization of the aquifer in the study area.

Keywords - reservoir characterization, Rio Bonito Formation, sequence stratigraphy, multiscale models.

INTRODUÇÃO

A caracterização de corpos reservatórios, para óleo, gás ou água é um dos principais objetivos de um projeto de exploração. A caracterização de um corpo reservatório se dá através de uma classificação do mesmo segundo determinados parâmetros, tais como: litologia, geometria, volume, capacidade, profundidade, litologias adjacentes, heterogeneidades internas, conectividades, permeabilidade, porosidade e descontinuidades (Barwis *et al.*, 1990). O presente estudo apresenta um modelo de caracterização de corpos reservatórios associados a ambientes parálicos, objetivando discutir suas geometrias, conectividades, continuidades e relações genéticas, em modelos multiescalares, conforme uma classificação de escalas proposta, com 5 níveis de heterogeneidades, a qual abrange desde heterogeneidades de seqüências deposicionais (nível 1) até heterogeneidades de grãos, cimentos e poros (nível 5). Foram abordadas heterogeneidades nas escalas de seqüências depo-

sicionais (heterogeneidades de nível 1), tratos de sistemas (heterogeneidades de nível 2) e parasseqüências (heterogeneidades de nível 3).

A área escolhida para este estudo foi a região de São Gabriel, centro-oeste do Rio Grande do Sul, borda sudeste da Bacia do Paraná (Fig.1), uma bacia intracratônica de idade Ordoviciano a Cretácica, aflorante na porção centro-sul do Brasil, assim como na Argentina, Uruguai e Paraguai, abrangendo uma área de cerca de 1.500.000 quilômetros quadrados (Milani, 1997). A área de estudo é constituída por rochas sedimentares do Grupo Guatá (Formações Rio Bonito e Palermo), conforme coluna litoestratigráfica proposta por Schneider *et al.* (1974), de idade eopermiana (Fig.2), relacionadas a ambientes parálicos (deltaicos e marinhos rasos), de sedimentação tectono-eustaticamente condicionada por um evento transgressivo de 2ª ordem, compondo a Superseqüência Gondwana I (Milani, 2001), onde foram individualizadas neste estudo seqüências deposicionais de 3ª ordem. Para a caracterização dos

reservatórios, utilizou-se a estratigrafia de seqüências de alta resolução (*sensu* Van Wagoner *et al.*, 1990 e Wilgus *et al.*, 1988), pois com sua base teórica genético-estratigráfica, o estabelecimento de um arcabouço cronoestratigráfico apresenta um maior detalhamento de eventos controladores da sedimentação e fornece superfícies cronoestratigraficamente importantes (*e.g.*, limites de seqüência, limites de parasseqüência, etc.) as quais são utilizadas como delimitadoras de reservatórios.

A escolha da área deu-se ao fato do estudo da Formação Rio Bonito ser clássica na literatura estratigráfica brasileira devido a suas camadas de carvão (maior jazida brasileira). No Rio Grande do Sul, novas abordagens estratigráficas foram realizadas, podendo citar Holz (1995), Lopes (1995), Carlucci (1998) e Kuhn (1999), os quais propõem arcabouços cronoestratigráficos de 3ª ordem para várias áreas da borda sudeste da Bacia do Paraná no estado gaúcho. Desta forma, estes estudos disponibilizam para a Formação Rio Bonito uma abundante quantidade de dados e um bem estabelecido arcabouço estratigráfico, tornando esta unidade um bom

alvo para estudos de desenvolvimento de modelos de caracterização de corpos reservatórios.

OBJETIVOS E MÉTODOS

O objetivo principal deste trabalho é realizar uma caracterização dos corpos areníticos relacionados a ambientes de sedimentação parálicos para servir de modelo para reservatórios de óleo, gás ou água, fornecendo assim conceitos teóricos e modelos práticos para a caracterização de reservatórios, e identificar nestes reservatórios heterogeneidades multiesca-lares. Para se obter esta classificação foram utilizados dez furos de sondagem de recuperação total em bitola de 5 cm. de diâmetro, sempre atingindo o embasamento. Estes furos de sondagem foram realizados pela Companhia de Pesquisa de Recursos Minerais (CPRM-RS) e pelo Departamento Nacional de Prospecção Mineral (DNPM), no projeto Carvão no Rio Grande do Sul. A relação de furos e respectiva metragem analisada é apresentada no quadro 1.

Os furos de sondagem foram descritos relevando-se a identificação de fácies, agrupadas em su-

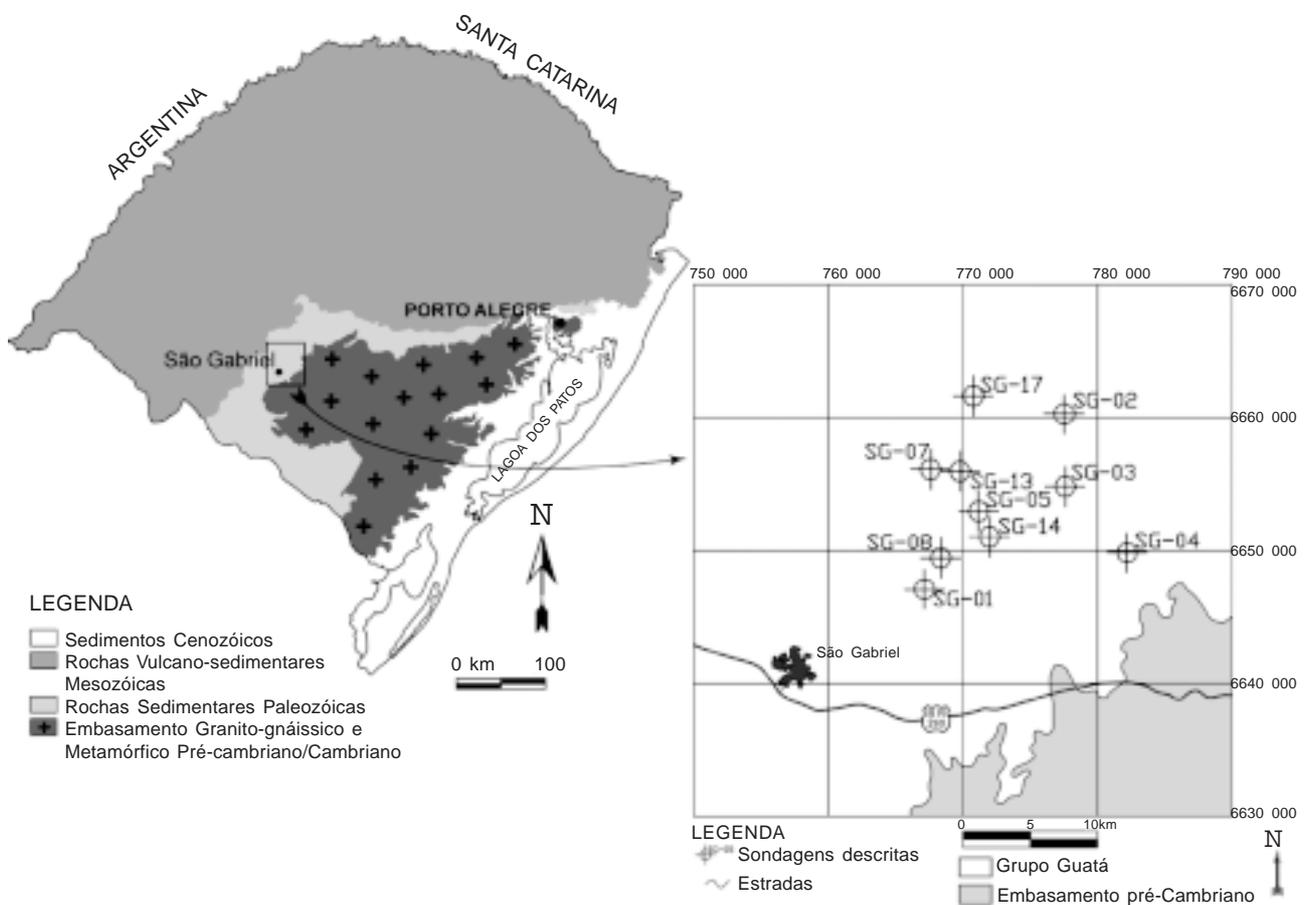


Figura 1 - Localização da área de estudo e dos furos de sondagem utilizados.

Ma	CRONOESTRATIGRAFIA				Aloestrat.	Litoestratigrafia	
	Era	Período	Época	Íclade	Seq. <small>(ofodent)</small>	Grupo	Formação
250	PALEOZOICO	Permiano	Neo	Tatariano	GONDWANA	Passa Dois	Palermo
260				Kazariano			
270			Kunguriano				
280			Arlinskiano				
290			Sekoniano	Itararé			
300	Asseliano						
	Carbônico	Peralviano					

Figura 2 - Posicionamento cronoestratigráfico do intervalo de estudo. Intervalo cronoestratigráfico conforme Holz (1995); Aloestratigrafia conforme Milani (1997); Litoestratigrafia conforme Schneider *et al.* (1974).

cessões de fácies e interpretadas a partir de comparações com modelos de fácies e classificadas como componentes de sistemas deposicionais. A estratigrafia de seqüências foi aplicada para o estabelecimento do arcabouço estratigráfico, dentro do qual foram identificados os potenciais corpos reservatórios e suas heterogeneidades em modelos multiescala.

Quadro 1 - Relação dos furos de sondagem utilizados (Furos realizados pela CPRM/DNPM).

ID	Cota da boca (m)	Prof. Embasamento (m)	Limite superior do estudo (m)	metragem analisada (m)
SG-01	90	79	00	79
SG-02	75	130	00	130
SG-03	85	168	70	98
SG-04	130	83	25	58
SG-05	85	267	100	167
SG-07	100	175	80	95
SG-08	90	129	30	99
SG-13	80	217	130	87
SG-14	80	268	110	158
SG-17	105	336	243	93

RESULTADOS OBTIDOS

Sistemas deposicionais

As associações faciológicas descritas foram interpretadas como o registro de dois sistemas deposicionais: sistema deposicional deltaico dominado por sistemas fluviais (Galloway & Hobday, 1998) e sistema deposicional marinho raso dominado por ondas, conforme o quadro 2 e a figura 3, que apresenta as associações faciológicas e a figura 4 que mostra a compartimentação dos sistemas deposicionais reconhecidos.

O sistema deposicional deltaico (Fig.4a) foi reconhecido principalmente pelos sedimentitos do-

minantemente grosso, com abundantes estruturas sedimentares trativas e associado com níveis de carvão, em sucessões faciológicas caracteristicamente deltaicas. Foi compartimentado em (a) *Planície Deltaica*, que representa a porção emersa do delta, geomorfologicamente caracterizada como uma planície fluvial e baías intercanais distributários; a (b) *Frente Deltaica* é a região de descarga de sedimentos no corpo d'água, caracterizada por ser uma área de eventos episódicos de sedimentação (Reading, 1996), geralmente com sedimentação grossa (arenitos grossos a médios, subarcoseanos, subarredondados e mal selecionados). O (c) *Prodelta* é a região mais distal do delta, caracterizada pelos mesmos eventos deposicionais da frente deltaica, porém devido a sua distância da boca distributária, somente aportam no prodelta sedimentos finos.

O Sistema Depositional Marinho Raso Dominado por Ondas (Fig.4b) foi reconhecido pela sua característica sucessão de fácies, com argilitos e siltitos com arenito formando estruturas do tipo *wavy* e *linsen*, arenitos quartzosos bem selecionados maciços ou com estratificações *hummocky* e *swaley cross stratification*. Foi compartimentado em (a) *Back-barrier*, que é a zona geograficamente atrás da barreira arenosa costeira, onde ocorrem corpos lagunares - geradores de turfa, e leques de *washover*; o (b) *Foreshore* é a zona de ação de ondas normais, caracterizada por ser uma zona de processos trativos; o (c, d) *Shoreface Superior a Médio* é a zona de ação de ondas de tempestade, registradas pela estratificação cruzada *hummocky*. A separação em *shoreface* superior se dá quando ocorrem *hummockys* amalgamados (*swaley cross stratification*), sem a presença de lama *inter-set* e em *shoreface* médio quando ocorrem *hummockys* com gradação normal e lama *inter-set* (Dott & Burgeois, 1982); o (e) *Shoreface* inferior encontra-se na porção mais distal da zona de ação de ondas de tempestade, onde a ação da onda sobre o fundo é bem incipiente, sendo caracterizado por pelitos com arenito gerando estruturas do tipo *wavy* e *linsen*; por fim, o (f) *Offshore* é a zona da plataforma onde não ocorrem mais processos relacionados a regimes de ondas, e as correntes são relativamente fracas, gerando assim uma sedimentação por decantação de argilas e silte, geralmente com alto conteúdo de matéria orgânica.

Estratigrafia de seqüências

Variações verticais dos sistemas deposicionais possibilitaram uma análise do comportamento do

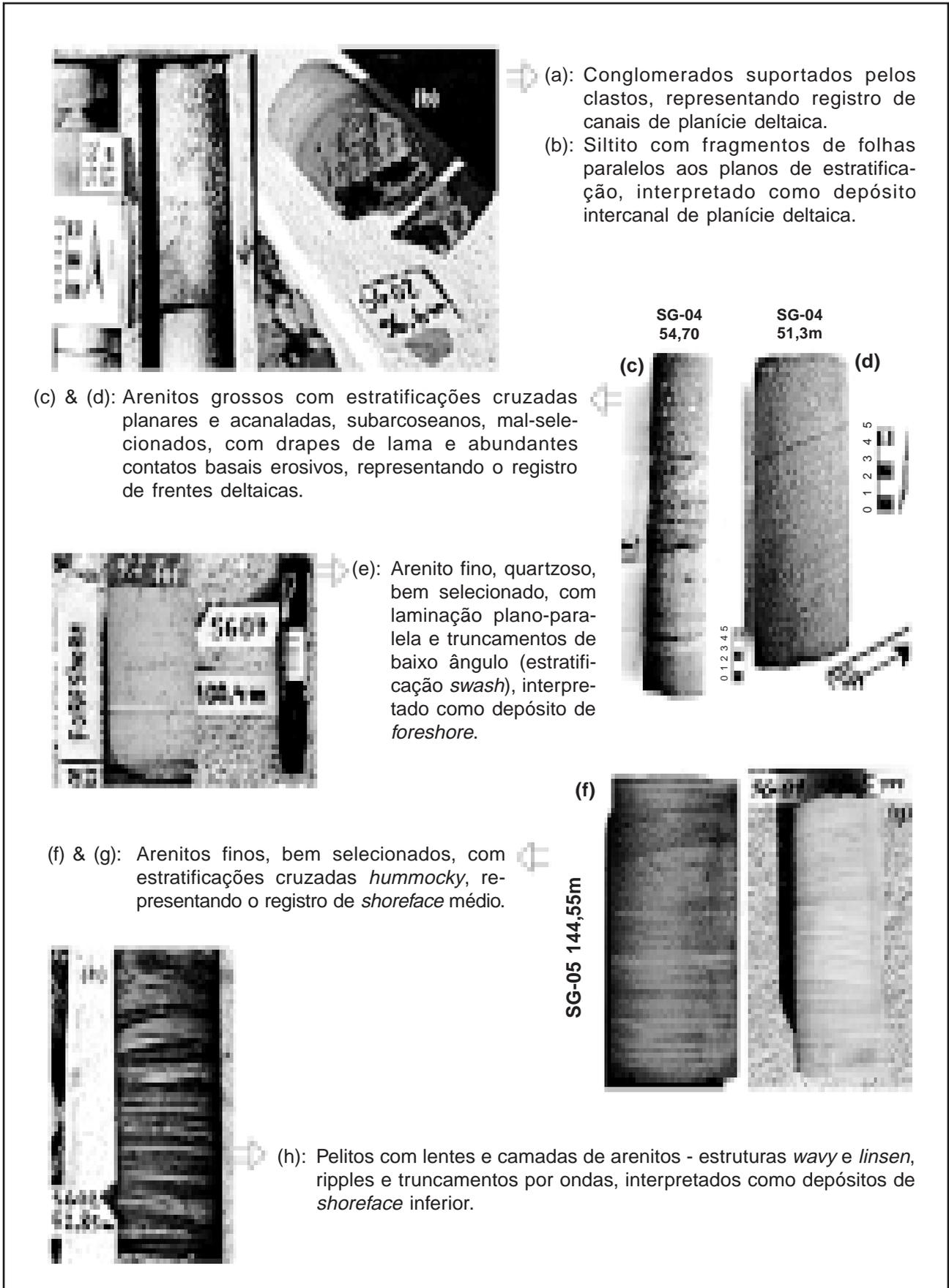


Figura 3 - Fotografias das principais fácies descritas na tabela 2.

Quadro 2 - Associações de fácies dos respectivos sistemas deposicionais (fotografias das fácies na figura 3).

Sist. Deposicional	Sub-sistema	Fácies
DELTAICO	Planície deltaica	. Conglomerados (matriz- ou clasto-suportados) - fig. 3a, arenitos grossos, médios e finos, com estratificações cruzadas (planares e acanaladas), com drapes de lama, representando elementos de canais distributários; . Carvões, siltitos e folhelhos carbonosos, com raízes e fragmentos de folhas, representando elementos de planícies intercanais (fig. 3b);
	Frente deltaica	. Arenitos grossos, médios e finos (raros), subarcoseanos, mal-selecionados, com estratificações cruzadas (planares e acanaladas), e raros drapes de lama (figs. 3c & 3d);
	Prodelta	. Siltitos e Arenitos finos, com laminações plano-paralelas e plano-onduladas;
MARINHO RASO DOMINADO POR ONDAS	Backbarrier	. Arenitos grossos, médios e finos, quartzosos, com marcas de raízes e drapes de lama; . Carvões e folhelhos carbonosos; . Pelitos com estruturas wavy, por vezes bioturbados;
	Foreshore	. Arenitos médios a finos, quartzosos, bem selecionados, com estratificações cruzadas (tabulares e acanaladas) e laminações plano-paralelas e plano-paralelas com truncamentos de baixo ângulo - swash (fig. 3e);
	Shoreface superior	. Arenitos médios a finos, quartzosos, bem selecionados, com estratificação hummocky amalgamada - swaley;
	Shoreface médio	. Arenitos médios a finos, quartzosos, bem selecionados, com estratificação hummocky (figs. 3f & 3g);
	Shoreface inferior	. Pelitos com estruturas wavy, bioturbados; as lentes de arenito apresentam estruturas do tipo ripples e pequenos truncamentos por onda (fig. 3h);
	Offshore	. Argilitos e folhelhos carbonosos, com laminações plano-paralelas;

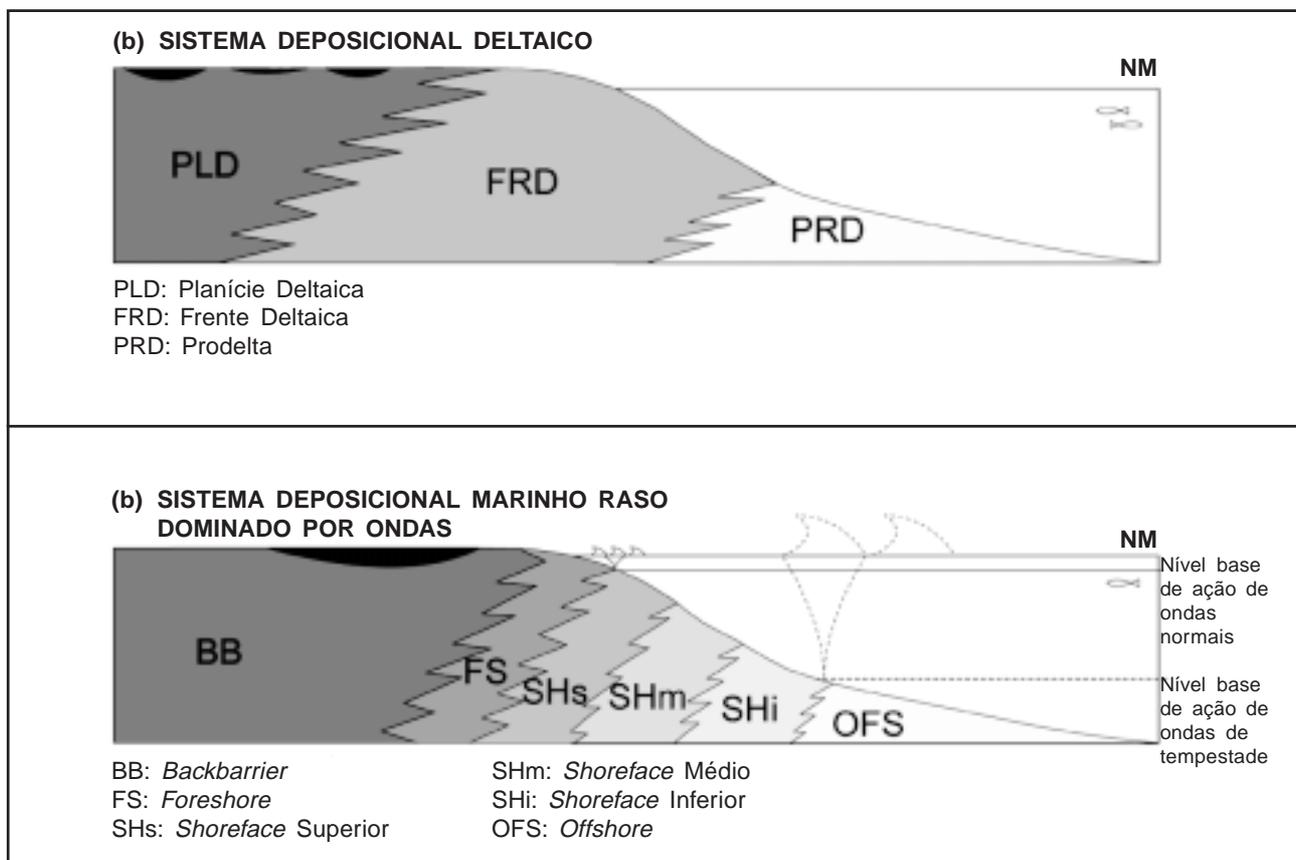


Figura 4 - Morfologia e compartimentação em subsistemas do sistema deposicional deltaico (a) e do sistema deposicional marinho raso dominado por ondas (b).

registro relacionado a variações tectono-eustáticas do nível do mar, determinando progradações, retrogradações ou agradações. A partir do reconhecimento e delimitação dos padrões de empilhamento, e reconhecimento das superfícies cronoestratigráficas nos furos de sondagem, foram identificadas duas seqüências deposicionais de 3ª ordem (cf. Vail *et al.*, 1991) e um total de treze parasseqüências representando variações de ordem maior, sendo este arcabouço proposto apresentado esquematicamente na figura 5. Foram elaborados perfis estratigráficos tendo como *datum* o limite de parasseqüências 7 (LPS7), de marcante ocorrência em toda a área e representando um evento de inundação, onde as frentes deltaicas (arenitos grossos com cruzadas) são sobrepostas por sistemas de *shoreface* (arenitos finos com *hummocky*), (Figs. 6 e 7).

A Seqüência Depositional 1 (SEQ1) inicia-se com a deposição de um sistema deltaico sobre o embasamento, caracterizando o Trato de Sistemas

de Mar Baixo da seqüência 1 (TSMB1), o qual é pontuado por discretos eventos de inundação marcando assim as parasseqüências basais. No topo destas, reconhece-se um evento transgressivo, onde o sistema deltaico passa a se intercalar com sistemas de *shoreface*, os quais se instauram retrabalhando as frentes deltaicas, formando o Trato de Sistemas Transgressivo da SEQ1 (TST1). A superfície transgressiva (ST1) é marcada por arenitos médios de frentes deltaicas na região mais proximal (ao sul da área), que gradam para argilitos (e arenitos subordinados) de *shoreface* inferior (subordinadamente médio) na região mais distal (ao norte da área). Discretas ocorrências de fácies de *shoreface* inferior e *offshore* marcam eventos de inundação de maior freqüência registrando assim as parasseqüências do Trato de Sistemas Transgressivo 1, que é caracterizado pelo sucessivo desaparecimento dos sistemas deltaicos em direção ao topo da seção e dominância de sistemas marinhos rasos. A superfí-

Seqüências Depositionais	Tratos de Sistemas	Parasseqüências	Reservatórios de nível 3 (espess. média)	Sistemas Depositionais	Litoestratigrafia		
SEQ2	TST2	PS12	EPSILON	SHOREFACE INF.	Fm. Palermo		
		PS11		5,5m		SHOREFACE MED./INF.	
	TSMB2	PS10	DELTA	SHOREFACE SUP./MED.	Fm. Rio Bonito		
		PS9				14,5m	
	TST1	PS8	GAMA	SHOREFACE INF./ OFFSHORE			
		PS7 <i>datum</i>		11m		SHOREFACE SUP./MED.	
	SEQ1	TST1	PS6	BETA		DELTAICO/ SHOREFACE MED.	
			PS5	ALPHA			9m
			PS4				
		TSMB1	PS3			DELTAICO	
PS2							
PS1							
	PS0						
EMBASAMENTO							

Figura 5 - Arcabouço cronoestratigráfico proposto neste trabalho para a região de São Gabriel - RS.

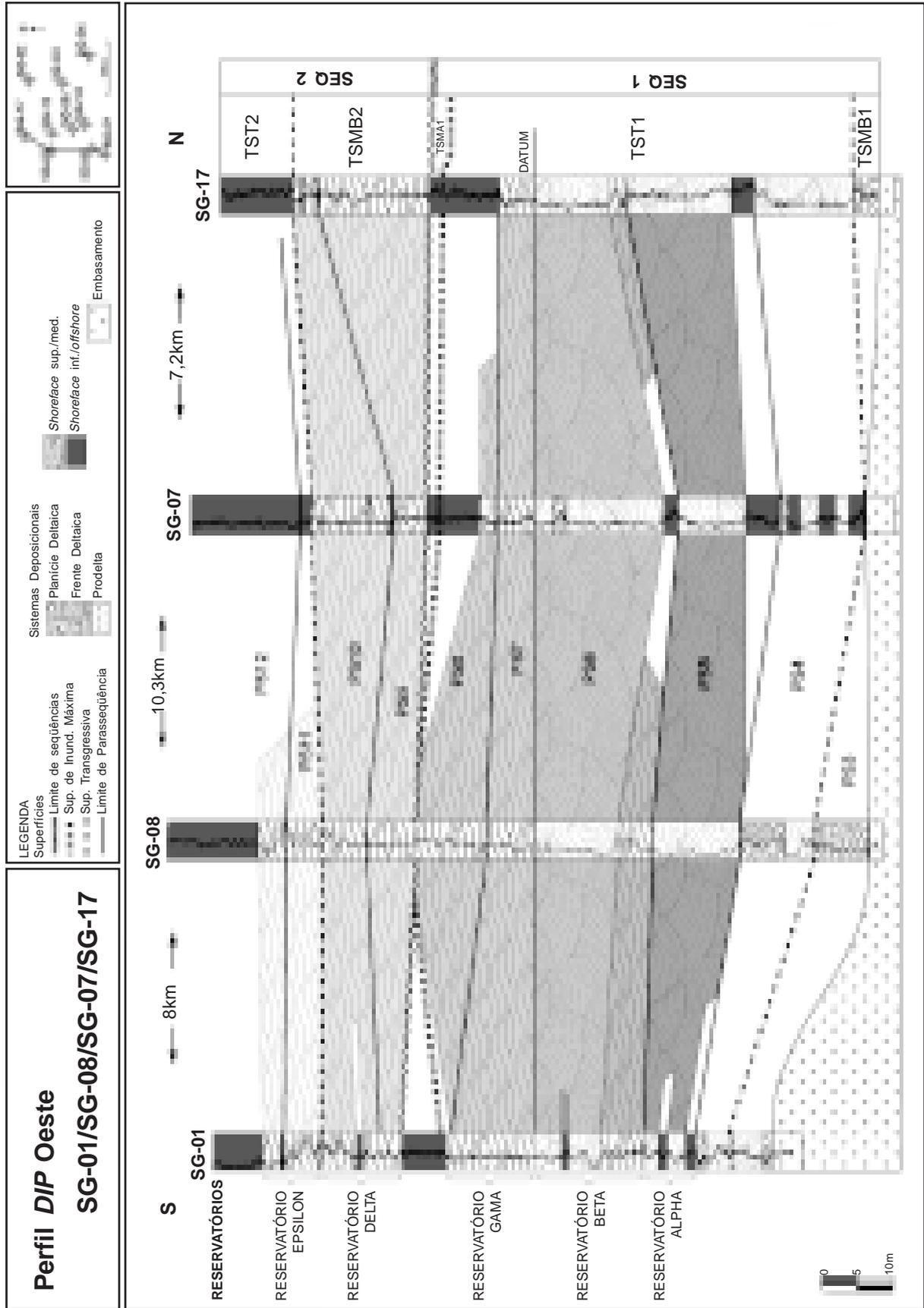
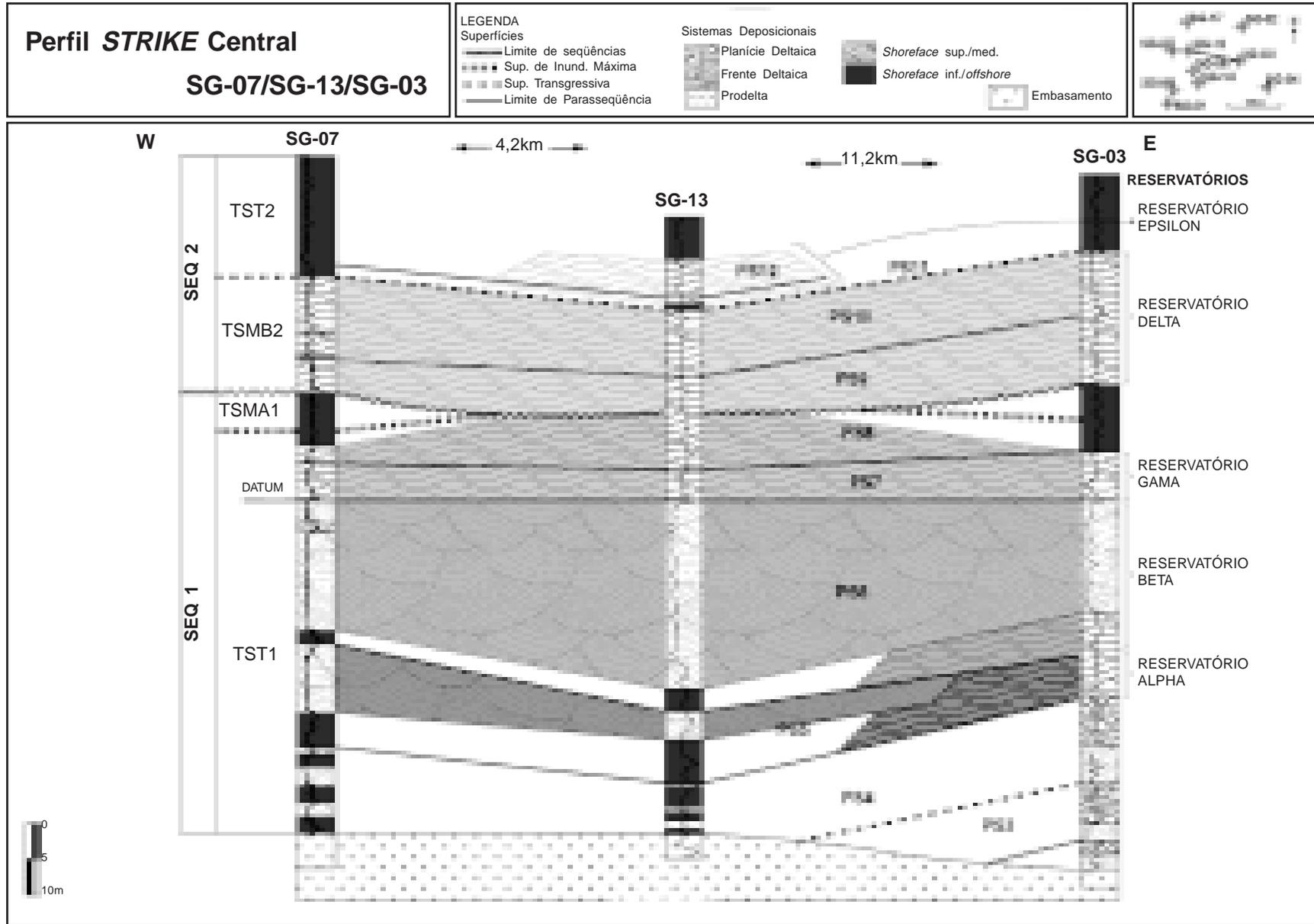


Figura 6 - Perfil estratigráfico de orientação *dip*, com correlação dos potenciais corpos reservatórios caracterizados em heterogeneidades de nível 3 (parasseqüências).

Figura 7 - Perfil estratigráfico de orientação strike, com correlação dos potenciais corpos reservatórios caracterizados em heterogeneidades de nível 3 (parassequências).



cie de máxima inundação é marcada pelas fácies de *offshore* (argilitos com laminação plano-paralela). O TST1 é sucedido pelo Trato de Sistemas de Mar Alto 1 (TSMA1), representado por predominantemente argilitos com laminação plano-paralela e subordinadamente por arenitos finos com *hummocky*, em um padrão de empilhamento incipientemente progradante. O TSMA1 têm seu topo erodido pelo limite basal da seqüência deposicional 2.

A seqüência deposicional 2 (SEQ2) inicia-se com a deposição de arenitos de *shoreface* superiores a médios (Trato de Sistemas de Mar Baixo 2 - TSMB2), caracterizando um contexto de base abrupta sobre os argilitos do TSMA1, relacionado a uma regressão forçada e interpretado como o registro de um *sharp-based shoreface* (Plint, 1988). As parasseqüências do TSMB2 são limitadas pelas ocorrências de fácies de *shoreface* inferior, retratando eventos de inundação de uma ordem maior. O Trato de Sistemas Transgressivo 2 (TST2), é retratado pela diminuição da ocorrência de fácies de *shoreface* superior a médio, dominando assim sistemas de *shoreface* inferior e *offshore*. O final do TST2 encontra-se fora do intervalo de estudo, que limita-se quando cessam as ocorrências de arenitos e sucedem-se as espessas camadas de argilitos heterolíticos da Formação Palermo (coluna *litoestratigrafia* da figura 5).

Caracterização dos potenciais corpos reservatórios

A partir da década de 90, quando o paradigma da estratigrafia de seqüências entrou em fase de “arrumação”, a caracterização de reservatórios sob a óptica desta nova ferramenta de análise estratigráfica, vem conquistando um espaço cada vez maior no meio acadêmico e nas empresas de exploração. Descobertas de novos campos petrolíferos, e principalmente, a reabertura de campos considerados esgotados também marcaram esta fase da estratigrafia de seqüências (e.g., Barwis *et al.*, 1990 e Posamentier *et al.*, 1995).

Portanto, a caracterização de reservatórios é crucial para a produção de um campo petrolífero, em quaisquer fases de sua produção: *exploração, quantificação, planejamento, desenvolvimento e gerenciamento* (Barwis *et al.*, 1990). Não somente na produção de combustíveis fósseis a caracterização de reservatórios é fundamental. A exploração de água subterrânea em grande escala ou em áreas com sérios problemas de captação também pode utilizar

a análise por estratigrafia de seqüências para caracterização de aquíferos para uma maior e melhor produção.

Heterogeneidades

Essencialmente, a caracterização de reservatórios se dá através da identificação, classificação e interpretação de variações de heterogeneidades. A heterogeneidade é definida como uma mudança em um ou mais dos seguintes parâmetros: *granulometria, composição mineralógica (dos grãos e da matriz), cimentos, permo-porosidade, estruturas sedimentares (primárias ou secundárias), estruturas biogênicas, geometria externa, padrão de empilhamento, descontinuidades internas e conectividades* (Galloway & Hobday, 1998). Variações faciológicas de arenitos finos para grossos geram variações de permo-porosidade para cada fácies, criando assim uma heterogeneidade; diferentes estruturas sedimentares em um mesmo arenito (e.g., cruzadas planares e laminações plano-paralelas) apresentam unidades de fluxo tridimensionais diferentes; camadas de arenitos intercaladas com argilitos geram heterogeneidades na forma de descontinuidades e desconectividades de reservatórios.

Escalas de heterogeneidades

A análise de heterogeneidades pode variar desde observações micrométricas de cimentações diagenéticas até mapeamentos em centenas de quilômetros de seqüências sedimentares. Desta forma, o melhor método de análise é utilizando o conceito de multiescala, onde cada nível de observação fornece um tipo de dado, e a integração e intercorrelação destes dados obtidos em diferentes escalas estabelece uma completa análise do reservatório e suas propriedades.

Um ponto importante de se trabalhar com o conceito de multiescala é a possibilidade de determinação do grau de detalhe da análise, a partir da quantidade de dados (furos de sondagem, afloramentos descritos, mapas geológicos) e qualidade de dados (tipos de testemunhagem, qualidade das exposições, escalas dos mapas). Desta forma, pode-se estabelecer dentro dos níveis multiescalares, os quais se obtém resolução para análise.

Como a ferramenta de análise é uma estratigrafia baseada no reconhecimento e correlação de superfícies cronológicas ou relacionadas a eventos, a classificação de escalas também se encontra hierarquicamente dependente das superfícies-chave da

estratigrafia de seqüências. A classificação de escalas de heterogeneidades apresentada a seguir foi modificada a partir das propostas de Galloway & Hobday (1998), Dryer, *apud* Borghi (2000) e Jordan & Pryor (1992).

Foram aqui identificados 5 níveis hierárquicos de escalas de heterogeneidades, conforme a figura 8:

Nível 1 - Seqüências deposicionais: as heterogeneidades de nível 1 envolvem variações entre seqüências deposicionais. Estas variações estariam relacionadas a ordens maiores de eventos tectono-eustáticos, gerando assim seqüências com maiores pacotes de areia, ou com geometrias e conectividades favoráveis. Nesta escala, limites de seqüências seriam tratados como grandes descontinuidades entre reservatórios ou elementos desconectores (devido ao grande desequilíbrio geoquímico gerado pelo rebaixamento do nível do mar, produzindo assim condições diagenéticas totalmente diferentes no local do limite de seqüências, condições estas diferenciadas das condições diagenéticas no restante da seqüência deposicional). O nível 1 geralmente abrange dezenas a centenas de metros, e é útil para grandes correlações na escala da bacia.

Nível 2 - Tratos de sistemas: abrange heterogeneidades relacionadas a tratos de sistemas. Equivale a clássica “escala de reservatório” *c.f.* Borghi, 2000. É um nível importante, pois a maioria dos reservatórios de petróleo encontram-se nesta escala. Outro aspecto é a compartimentação e condicionamento gerado pelas superfícies limítrofes. O limite de seqüências já foi abordado como gerador potencial de heterogeneidades no nível 1; sua ocorrência em nível 2 também é considerada importante. A superfície trans-gressiva é considerada também uma superfície potencial para compartimentação de heterogeneidades pois em sistemas parálicos os eventos transgressivos podem causar erosões consideráveis (Plint, 1988), causando mudanças abruptas de fácies e conseqüentemente, compartimentações de heterogeneidades. Por fim, a superfície de inundação máxima, associada a sedimentitos finos da seção condensada, é um grande potencial para a ocorrência de compartimentações ou até desconectividades de reservatórios. Além disso, a estrutura faciológica dos tratos de sistemas relacionada as suas variações fornece corpos areníticos de espessura considerável intercalados com sedimentos finos, gerando assim, importantes heterogeneidades de grandes dimensões.

Nível 3 - Parasseqüências: em um nível maior de detalhe do reservatório, são observadas descontinuidades internas e desconectividades relacionadas a eventos de inundação de maior ordem, que são denominados no registro geológico como parasseqüências. Nesta escala, os limites de parasseqüência atuam como potenciais geradores de descontinuidades internas e desconectividades de reservatório. Análises nesta escala são importantes para se obter uma boa resolução de detalhe do reservatório, a fim de identificar tendências de fluxo, continuidades e isolamentos de corpos areníticos.

Nível 4 - Fácies: envolve variações de heterogeneidade ao nível de fácies. A fácies como elemento formador básico de sucessões sedimentares pode apresentar uma gama imensa de variações de heterogeneidades. A caracterização de fácies pode fornecer importantes subsídios para compreensões de detalhe em zonas específicas do reservatório, assim como estabelecer padrões de variação de heterogeneidade dentro das parasseqüência. Outro dado importante a ser obtido neste nível são os ensaios de permo-porosidade e o estabelecimento de intensidades de fluxo.

Nível 5 - Grãos, matriz e poros: abrange heterogeneidades no grau máximo de detalhamento, visíveis somente em microscopia óptica, analisando grãos, matriz, poros e seus elementos preenchedores. Fornece importantes dados de estrutura interna do reservatório, identificando feições sedimentares de detalhe e feições diagenéticas que modificaram o reservatório ao longo do tempo e do espaço.

A aquisição de dados em qualquer nível de escala é importante. Porém, a integração de dados multiescala fornece uma estrutura teórica concisa e abrangente, com uma escala fornecendo subsídios para a escala seguinte.

Neste estudo, as escalas de trabalho objetivadas vão do nível 1 ao nível 3 - detalhamento de seqüências deposicionais, tratos de sistemas e parasseqüências. A abordagem até o nível de parasseqüência se deu devido à quantidade de furos de sondagem e sua respectiva malha, ao grau de detalhamento das descrições dos furos de sondagem e devido ao estilo de bacia (rampa continental). Ensaios físicos posteriores, assim como estudos petrográficos, conforme os recentes trabalhos de Ketzer *et al.* (2002) na borda sudoeste da Bacia do Paraná, contribuirão para uma maior completitude da análise dos reservatórios e sua compreensão nos níveis 4 e 5.

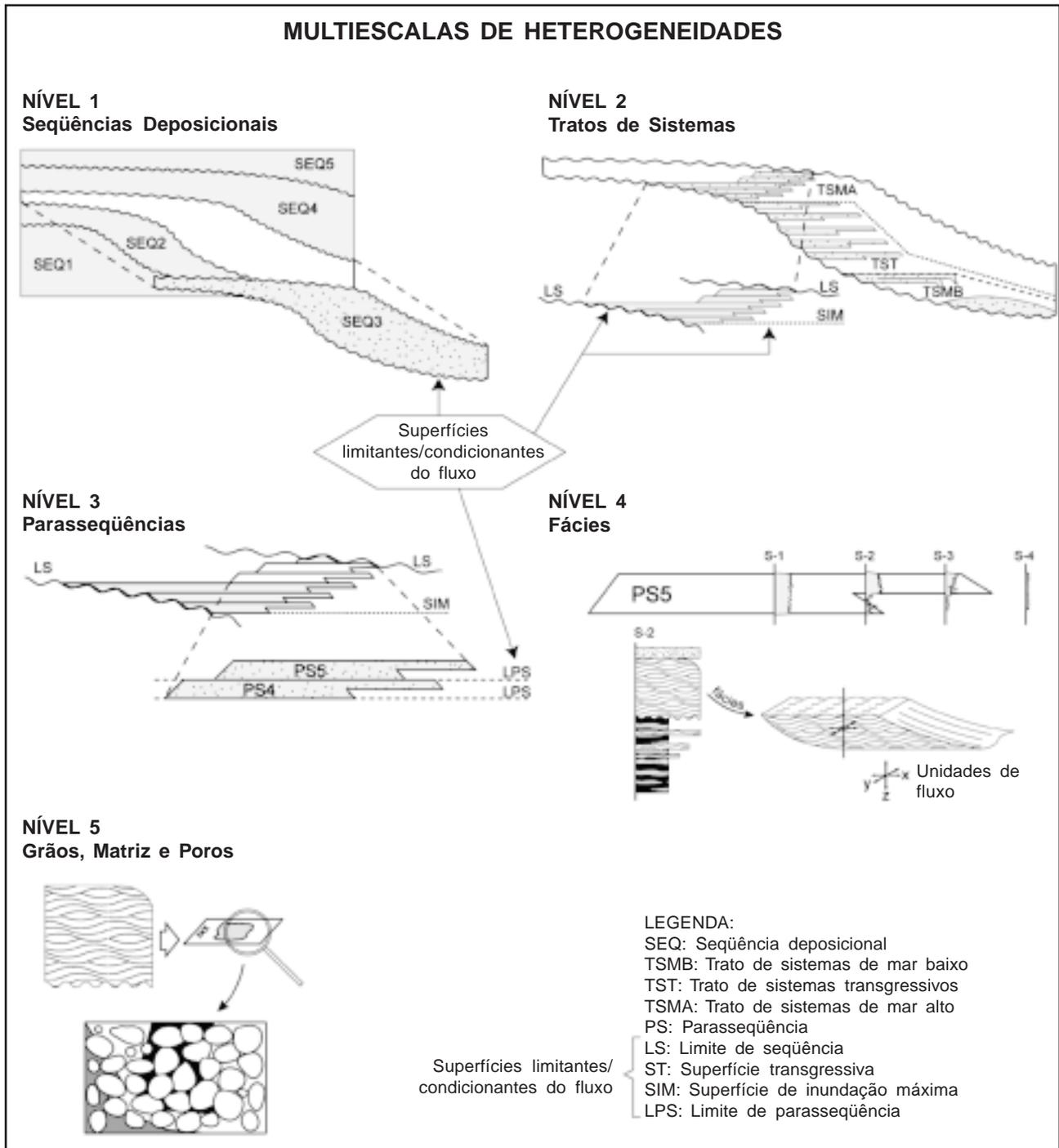


Figura 8 - Escalas de heterogeneidades propostas para classificação de reservatórios em multiescala.

Caracterização multiescalar da área de estudo

Serão abordadas a seguir as análises e caracterizações dos reservatórios na área de estudo sob heterogeneidades de nível 1, 2 e 3.

Heterogeneidades de nível 1 - Seqüências deposicionais

Na área de estudo foram identificadas duas seqüências deposicionais de 3ª ordem (conforme a

figura 9); nessas seqüências a heterogeneidade se dá relacionada a pacotes métricos a decamétricos de arenitos e pelitos intercalados, e suas relações de contato. Na Seqüência 1 (Fig.9) o corpo arenítico reservatório apresenta-se de forma tabular, com uma barreira de fluxo na forma de uma cunha pelítica na base da seqüência na porção sul. A Seqüência 2 (Fig. 9) possui uma base erosiva marcante, e esta erosão escava até que o reservatório da Seqüência 1

conecte-se como o reservatório da Seqüência 2. Esta situação ocorre principalmente no centro da área de estudo, ao longo do eixo E-W (furos SG-03, SG-05 e SG-13). A Seqüência 2 possui uma barreira de fluxo na sua porção superior, na forma de uma cunha de pelitos, que afina para o sul.

Heterogeneidades de nível 2 - Tratos de sistemas

Ambas as seqüências deposicionais são alvos potenciais em nível 1. Porém, aumentando a resolução, observa-se que uma análise dos tratos de sistemas apresenta tratos com maior potencial do que outros, fornecendo assim uma maior precisão na análise dos reservatórios.

Na Seqüência 1 (Fig. 5), O Trato de Sistemas de Mar Baixo 1 não é um bom potencial reservatório, pois suas sucessões deltaicas apresentam corpos arenosos de frente deltaica de pequena espessura (menores que 1 metro) e com diversas intercalações com siltitos e argilitos plataformais, e siltitos, argilitos e carvões de planícies deltaicas. A continuidade lateral destes corpos é pequena. Portanto, estes corpos apre-

sentam muitas descontinuidades internas e são desconectados, não gerando bons reservatórios.

Já o Trato de Sistemas Transgressivo 1 torna-se um bom reservatório, pois nele os corpos areníticos de frentes deltaicas atingem espessuras consideráveis (na ordem de metros a dezenas de metros), e passam a ser retrabalhados por ondas, gerando sistemas de *shoreface*. Uma seção esquemática da geometria e conectividade dos reservatórios do Trato de Sistemas Transgressivo 1 é apresentada na figura 10. O padrão de empilhamento retrogradante do trato transgressivo é retratado claramente em seções *dip* (e.g., Fig.6), e esquematizado na figura 10. Outros fatos que tornam o Trato de Sistemas Transgressivo 1 um excelente reservatório de nível 2 é a grande espessura de seus depósitos deltaicos e marinhos rasos, interpretados como resultado de um grande aporte sedimentar, e a ocorrência de retrabalhamentos por ondas das frentes deltaicas, o que aumenta lateralmente a *sand sheet* plataformal e conseqüentemente permite maiores conexões verticais relacionadas a eventos transgressivos.

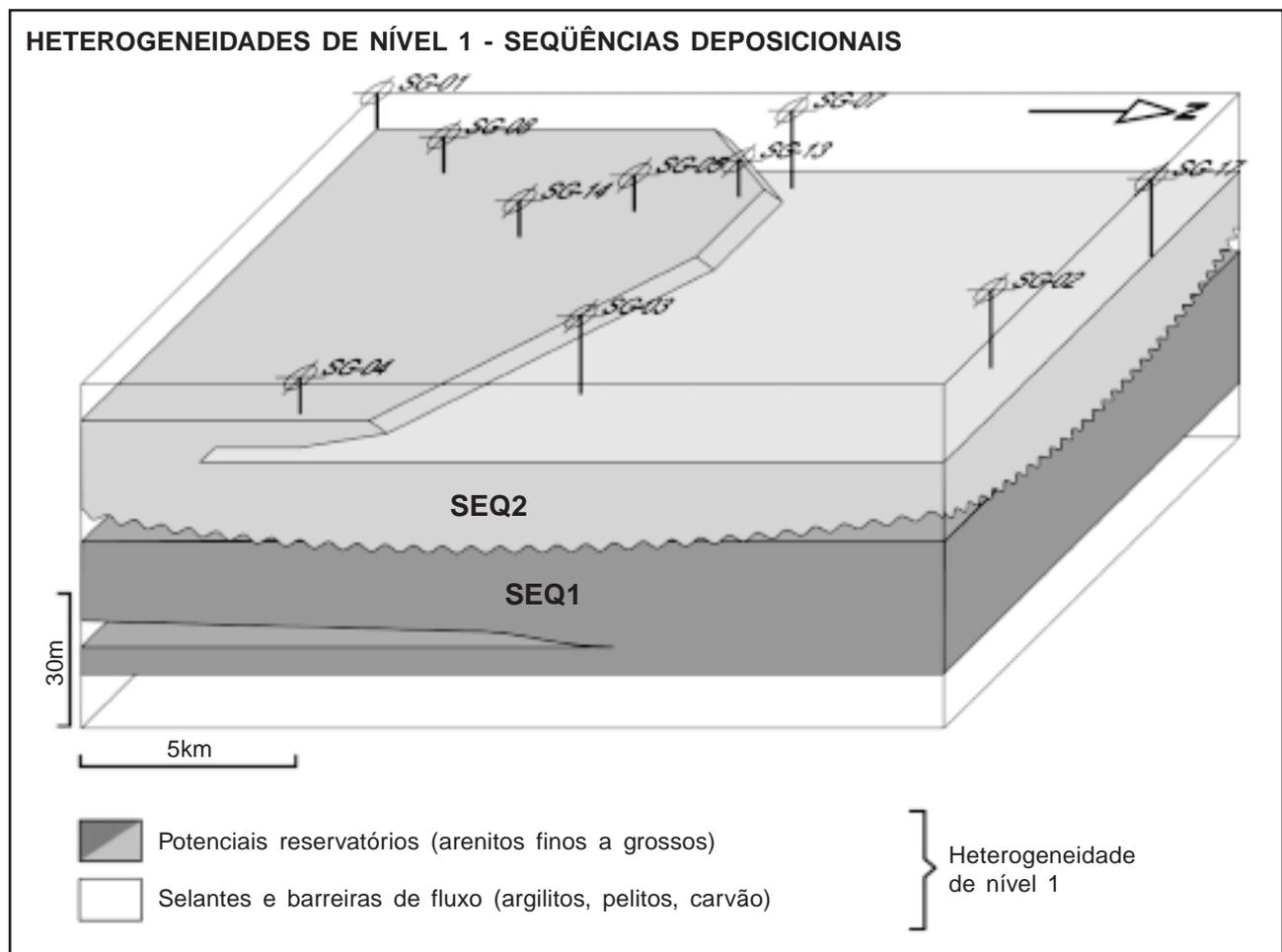


Figura 9 - Heterogeneidades de nível 1 (seqüências deposicionais) da área de estudo.

O Trato de Sistemas de Mar Alto 1 é marcado por uma inundação retratada por argilitos com areia (estruturas *wavy* e *linsen*), interpretados como o registro de *Shoreface* inferior, ocorrendo em toda a área de estudo. Portanto, o Trato de Sistemas de Mar Alto 1 não possui reservatórios de nível 2, comportando-se como uma barreira de fluxo que desconecta os reservatórios do Trato de Sistemas Transgressivo 1 e do Trato de Sistemas de Mar Baixo 2.

Na Sequência 2, o Trato de Sistemas de Mar Baixo 2 é um reservatório potencial, pois é dominado ao longo de sua espessura por arenitos de *shoreface*, gerando um corpo de formato tabular e de grande extensão lateral. Apresenta discretas descontinuidades localizadas, e encontra-se conectado no centro da área de estudo com o Trato de Sistemas Transgressivo 1 (devido ao escavamento do limite de seqüências) e conectado na porção sul da área de estudo com o reservatório do Trato de Sistemas Transgressivo 2 (ver Figs. 6 e 7).

O Trato de Sistemas Transgressivo 2 possui arenitos reservatórios somente na base do registro e na porção sul e central da área de estudo (é representado na figura 9 pela cunha de arenitos no topo da Sequência Depositional 2), e apresenta um padrão de empilhamento retrogradante. O sistema deposicional do Trato de Sistemas Transgressivo 2 é interpretado como de *shoreface* médio a superior, e *foreshore*. O padrão transgressivo faz com que os arenitos de *shoreface* ocorram somente na base, sucedendo-se a transgressão onde passam a ocorrer somente argilitos e siltitos com lentes de areia em estruturas do tipo *wavy* e *linsen* (inicia-se neste ponto a Formação Palermo - ver quadro estratigráfico, figura 5), inexistindo corpos areníticos potenciais como reservatórios em direção ao topo.

Heterogeneidades de nível 3 - Parasseqüências

Como visto anteriormente, na heterogeneidade de nível 2 foram identificados como potenciais reservatórios o Trato de Sistemas Transgressivo 1, o Trato de Sistemas de Mar Baixo 2 e o Trato de Sistema Transgressivo 2. Portanto, para uma análise de heterogeneidades de nível 3, onde são analisadas as heterogeneidades internas às parasseqüências, foram detalhados os tratos de sistemas acima relacionados.

Assim, foram identificados cinco corpos areníticos que são potenciais reservatórios de nível

3. Foram eles identificados e interpretados em termos físicos, geométricos e genéticos, e denominados reservatórios *alpha*, *beta*, *gama*, *delta* e *epsilon*. O quadro 3 apresenta a relação dos reservatórios e suas características e os mesmos serão descritos a seguir.

Embora as heterogeneidades estudadas em nível 3 sejam analisadas internamente nas parasseqüências, quando ocorrem conectividades totais entre parasseqüências o reservatório denominado abrange ambas parasseqüências, pois não existem barreiras de nível 3 entre as parasseqüências (como por exemplo, não ocorrerem pelitos de *shoreface* inferior/*offshore* atuando como barreiras de fluxo). Este é o caso dos reservatórios *gama* (parasseqüências 7 e 8), *delta* (9 e 10) e *epsilon* (11 e 12). Estudos em escalas de maior detalhe (nível 4 e 5, *c.f.* figura 8) poderiam compartimentar estes reservatórios e diferenciar internamente as parasseqüências.

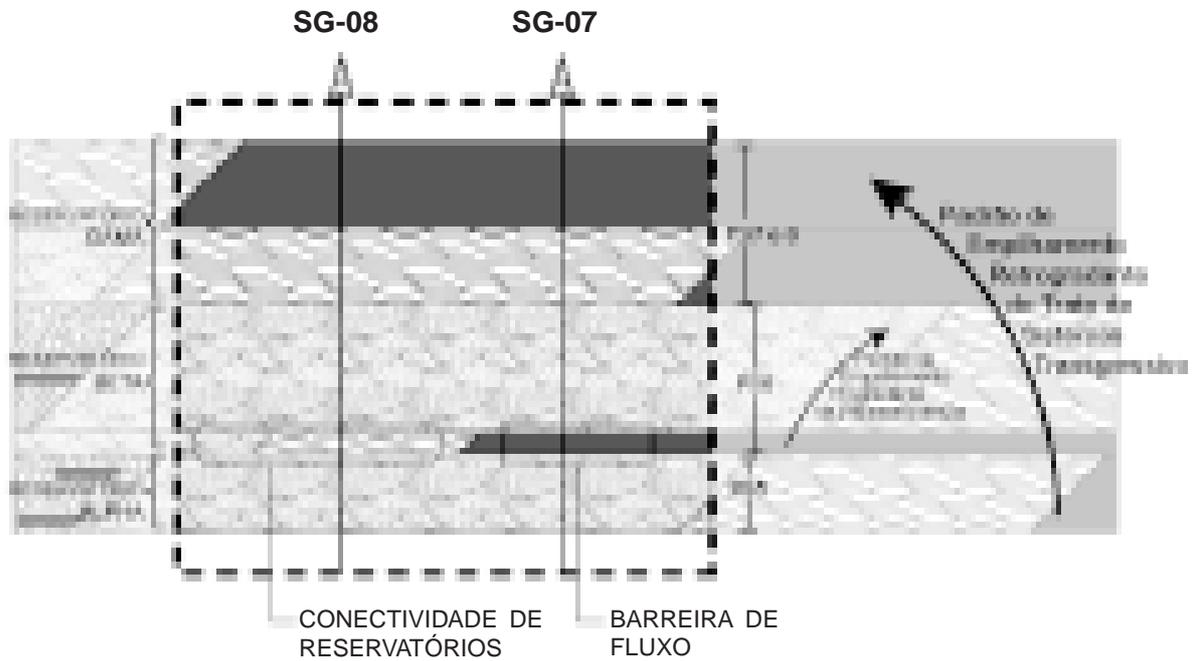
Reservatório alpha

O reservatório *alpha* (quadro 3), composto pelos arenitos da parasseqüência 5, é delimitado na base pelos argilitos de *shoreface* inferior que representam a inundação marinha e limite da parasseqüência 5, ou em contato direto com siltitos e folhelhos de planície deltaica da parasseqüência 4. Litologicamente, é composto por arenitos finos a médios, subarcoseanos, medianamente a mal selecionados, relacionados a uma frente deltaica que grada lateralmente para sistemas de *shoreface* médio a superior, conforme a figura 11. São raras as descontinuidades internas, que ocorrem na forma de argilitos lenticulares de prodelta e siltitos e lentes de carvão de planícies deltaicas. Se conecta na porção oeste e norte com o reservatório *beta*. Possui uma espessura média de 9,1 m.

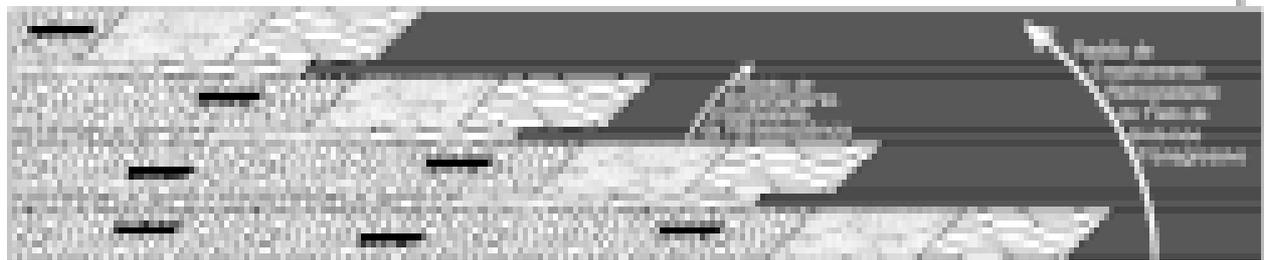
Reservatório beta

É composto exclusivamente pelos arenitos da parasseqüência 6 (quadro 3). É limitado na base pelo limite de parasseqüência 6 (ocorre como arenitos de *shoreface* médio a superior, e subordinadamente, argilitos de *shoreface* inferior), e limitado no topo pelo limite de parasseqüência 7. O reservatório *beta* é composto por arenitos grossos e médios (subarcoseandos, medianamente a mal selecionados), relacionados a uma frente deltaica, e arenitos finos (quartzosos, bem selecionados, bem arredondados), relacionados a um sistema de *shoreface* médio a su-

HETEROGENEIDADES DE NÍVEL 2 - TRATOS DE SISTEMAS



Sucessão Transgressiva Idealizada



Parasseqüência



LEGENDA

Sistemas Depositionais

- Planície Deltaica
- Frente Deltaica
- Shoreface* Superior/Médio
- Shoreface* Inferior

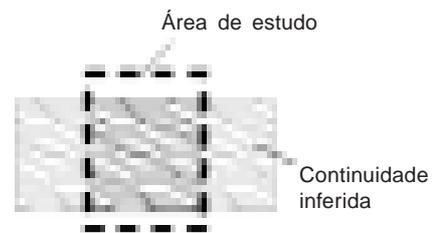


Figura 10 - Heterogeneidades de nível 2 (tratos de sistemas) do Trato de Sistemas Transgressivo 1.

Quadro 3 - Relação dos reservatórios de nível 3 e suas propriedades.

Reservatório	Litologia	Sistema Depositional	Parasseqüência	Descontinuidades Internas	Conectividades	Espess. Mínima	Espess. Máxima	Espess. Média
ALPHA	Arenitos finos a médios	Frente Deltaica e Shoreface Médio a Superior	5	raras	Conexões com Beta	2,5m	15,5m	9,1m
BETA	Arenitos grossos e finos	Frente Deltaica e Shoreface Médio a Superior	6	incomuns	Conexões com Alpha e Beta	11m	26,5m	17,6m
GAMA	Arenitos finos	Shoreface médio a superior	7 e 8	ausentes	Conexões com Beta e Delta	4,5m	17m	10,9m
DELTA	Arenitos finos	Shoreface médio a superior	9 e 10	incomuns	Conexões locais com Gama e Epsilon	6,5m	18,5m	14,3m
EPSILON	Arenitos finos	Shoreface médio a superior	11 e 12	comuns	Conexões locais com Delta	3m	9,5m	5,5m

perior. Os arenitos de *shoreface* são anteriores aos arenitos de frente deltaica, e representam o evento de inundação, limitante basal da parasseqüência 6. Este sistema de *shoreface* é sucedido pela frente deltaica progradante, a qual possui muito mais representatividade em espessuras, conforme os perfis estratigráficos elaborados (Figs. 6 e 7). A ocorrência de descontinuidades internas é incomum, e estas se apresentam na forma de argilitos de *shoreface* inferior e siltitos e carvões de planície deltaica. O reservatório *beta* se conecta com o reservatório *alpha* na porção oeste e norte, e com o reservatório *gama* na totalidade da área. É considerado o mais espesso dos reservatórios de nível 3, com uma espessura média de 17,6m, podendo atingir até 26,5m.

Reservatório *gama*

O reservatório *gama* é composto por arenitos pertencentes às parasseqüências 7 e 8, tem como base o limite de parasseqüência, e como topo os argilitos do fim do Trato de Sistemas Transgressivo 1 e do Trato de Sistemas de Mar Alto 1, ou em outros poços é limitado pelo Limite de Sequências 2 (caso do poço SG-08, Fig. 6). É composto litologicamente por arenitos finos, quartzosos, bem arredondados, bem selecionados, interpretados como o registro de *shoreface* médio a superior. Na maior parte, o reservatório *gama* ocorre predominantemente na parasseqüência 7, com pouca representatividade na parasseqüência 8, onde domina a presença de argilitos de *shoreface* inferior, com espessuras variando de 5 a 10 m, que atuam como uma importante barreira de fluxo. Porém, na região centro-sudoeste da área, os arenitos da parasseqüência 8 são conectados com o reservatório *delta* (contato superior com o limite de seqüências), apresentando assim, nesta restrita área, uma importante conectividade entre os

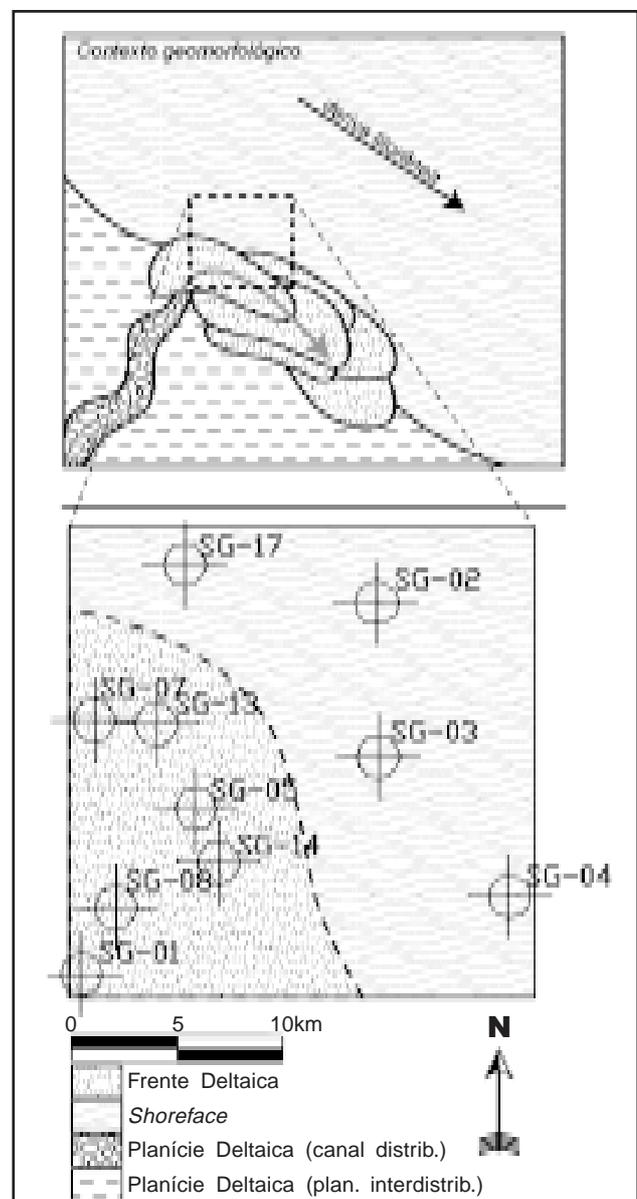


Figura 11 - Comportamento dos sistemas deposicionais e suas variações laterais no reservatório *alpha* (nível 3).

reservatórios *gama* e *delta*, área esta apresentada na figura 12. O reservatório *gama* não possui descontinuidades internas, e sua espessura média é de 10,9 metros.

Reservatório *delta*

É composto por arenitos das parasseqüências 9 e 10, indiferenciadas, compo o Trato de Sistemas de Mar Baixo 2, na forma de um espesso e tabularmente contínuo corpo de arenito. Litologicamente, é composto por arenitos finos, quartzosos, bem arredondados, bem selecionados, associados ao sistema de *shoreface* médio a superior. É incomum a ocorrência de descontinuidades internas, e quando ocorrem, é na forma de lentes de argilitos de *shoreface* inferior. Sua restrita conectividade com o reservatório *gama* foi descrita anteriormente, nas propriedades do reservatório *gama*. Sua conectividade com o reservatório *epsilon* se dá na totalidade da área de ocorrência do reservatório *epsilon*. Possui uma representante espessura, tendo como média 14,3 m, podendo atingir até 18,5 m.

Reservatório *epsilon*

O reservatório *epsilon* é composto por arenitos das parasseqüências 11 e 12, tendo como limite basal o limite da parasseqüência 11, e como limite de topo os argilitos de grande espessura do Trato de Sistemas Transgressivo 2, interpretados como pertencentes à Formação Palermo. O reservatório *epsilon* possui uma área de ocorrência restrita, com forma alongada na direção norte-sul da área, conforme a figura 13. É composto por arenitos finos, quartzosos, bem selecionados e bem arredondados, interpretados como sendo de *shoreface* médio a superior, os quais gradam lateralmente e se interdigitam com argilitos com *wavy* e *linsen* de *shoreface* inferior/*offshore*. São comuns as ocorrências de descontinuidades internas, as quais aparecem na forma de interdigitações de arenitos e argilitos, fazendo com que os corpos areníticos possuam espacialmente a forma de cunhas que afinam para o norte (depocentro da bacia), conforme apresentado na figura 14. O reservatório *epsilon* possui conectividade basal com o reservatório *delta*, e sua espessura média é de 5,5 m, atingindo no máximo 9,5 m, o que o torna o reservatório menos espesso.

CONCLUSÕES

A estratigrafia de seqüências é uma ferramenta de análise fundamental para a elaboração de modelos genéticos e geométricos para corpos parálicos potenciais para reservatórios, fornecendo uma abordagem

genética aos estratos, e hierarquizando os mesmos em superfícies cronoestratigraficamente significantes, as quais são utilizadas como delimitadoras de reservatórios em um modelo multiescalar.

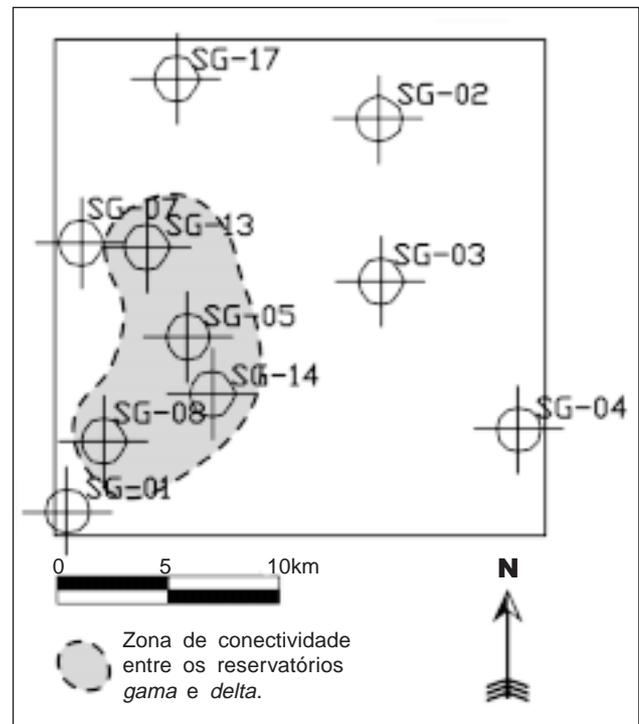


Figura 12 - Área restrita de conectividade entre os reservatórios *gama* e *delta* na área de estudo.

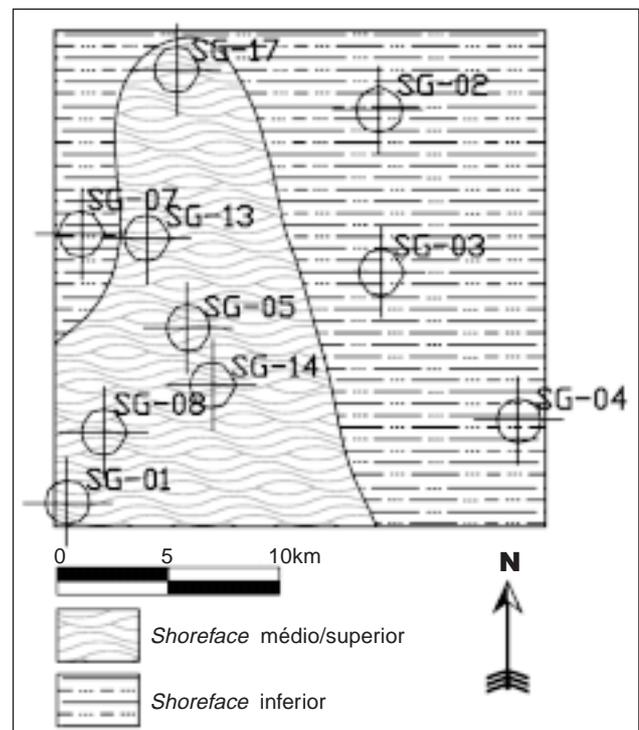
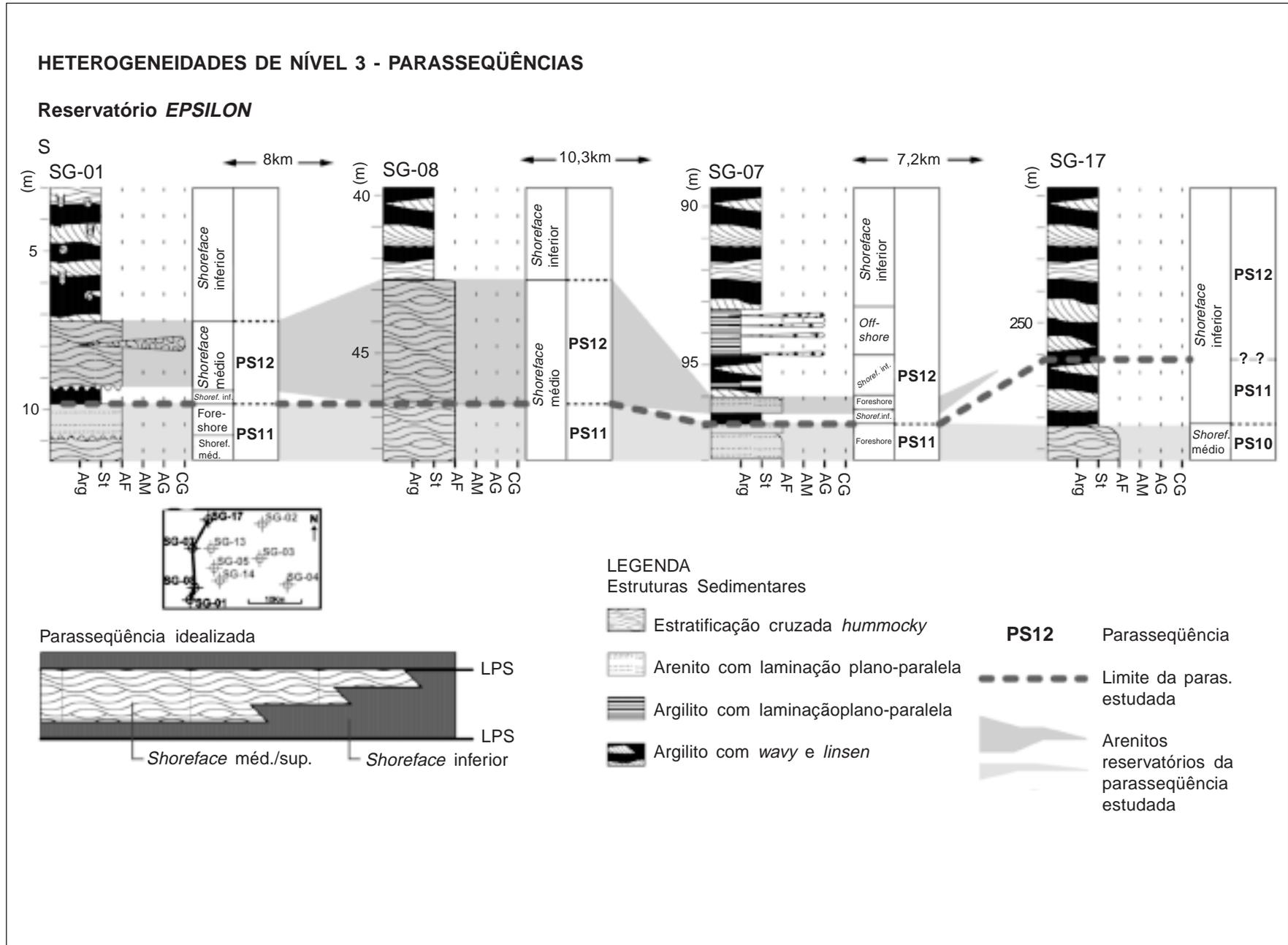


Figura 13 - Comportamento dos sistemas deposicionais e suas variações laterais no reservatório *epsilon* (nível 3).

Figura 14 - Forma de ocorrência e geometria de um dos corpos areníticos formadores do reservatório *epsilon* ao longo de uma seção de correlação de poços *dip*.



No presente estudo foram reconhecidas superfícies-chaves aplicadas ao conceito de caracterização multiescala de reservatórios (limites de seqüência, superfícies delimitadoras de tratos de sistemas e limites de parasseqüências), que compartimentam os arenitos reservatórios em unidades diferenciadas em termos genético-geométricos. Estas superfícies devem ser vistas como potenciais geradores de descontinuidades internas, desconectividades de reservatórios ou barreiras de fluxo. Esta abordagem possibilita uma maior precisão na elaboração de modelos de reservatórios para ambientes parálicos, ao contrário da análise puramente litoestratigráfica, onde tais delimitações possivelmente não seriam notadas. O modelo aqui apresentado torna-se um importante exemplo de caracterização de reservatórios sob a óptica de análise multiescalar baseada em uma compartimentação a partir de superfícies cronoestratigraficamente significativas. Desta forma, pode ser utilizado como um exemplo para caracterização de campos atualmente produtores (e, principalmente, com problemas de produção).

No caso específico da área de São Gabriel, foram identificadas duas seqüências deposicionais de 3ª ordem como potenciais reservatórios de nível 1 (escala de seqüências deposicionais) - figura 9. Heterogeneidades de nível 2 (escala de tratos de sistemas) foram reconhecidas apontando o Trato de Sistemas Transgressivo 1, o Trato de Sistemas de Mar Baixo 2 e o Trato de Sistemas Transgressivo 2 como potenciais reservatórios (Fig.5). Em análises de heterogeneidades de nível 3 (escala de parasseqüências), foram individualizados os seguintes reservatórios: *alpha* (composto por arenitos da parasseqüência 5), *beta* (composto por arenitos da parasseqüência 6), *gamma* (composto por arenitos das parasseqüências 7 e 8), *delta* (composto por arenitos das parasseqüências 9 e 10) e *epsilon* (composto por arenitos das parasseqüências 11 e 12), cada um com suas respectivas propriedades genéticas, litológicas, geométricas e físicas (quadro 3).

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Barwis, J.H.; Mcpherson, J.G.; Studlick, J.R.J. 1990. **Sandstone Petroleum Reservoirs**. Springer-Verlag Ed., New York, USA. 583p.
- Borgui, L. 2000. Visão geral da análise de fácies sedimentares do ponto de vista da arquitetura deposicional. **Boletim do Museu Nacional**, 53: 1-23. Rio de Janeiro, Brasil.
- Carlucci, R.B. 1998. **Análise estratigráfica do intervalo eo-permiano da Bacia do Paraná na região de Cachoeira do Sul, RS, Brasil**. 171p. Dissertação de Mestrado em Geociências, Instituto de Geociências, Universidade Federal do Rio Grande do Sul.
- Dott, R.H. & Burgeois, J. 1982. Hummocky stratification: significance of its variable bedding sequences. **Geological Society of America Bulletin**, 93: 663-680.
- Galloway, W.E. & Hobday, D.K. 1998. **Terrigenous clastic depositional systems**. Springer-Verlag, New York, USA. 2nd. Ed. 423p.
- Holz, M. 1995. **O intervalo gonduânico basal (Eo-Permiano) da Bacia do Paraná na região nordeste do Rio Grande do Sul - um exercício de estratigrafia**. 255p., 2 vol. Tese de doutorado em Geociências, Instituto de Geociências, Universidade Federal do Rio Grande do Sul.
- Jordan, D.W. & Pryor, W.A. 1992. Hierarchical levels of heterogeneity in a Mississippi River meander belt and application to reservoir systems. **The American Association of Petroleum Geologists Bulletin**, 76 (10): 1601-1624.
- Ketzer, J.M.; Morad, S. & Holz, M. 2002. Siliciclastic sequence stratigraphy and diagenesis: an integrated approach. **AAPG Annual Meeting**. Houston, Texas, USA.
- KUHN, M.R. 1999. **A estratigrafia de seqüências aplicada aos depósitos eo-permianos da Bacia do Paraná na região entre Minas do Leão e Pântano Grande, RS**. 176p. Dissertação de Mestrado em Geociências, Instituto de Geociências, Universidade Federal do Rio Grande do Sul.
- Lopes, R.C. 1995. **Arcabouço aloestratigráfico para o intervalo Rio Bonito - Palermo (Eopermiano da Bacia do Paraná) entre Butiá e São Sepé, Rio Grande do Sul**. 254p. Dissertação de Mestrado em Geologia Sedimentar. Universidade do Vale do Rio do Sinos.
- Milani, E.J. 1997. **Evolução tectono-estratigráfica da Bacia do Paraná e seu relacionamento com a geodinâmica fanerozóica do Gondwana sul-ocidental**. 532p., 2 vol. Tese de doutoramento. Instituto de Geociências. Universidade Federal do Rio Grande do Sul.
- Milani, E.J. 2001. Geodinâmica Fanerozóica do Gondwana sul-ocidental e a Evolução Geológica da Bacia do Paraná. p. 275 - 302. In: Holz, M. & Deros, L.F. **Geologia do Rio Grande do Sul**. (Eds.) UFRGS- CIGO. 445p.
- Plint, A.G. 1988. Sharp-based shoreface sequences and "offshore bars" in the Cardium Formation of Alberta: their relationship to relative changes in sea level. p. 357 - 370. In: Wilgus, C.K.; Hastings, B.S.; Kendall, C.G.St.C.; Posamentier, H.W.; Ross, C.A. & Van Wagoner, J.C. (Eds.). **Sea-level changes: an integrated approach**. **Society of Economic Paleontologists and Mineralogists Special Publication**, 42: 407 p.
- Posamentier, H.W.; Summerhayes, C.P.; Haq, B.U. & Allen, G.P. (Eds.). 1995. **Sequence stratigraphy and facies associations**. International Association of Sedimentologists, special publication, N. 18. Blackwell Scientific Publications, London, UK. 644p.
- Reading, H.G. 1996. **Sedimentary Environments: processes, facies and stratigraphy**. Blackwell Science, New York. 615p.
- Schneider, R.L.; Mühlmann, H.; Tommasi, E.; Medeiros, R.A.; Daemon, R.F. & Nogueira, A.A. 1974. Revisão estratigráfica da Bacia do Paraná. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE GEOLOGIA, 28, 1974, Porto Alegre. **Anais...**, v.1, p. 41-65.
- Vail, P.R.; Audemard, F.; Bowman, S.A.; Eisner, P.N. & Perez-Cruz, C. 1991. The stratigraphic signatures of tectonics, eustasy and sedimentology - an overview. In: Einsele, G.; Ricken, W. & Seilacher, A. (Eds.) **Cycles and events in stratigraphy**. Springer Verlag, Berlin. p 617-659.
- Van Wagoner, J.C.; Mitchum, R.M.; Campion, K.M. & Rahmanian, V.D. 1990. Siliciclastic sequence stratigraphy in well logs, cores, and outcrops: concepts for high resolution correlation of time and facies. **American Association of Petroleum Geologists Methods in Exploration Series**, 7, 55 p.
- Wilgus, C.K.; Hastings, B.S.; Kendall, C.G.St.C.; Posamentier, H.W.; Ross, C.A. & Van Wagoner, J.C. (Eds.) 1988. Sea-level changes: an integrated approach. **Society of Economic Paleontologists and Mineralogists Special Publication**, 42, 407 p.