

POTENCIAL EXPLORATÓRIO DAS MINI-BACIAS DE SAL DESENVOLVIDAS NA REGIÃO DE ÁGUAS PROFUNDAS DA BACIA DE SANTOS - INTERPRETAÇÃO SISMOESTRATIGRÁFICA

Tuane Mariano Januário¹
Helio Jorge P. Severiano Ribeiro²
José Antônio Barbosa³

¹Laboratório de Engenharia e Exploração de Petróleo LENEP-UENF, Macaé-RJ

²Laboratório de Sismoestratigrafia SISMOS/ LAGESE-DGEO-UFPE, Recife-PE

RESUMO

Na Bacia de Santos, Margem SE do Brasil, a busca por hidrocarbonetos tem levado a indústria do petróleo a explorar/operar em águas profundas e ultra-profundas. O avanço do conhecimento nessas regiões revelou a ocorrência de depressões produzidas sobre a vasta camada de evaporitos devido ao processo de inflação e deflação gerado pela halocinese. Estas depressões, denominadas de Mini-bacias de sal (MB), apresentam um potencial exploratório latente, além do enorme potencial encontrado no intervalo sub-sal. Dentro de algumas MB foi detectada a presença da unidade estratigráfica cenomaniana/turoniana que é composta por folhelhos marinhos considerados potenciais geradores do intervalo pós-sal. Além disso, os paleobaixos gerados pelas MB atuaram como sítios de captação de fluxos turbidíticos, resultando na formação de possíveis corpos de rochas reservatórios. A halocinese também gerou falhas e diápiros que atuaram como rotas de migração para os hidrocarbonetos (HCs). Com base nessas informações, o presente trabalho objetivou investigar o potencial exploratório dessas estruturas com base na análise sismoestratigráfica. Foi realizado um reconhecimento do arcabouço das MB em 10 seções sísmicas 2D regionais. A análise objetivou mapear as principais sismoseqüências que preenchem as MB, a configuração geral das estruturas e a ocorrência de plays exploratórios. O estudo conseguiu identificar a sismoseqüência referente ao Cenomaniano-Turoniano, possível intervalo gerador dentro das MB. Também foram analisadas as principais conformações das MB, o que permitiu a sugestão de 3 tipos gerais de Minibacias: extensas e rasas; extensas e profundas; estreitas e profundas. Com base na sugestão de estudos recentes, foram identificadas as MB com melhores condições de geração em termos de soterramento do intervalo gerador, entre 4500 e 5000m (~5s em TWT). A partir da identificação dos possíveis elementos do sistema petrolífero, e dos processos de trapeamento, foram identificados três tipos de *plays*: *Play* tipo 1 - associado à discordância erosiva regional do Meso-Eoceno; *Play* tipo 2 – formados pela terminação em cunha de possíveis reservatórios contra os flancos de diápiros de sal e estruturados por falhas normais; *Play* tipo 3 - relacionado à anticlinal formado sobre almofadas de sal.

Palavras chave: Bacia de Santos, Mini-Bacias de sal, sistema petrolífero, tectônica de sal, sismoestratigrafia

ABSTRACT

In the Santos Basin, Brazilian SE Atlantic Margin, the search for hydrocarbons has led the petroleum industry to explore/operate in deep and ultra-deep water. The knowledge gained from this research has shown the existence of bow-shaped depressions created over the large evaporate layer due to processes of inflation and deflation generated by the halokinesis. These depressions, called Mini-Basins (MB), are of considerable economic interest representing potential hydrocarbon sources, in addition to the present sub-salt succession. Inside some MB the presence of Cenomanian-Turonian marine shales have been identified, which are considered as potential source rocks from the post-salt succession. Furthermore, the paleo-depocenters produced by the MB created turbiditic flow collecting sites, which resulted in the formation of possible reservoir rock bodies. The halokinesis was also a key factor in the creation of faults and diapiric structures, which acted as migration routes for the hydrocarbons. Based in these observations, our research will investigate the exploration potential of the MB through the use of seismic stratigraphy. A reconnaissance of the MB frameworks was carried out in 10 2D regional seismic sections. The analysis aimed the identification of most important seismic sequences within the MB (Albian to Middle-Eocene), the general geometrical configuration and the occurrence of petroleum plays. The target source rocks interval, represented by the Cenomanian-Turonian sequence were identified along the MB. Based on the general arrangements of the MB along the seismic sections we propose 3 types of MB: large and shallow; large and deep; narrow and deep. Based in recent suggestions, the MB which bears the best conditions in terms of source rock burial, 4500 to 5000m (~5s in TWT), was identified. Based in the interpretation of the suggested petroleum system elements and the trapping arrangements three possibilities of plays prospects were also proposed: Play type 1 – related to the regional Middle-Eocene unconformity; Play type 2 – formed by the ‘pinching out’ of possible reservoir siliciclastic bodies against the flanks of the diapirs, and structured by normal faults; Play type 3 – related to the anticline structure created over salt pillows.

Keywords: Santos Basin, salt mini-basins, petroliferous system, salt tectonics, seismic stratigraphy

INTRODUÇÃO

A Bacia de Santos está localizada na margem continental sudeste brasileira e abrange a porção marinha dos estados de Santa Catarina, Paraná, São Paulo e Rio de Janeiro (Fig. 1). A bacia possui

uma área de 350.000 Km², incluindo suas porções *onshore* e *offshore* até a cota batimétrica de 3.000m. Limita-se a norte com a Bacia de Campos pelo Alto de Cabo Frio e a sul com a Bacia de Pelotas, pela Zona de Fratura de Florianópolis (Fig. 1).

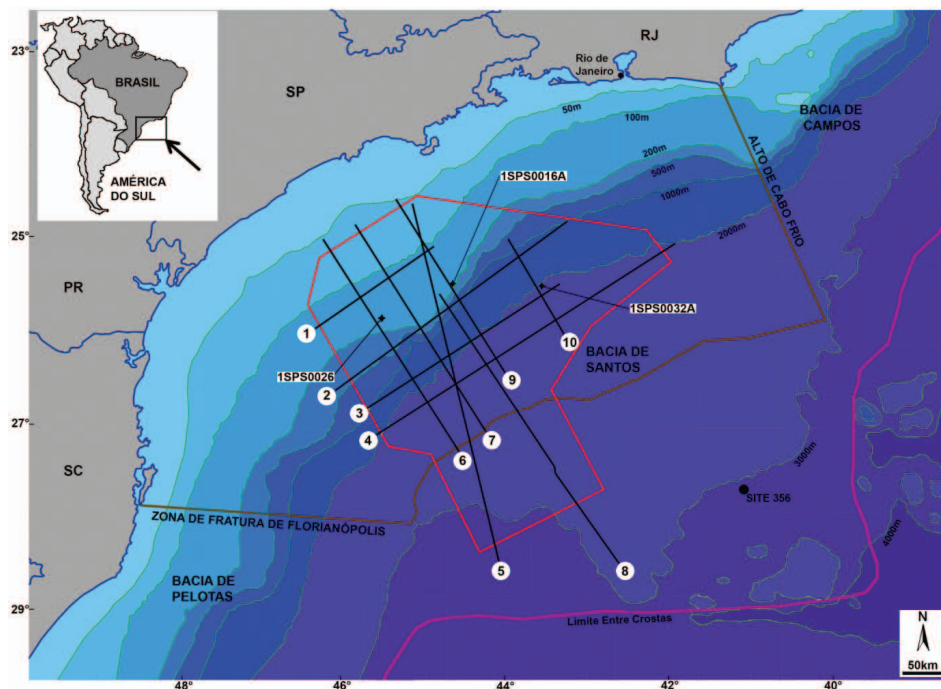


Figura 1 - Localização da Bacia de Santos na margem sudeste brasileira. O polígono marcado pela linha vermelha delimita a área de estudo. Os poços e linhas sísmicas utilizados neste estudo também estão localizados. Identificação das seções sísmicas: (1) 0248-0100; (2) 0248-0107; (3) 0222-0134; (4) 0248-0114; (5) 0239-0367; (6) 0248-0054; (7) 0248-0047; (8) 0222-0125; (9) 0248-0034; (10) 0248-0020.

A região *offshore* de Santos possui uma imensa bacia de sal, desenvolvida na fase transicional do estágio de abertura do Atlântico (Fig. 2). As deformações observadas na imensa camada de sal foram produzidas pelo efeito da gravidade e também por esforços de compressão gerados pelo escorregamento da massa de sal das partes proximais para as porções distais do platô de São Paulo (Fig. 3). A halocinese seria o efeito de deformação produzido

apenas pela gravidade, enquanto que a tectônica de sal é também causada pela ação de esforços laterais, compressivos e distensivos (Hudec & Jackson, 2007, Mohriak & Szatmari, 2008). O resultado da tectônica do sal é a formação de estruturas diapíricas como almofadas, domos, diápiros, línguas, muralhas e gotas de sal (Hudec & Jackson, 2007) (Fig. 4). Na Bacia de Santos, a tectônica de sal também foi responsável pela estruturação

dos elementos do sistema petrolífero pós-sal da Bacia de Santos: rotas de migração, rochas-reservatório e rochas-selante (Fig. 3). A formação de trapas também foi expressivamente influenciada pela tectônica do sal. Como exemplo, observa-se o processo que determinou a formação de trapas (mistas) entre o Neo-Albiano e Oligoceno, permitindo a acumulação

de hidrocarbonetos nos reservatórios do Neo-Cretáceo e Paleógeno/Neógeno (Chang et al., 2008). A potencialidade destas acumulações possibilitou a formação de províncias petrolíferas na bacia, onde ocorrem importantes *plays* exploratórios (Pereira & Macedo, 1990), os quais estão direta ou indiretamente relacionados à tectônica dos corpos de sal.

Estudios Geológicos v. 21 (2), 2011

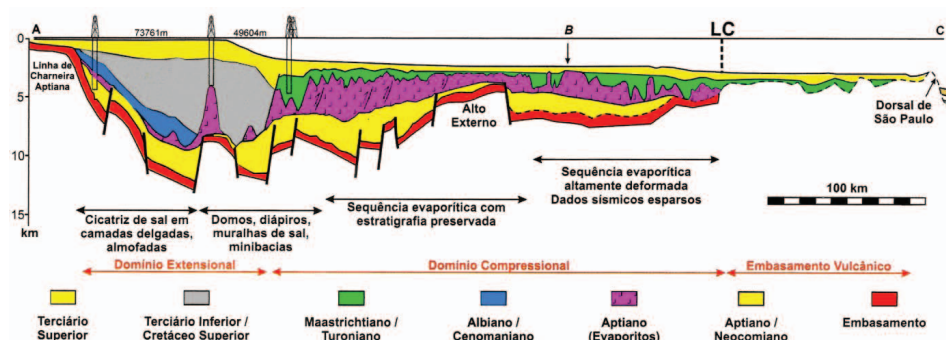


Figura 3 – Seção esquemática regional da porção central da Bacia de Santos mostrando a deformação da camada de sal produzida pelo avanço da cunha de depósitos do Cenozóico (adaptado de Gamboa et al., 2008).

Em especial, a deformação da camada de sal, provocada pela deflação e inflação da massa de evaporitos, produziu uma série de depocentros limitados por corpos de sal, denominados de Mini-Bacias (MB) (Fig. 4). Estes depocentros formados sobre a camada de sal ofereceram espaço de deposição adicional para a concentração das unidades marinhas pós-sal (Castro & Holz, 2005). Estudos recentes, realizados a partir da análise de sondagens realizadas através da coluna sedimentar de algumas MB, confirmaram a presença de depósitos de idade Turoniana (Caldas, 2007), os quais

são constituídos por fácies de folhelhos marinhos enriquecidos em carbono orgânico. De forma geral, folhelhos marinhos de idade Cenomaniana-Turoniana apresentam bom teor de matéria orgânica (MO) por estarem associados ao segundo evento anóxico do Cretáceo (OAE-2) (Schlanger & Jenkys 1976; Mello et al., 1995; Trindade et al., 1997). Em alguns locais da Bacia de Santos, estes folhelhos de idade turoniana atingiram soterramento suficiente para que houvesse evolução termal com geração e expulsão de óleo (Mello et al., 1995) (Figs. 2 e 3).

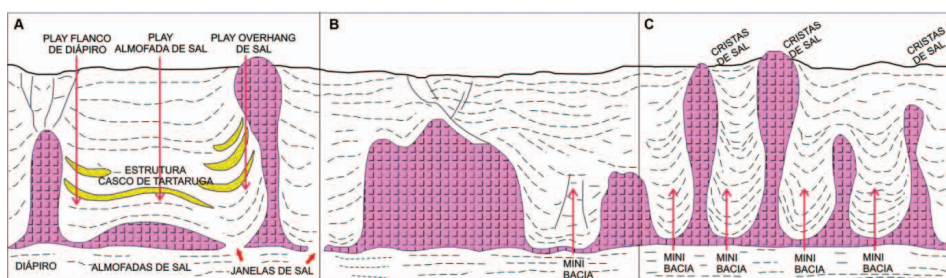


Figura 4 - Modelo de formação de mini-bacias associado à deformação dos corpos de sal. a) MB desenvolvidas entre almofadas e diápiros de sal; b) MB formadas entre uma muralha e um domo de sal; c) MB desenvolvidas entre diápiros de sal (adaptado de Zalán, 2001).

Folhelhos negros (*black shales*) depositados sob as condições anóxicas do OAE-2 no Atlântico Sul, foram bem amostrados em perfurações realizadas pelo *Deep*

Sea Drilling Project (DSDP) ao longo da costa oeste africana, sobretudo na porção *offshore* da Bacia de Angola (Schlanger & Jenkys 1976). Nesta bacia, amostras de

folhelhos negros correspondentes aos intervalos Albiano e Cenomaniano-Turoniano, tendem a apresentar teores de carbono orgânico total (TOC) elevados (10.6% a 19.8%) (Forster et al., 2008) e constituídos por MO marinha autóctone (tipo II), porém com contribuição de MO continental (tipo III) (Dean et al., 1984a e 1984b; Brassell, 1984; Forster et al., 2008). O programa de exploração oceânica DSDP também empreendeu perfurações em águas profundas no Platô de São Paulo (Site 356) (Fig. 1), onde foram encontradas fácies típicas do OAE-2. Nestas regiões distais do Platô de São Paulo, os depósitos do Cenomaniano-Turoniano recuperados representam camadas de folhelhos pretos alternados com argilitos verdes, semelhante às fácies encontradas em outros locais amostrados na margem oeste africana. Estes folhelhos pretos são constituídos por MO marinha (tipo II), cujo conteúdo orgânico alcança valores superiores a 15% (Herbin et al., 1987). Os depósitos do intervalo Cenomaniano-Turoniano encontrados em poços proximais na Bacia de Santos contém trechos ricos em matéria orgânica associados a eventos anóxicos e superfícies de máxima inundação. Nas regiões mais distais da bacia esse intervalo torna-se mais enriquecido em matéria orgânica, culminando na seção condensada amostrada pelo furo do DSDP (Fig. 1). Neste local uma seção condensada de 11m abrange depósitos do Cenomaniano ao Coniaciano (Trindade *et al.*, 1997).

Além dos paleobaixos terem servido como depocentros para o acúmulo de depósitos do intervalo anóxico do Cenomaniano-Turoniano, outro fator importante pode ser destacado: os depocentros de sal também serviram como locais de focalização de sistemas turbidíticos arenosos, de forma análoga ao que ocorreu na Bacia de Campos, onde a região das MB é considerada uma fronteira exploratória, sobretudo, pelo potencial em reservatórios

turbidíticos do Neo-Cretáceo (Rangel & Martins, 1998).

Assim, conforme descrito acima, os paleodepocentros existentes sobre a camada de sal da Bacia de Santos reúnem elementos de um possível sistema petrolífero ativo: locais onde houve o acúmulo de espesso pacote de depósitos a partir do Albiano; existência de rochas com características de geradora, e depósitos com características de rochas reservatório.

O presente trabalho procurou investigar o potencial exploratório das MB através da análise sísmoestratigráfica de seus arcabouços. Foram realizados o estudo das sismoseqüências que preenchem as MB (Albiano ao Meso-Eoceno), do arranjo geométrico das MB, o estudo das melhores condições de soterramento do intervalo gerador, e a identificação da associação dos elementos do sistema petrolífero e dos processos de traçamento para a identificação de possíveis prospectos de plays exploratórios (Januário, 2010; Januário et al., 2009, 2010).

MATERIAIS E MÉTODOS

O presente estudo foi realizado com base na investigação sísmoestratigráfica de 10 linhas sísmicas 2D de caráter regional, sendo seis linhas *dip* e quatro linhas *strike* (Fig. 1). Além das seções sísmicas foram utilizados os dados de alguns poços (perfis compostos e geofísicos, dados geoquímicos e bioestratigráficos) para a amarração da interpretação dos dados sísmicos e para a observação de características das seqüências de interesse (Januário, 2010; Januário et al., 2009, 2010). Os dados foram cedidos pela Agência Nacional do Petróleo Gás Natural e Biocombustíveis (ANP).

A interpretação sísmo-estratigráfica foi empregada na análise de intervalos sísmicos alvos, constituídos por um conjunto de refletores geneticamente relacionados a

partir da identificação de discordâncias e com base nos padrões de terminação dos refletores. A definição do posicionamento cronoestratigráfico dos refletores foi realizada com base em dados de poços, em especial no perfil do poço 1 SPS-0032A (Fig. 1), e no resultado de outros mapeamentos sismoestratigráficos já realizados na bacia (Pereira et al, 1986; Pereira, 1990; Mohriak, 2003; Mohriak, 2004; Caldas, 2007; Assine *et al.*, 2008; Mohriak & Szatmari, 2008). Assim, foram mapeados

os horizontes sísmicos correspondentes ao topo e base da camada dos evaporitos (Aptiano), ao topo do Albiano, topo do Turoniano (possível intervalo gerador) e ao topo do Meso-Eoceno (Figs. 2 e 5).

Posteriormente, através da análise do padrão de fácies sísmica e do arranjo estrutural e estratigráfico das unidades que preenchem as MB (Albiano ao Meso-Eoceno) foram definidas possíveis fácies de rocha-reservatórios e os possíveis arranjos de trapas.

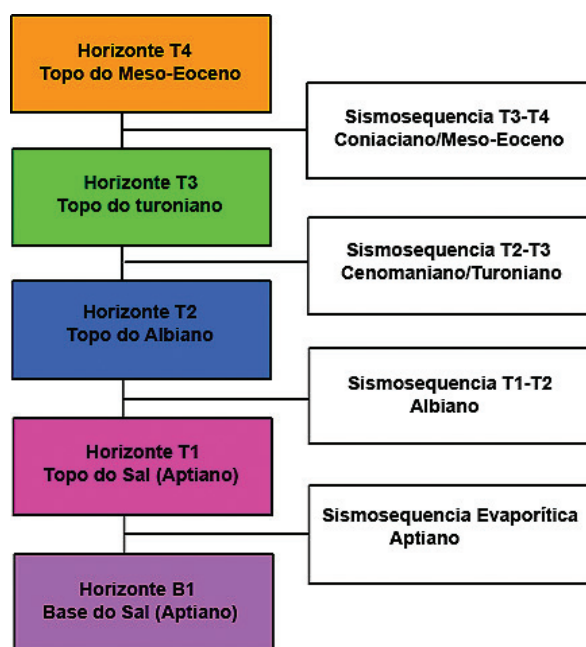


Figura 5 – Esquema dos horizontes sísmicos mapeados, e das sismosequencias analisadas neste estudo para a investigação das MB.

INTERPRETAÇÃO SISMOESTRATIGRÁFICA

Sismosequencias investigadas

Conforme o subsídio teórico citado acima os seguintes horizontes-guia foram definidos, para as sismosequencias investigadas neste estudo:

Horizonte B1 – Base do Sal – caracterizado por um refletor negativo (pico preto), com alta refletividade, identificado em todas as linhas mapeadas (Figs 6, 7 e 8). Porém, abaixo de espessos corpos de sal ocorre a dispersão e atenuação do sinal sísmico, resultando na perda de resolução do refletor. Este mesmo refletor, que representa a base dos evaporitos, materializa

uma notável discordância erosiva, gerada no Eo-Aptiano devido a um soerguimento regional que precedeu à subsidência termal da Bacia de Santos (Gamboa *et al.*, 2008).

Horizonte T1 – Topo do Sal - É representado por um pico preto com refletividade variável (baixa ou alta), que ocorre de forma contínua em todas as linhas mapeadas (Figs. 6, 7 e 8). Em algumas linhas sua identificação também é prejudicada, devido à absorção e dispersão do sinal sísmico. O refletor que marca topo do sal (T1) delimita o topo da sequência evaporítica, cuja base é marcada pelo refletor B1. Os evaporitos da Formação Ariri do Grupo Guaratiba foram depositados durante a fase pós rifte no Neo-Aptiano, correspondente ao Andar Neo-Alagoas (Pereira e Feijó, 1994; Dias, 2005; Moreira *et al.*, 2007).

As geometrias externas observadas na sequência evaporítica, incluem almofadas, domos e diápiros de sal (Figs. 6, 7 e 8). A sequência salífera, em alguns locais, também é formada por uma espessa camada basal maciça, capeada por uma sucessão de evaporitos estratificados e ondulados (Fig. 7). A sequência evaporítica Aptiana apresenta ao longo de sua extensão sísmo-fácies caótica a localmente transparente (free) (Figs. 6, 7 e 8). As reflexões caóticas e transparentes foram observadas nos diápiros e almofadas e também nas camadas maciças de sal, na base da sismosequência (Fig. 7). Presume-se que estes padrões de fácies sísmica correspondem aos corpos de sal enriquecidos em halita, que segundo Gamboa *et al.* (2008) tendem a sofrer deformação plástica durante a movimentação do sal, fato que pode causar a obliteração de sua estratificação cíclica original, possivelmente, resultando na geração de sísmo-fácies caótica ou transparente. Acima desta camada ocorre uma camada de evaporitos estratificados, apresentando altos contrastes de impedância acústica,

com refletores contínuos e configuração paralela (Fig. 7). Este pacote, provavelmente, representa os depósitos de evaporitos ricos em anidrita e/ou sais complexos, os quais tiveram sua estratificação cíclica original preservada durante a mobilização (Gamboa *et al.*, 2008), resultando, possivelmente, nas estratificações paralelas e onduladas.

Durante o deslocamento da camada evaporítica ocorreram sucessivos processos de inflação e deflação plástica, resultando em feições positivas e negativas na camada salífera original. As feições positivas correspondem aos domos, diápiros e muralhas de sal. Enquanto que as feições negativas são representadas pelas MB, circundadas pelos grandes domos e diápiros. A modelagem da superfície derivada do horizonte referente ao topo da camada de sal permitiu distinguir as feições profundas, que caracterizam as MB, geradas sobre a camada de sal (Fig. 9 e 11). No contorno da superfície do sal é possível observar a feição denominada de *Albian Gap*, que representa uma feição criada por tectônica distensiva e pela progradação de cunhas siliciclásticas que acabaram por deslocar a camada de sal para a região mais distal da bacia (Figs. 9 e 10 e 11). Este movimento acabou por romper e deslocar a camada de depósitos albianos, *rafting* da seção albiana, criando um *gap* lateral de mais de 25km (Assine *et al.*, 2008).

Foram identificadas 4 regiões (1, 2, 3 e 4 nas Figs. 9 e 10), que demarcam os domínios extensional e compressional associados a fisiografia da bacia e a movimentação da camada de sal, do talude para a região distal. O Domínio extensional compreende as seguintes áreas: 1 - engloba a região proximal e parte da plataforma continental da Bacia de Santos (entre as cotas batimétricas de 50 a 200m), onde o topo do sal encontra-se elevado, mas a camada é bastante delgada devido à evasão da massa salina para a região inferior do

talude; 2 – abrange a porção inferior do talude (entre as cotas de 200 e 1000m), onde o topo da camada de sal se eleva porque ali se formaram diápiros que alcançam até 3s de espessura; 3 – onde o contorno estrutural do sal torna-se bastante profundo (~5s TWT), e onde a camada de evaporitos apresenta espessura muito reduzida ou até mesmo ausente. A área 3 corresponde à região do *Albian Gap*, onde a seção albiânica está ausente, e onde a sucessão aptiânica assume as menores espessuras ou pode estar localmente ausente (Mohriak et al., 1995; Szatmari et al. 1996; Assine et al., 2008) (Figs. 9 e 10 e 11). O domínio compressional é representado pela área 4, entre as cotas batimétricas de 1500 a >2000m, onde as massas de sal sofreram intenso processo de inflação e deflação durante o seu deslocamento em direção a região de águas mais profundas. Nesta região a tectônica de sal gerou enorme quantidade de diápiros e muralhas de sal, intercalados por depocentros isolados, onde se desenvolveram as MB. Na área 4 o topo da camada de sal atinge profundidades expressivas (4,3 a 5,3s TWT), a os corpos de sal alcançam espessuras que variam de 1,2 a 3,5s (Figs. 9 e 10 e 11).

Horizonte T2 – Topo do Albiano - Na região distal da Bacia de Santos, e dentro das MB, o topo do Albiano é representado por um refletor positivo (pico preto) com amplitude média a baixa (Figs. 6, 7 e 8 e 12). A sismosequência equivalente ao Albiano, posicionada imediatamente acima da camada evaporítica, está compreendida entre os horizontes T1 e T2 (Figs. 2 e 5). Esta sismosequência apresenta configuração interna plano-paralela e geometria interna tabular. A deformação associada à tectônica do sal resultou na formação de dobras de pequena amplitude e ondulações (Figs. 6, 7 e 8 e 12). Os depósitos desta, ou atribuídos a esta, sismosequência (Caldas,

2007) são associados à Formação Guarujá (Pereira & Feijó, 1994). Esta unidade estratigráfica é caracterizada por margas e calcilitos que gradam ou interdigitam-se com folhelhos escuros nas regiões de águas profundas (Moreira et al., 2007). A capacidade de deformação das rochas sobrepostas ao sal está relacionada com seu comportamento reológico. Rochas carbonáticas tendem a apresentar diferentes comportamentos reológicos frente à deformação (Mohriak & Szatmari, 2008). De acordo com estes autores, dolomitos, por exemplo, são rochas sedimentares carbonáticas, que tendem a sofrer fratura em resposta a esforços. Em algumas situações formam-se uma série de redes de fraturas que podem vir a constituir-se em reservatórios de hidrocarbonetos. Enquanto que calcários finos, como calcilitos, tendem a se deformar mais comumente na forma de dobras. Já rochas como folhelhos, que apresentam plasticidade, tendem a fluir, sem apresentar fraturas ou falhas. Com base nesses pressupostos, é possível inferir que as deformações observadas na sismosequência albiânica (T1-T2), refletem o comportamento reológico das diferentes litologias que a compõem. É possível que dentro de MB onde esta sismosequência apresenta dobras ou suaves ondulações, sem que se observe fraturamento ou falhas, as litologias sejam representadas por calcilitos, margas e/ou folhelhos (Figs. 6, 7 e 8 e 12).

Horizonte T3 – Topo do Turoniano – Caracteriza-se por um refletor positivo (pico preto) com amplitude variável (Figs. 6, 7 e 8 e 12). Os depósitos que compõem a sismosequência do Cenomaniano-Turoniano, entre os horizontes T2-T3, corresponderiam a sucessões de folhelhos marinhos enriquecidos em matéria orgânica (Caldas, 2007). O intervalo Cenomaniano-Turoniano na Bacia de Santos foi depositado em

ambiente batial superior, sob condições de bacia profunda. Este intervalo apresenta registros episódicos de anoxia devido à relação com o evento anóxico (EAO-2) que afetou o Atlântico neste tempo (Viviers, 1986; Arai, 1987, 1988; Pereira & Feijó, 1994; Trindade *et al.*, 1997; Moreira *et al.*, 2007). A investigação realizada mostrou que esta sismosequência quando observada dentro de MB extensas apresenta sismo-fácies semitransparente, com padrão de refletores relativamente paralelos, contínuos e com baixa refletividade (Figs. 6, 7 e 8 e 12). Nestas MB a deformação causada pela tectônica salífera resultou na formação de ondulações e pequenas dobras (6, 7 e 8). Em MB relativamente estreitas esta sismosequência assume um formato em “V” (Fig. 6a) ou em “foice” (Fig. 12), devido à própria configuração da MB.

Horizonte T4 – Topo do Meso-Eoceno – foi caracterizado nas seções por um refletor negativo (pico branco) relativamente contínuo e que apresenta geralmente forte

amplitude. Ao longo do horizonte é possível observar a presença de calhas erosivas e truncamento angular formado entre a superfície do refletor e os estratos sotopostos (Figs. 6, 7, 8 e 12). Estas feições permitem associar este horizonte a um evento erosivo regional (Fig. 2). Os depósitos sedimentares contidos nesta sismosequência, entre o topo do Turoniano e o topo do Meso-Eoceno (T3-T4), representam a sucessão temporal que preencheu as MB (Figs. 5, 6, 7, 8 e 12). Os depósitos compreendidos entre o Horizonte T4 e o fundo do mar (Meso-Eoceno ao Recente) foram responsáveis pelo assoreamento final das MB. O perfil do poço 1 SPS-0032A (ver localização na Fig. 1), que atravessou o preenchimento de uma MB na região distal da bacia, revelou que a sismosequência T3-T4 (Coniaciano-Meso-Eoceno) é composta predominantemente por folhelhos e siltitos com poucas intercalações de arenitos (Januário, 2010). Estas litologias representam a Formação Itajaí-Açu (Neo-Cretáceo) e Marambaia (Paleógeno-Neógeno) (Fig. 2).

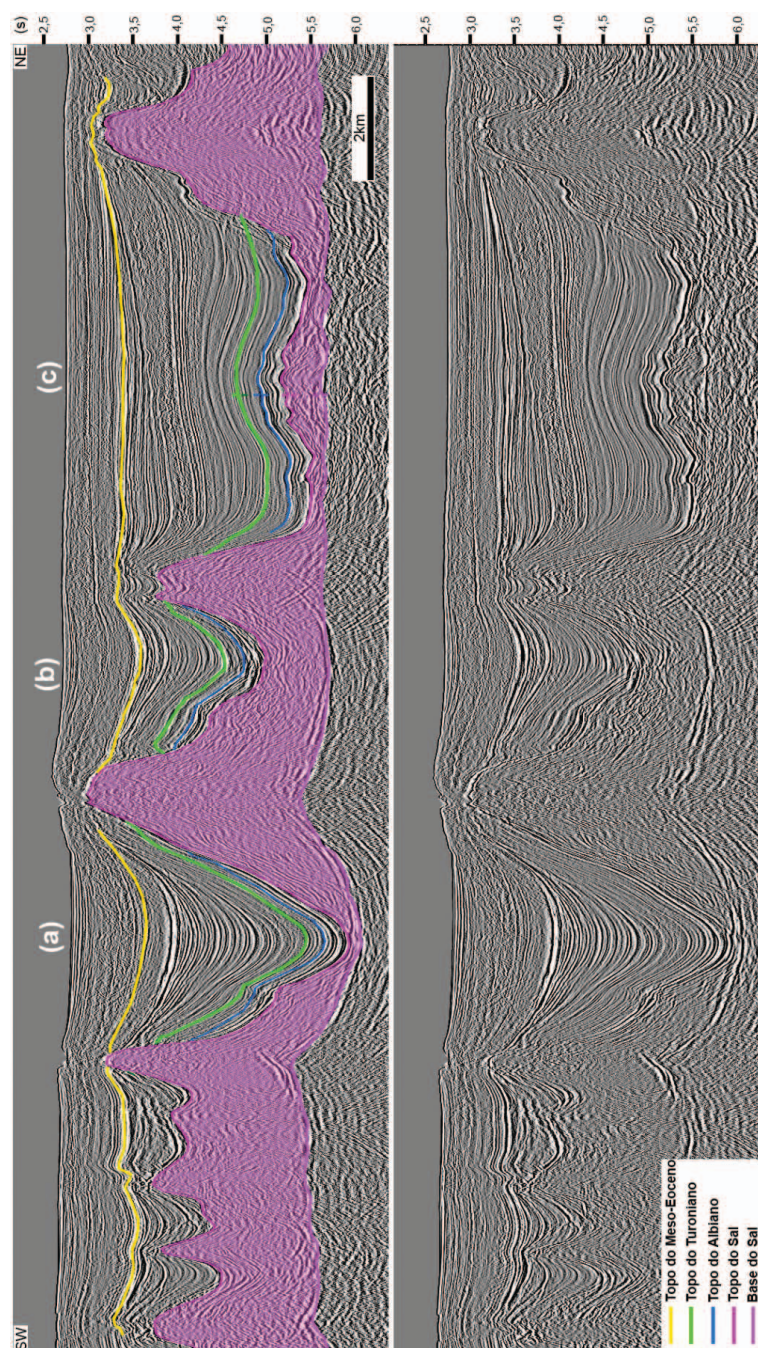


Figura 6 - Trecho da seção sísmica 0222-0134 (seção 3 na Fig. 1), que corta algumas MB desenvolvidas entre diápiros de sal. Os horizontes utilizados na investigação das MB estão assinalados. A configuração das mini-bacias pode ser classificada como: (a) MB estreita e profunda, sobre substrato salino muito reduzido, ou, por vezes ausente; (b) MB rasa; (c) MB extensa e profunda sobre delgado substrato salino (profundidade em segundos TWT).

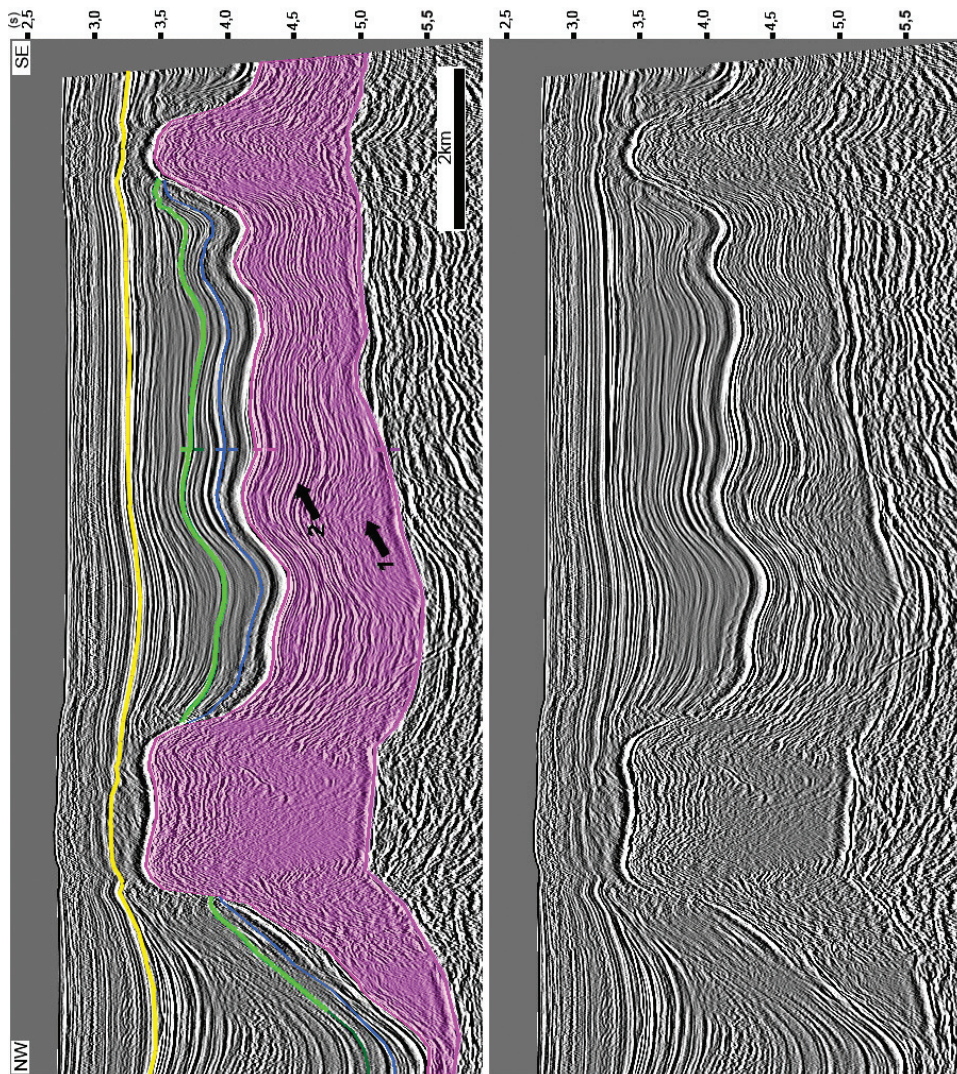


Figura 7 - Trecho da seção sísmica 0248-0020 (seção 10 na Fig. 1). Exemplo de MB rasa e extensa desenvolvida sobre uma muralha de sal que formou o substrato da MB. As setas 1 e 2 marcam os intervalos compostos por camadas de sal maciço e de sal estratificado, respectivamente, que compõem a sucessão evaporítica neste trecho da bacia (profundidade em segundos TWT).

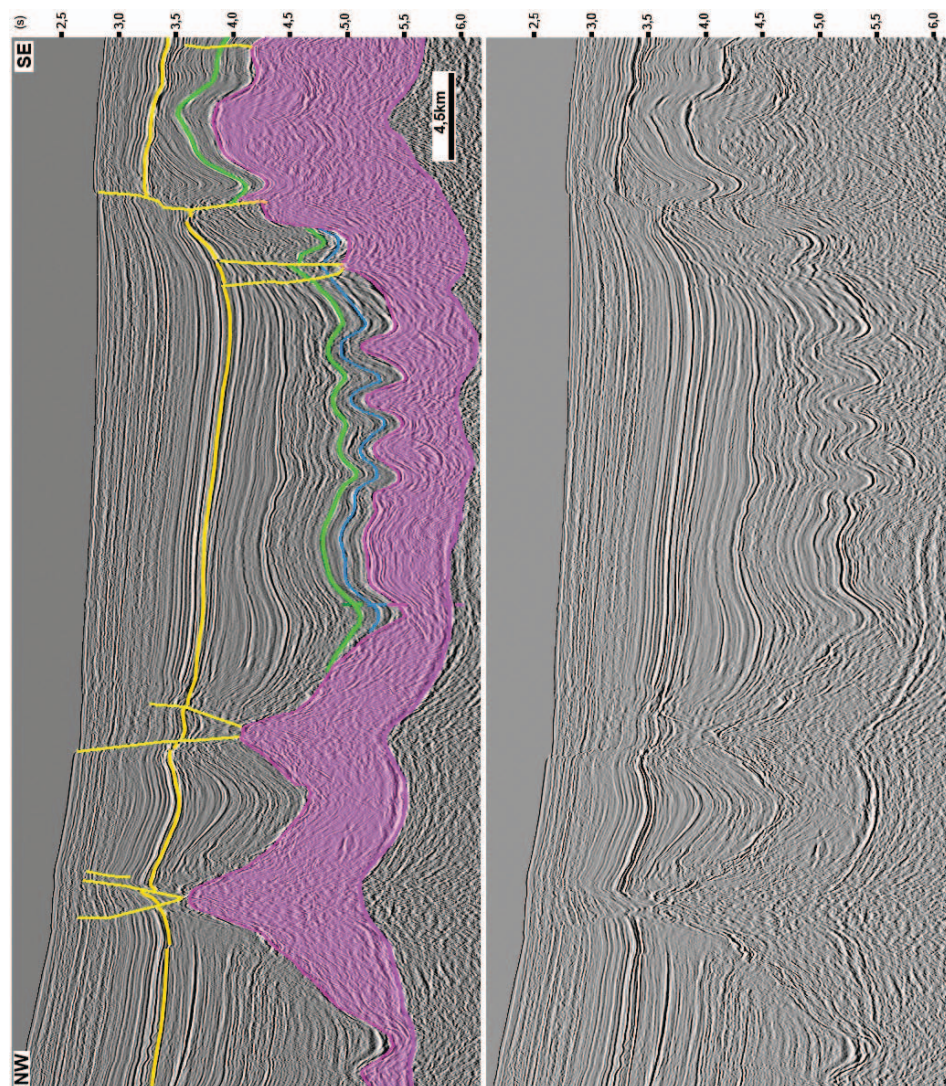


Figura 8 - Trecho da seção sísmica 0222-0034 (seção 9 na Fig. 1). Exemplo de MB medianamente profunda e extensa. Os intervalos do Albiano e Turoniano, logo acima da camada de sal, apresentam-se dobrados em resposta ao processo de halocinese. O truncamento erosivo marcado pelo topo do Meso-Eoceno está marcadamente visível no lado direito superior da figura (profundidade em segundos TWT).

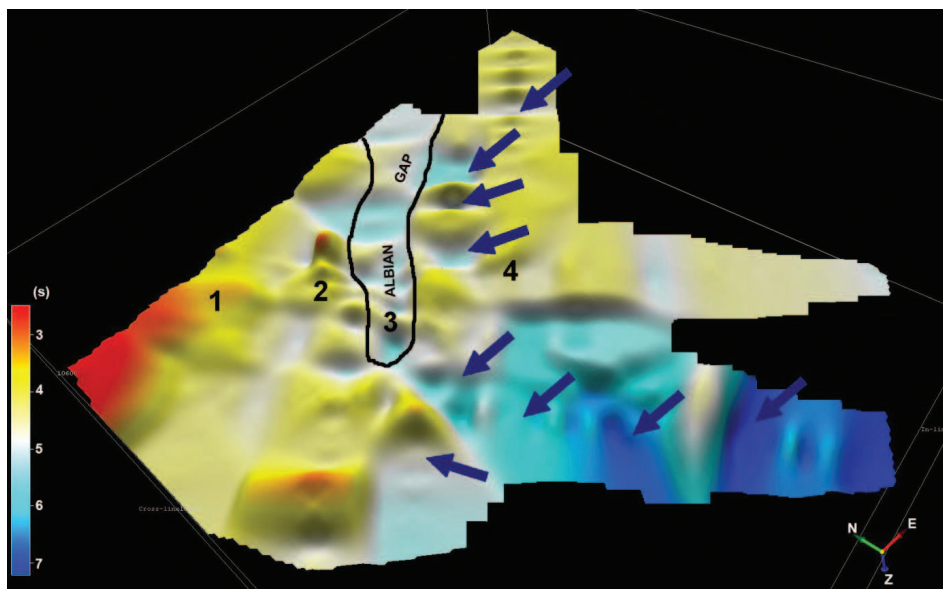
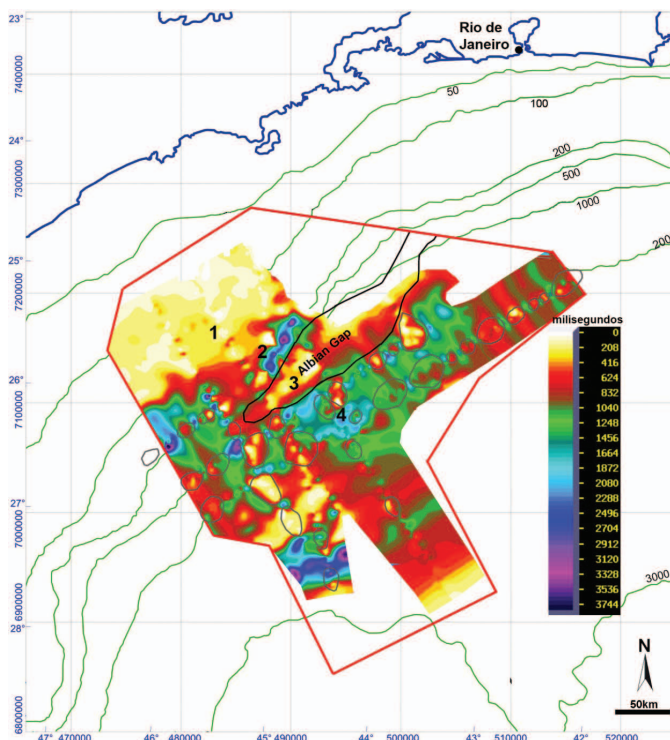


Figura 9 – Mapa de contorno do topo da camada de sal. Apesar da distância entre as seções sísmicas interpretadas, que não permite a obtenção de um mapa de alto detalhe, é possível observar as depressões criadas sobre a camada de sal que abrigam espessos pacotes de rochas em seu interior (profundidade em segundos TWT). A situação da camada nas zonas 1, 2, 3, e 4 é descrita no texto.

Figura 10 - Mapa do contorno estrutural do topo da camada de sal, horizonte B1. Observar o posicionamento das áreas descritas no texto acima, e da posição do *Albian Gap*, que representa um adelgaçamento da camada de evaporitos e a ausência da sucessão albiana (profundidade em tempo TWT) (linhas verdes = cotas batimétricas) (os círculos cinza representam locais onde se desenvolve ram MB).



Caracterização Geométrica das Mini-Bacias (MB)

O processo de formação das Mini-Bacias pode ser descrito da seguinte forma: a variação da espessura ou densidade (quando há mais de uma litologia) dos sedimentos gera uma distribuição diferencial da sobrecarga sedimentar durante a progradação da cunha clástica sobre a camada evaporítica (Ge *et al.*, 1997). Assim, o sal tende a fluir em direção às regiões de águas profundas da bacia (Mohriak & Szatmari, 2008), onde o acúmulo sedimentar geralmente é menor (Fig. 3). A partir deste processo, ocorreu a movimentação da camada evaporítica, a qual sofreu sucessivas deformações com concomitante deformação dos estratos sedimentares sobrepostos (Mohriak & Szatmari, 2008). Esta deformação culminou com a formação de diápiros e/ou muralhas de sal na região de águas profunda e ultra-profundas (Figs. 6 a 12). As estruturas diapíricas correspondem às áreas com maior inflação de sal, e nos flancos destas estruturas, onde se verifica a maior deflação de sal, formam-se baixos deposicionais, que representam as Mini-Bacias (MB) (Fig. 4).

De modo geral, a Bacia de Santos recebeu um grande acúmulo de sedimentos erodidos das Serras do Mar e da Mantiqueira no final do Neo-Cretáceo e ao longo do Paleógeno. Esta cunha sedimentar avançou em direção à bacia profunda entre o Campaniano e o Maastrichtiano, excedendo o espaço de acomodação criado pela elevação do nível do mar (Fig. 3). À medida que as sequências do Santoniano ao Neo-Maastrichtiano eram depositadas, ocorria à inflação e deflação do substrato salino, em resposta a sobrecarga das camadas sobrejacentes. O contínuo processo de inflação e deflação do sal resultou na concentração de eixos de crescimento na camada salina, que se individualizaram em

mini-bacias (MB) entre os domos/diápiros e muralhas de sal (Figs. 3 e 4). As MB representam uma feição negativa e não erosiva na camada salina, portanto, apresentam uma geometria de preenchimento (*fill types*) (Mitchum Jr. *et al.*, 1977) peculiar, podendo ser chamada de geometria de preenchimento de MB (*fill types of mini basins*) (Fig. 4).

O aumento do fluxo sedimentar no Neo-Paleoceno acarretou novamente em movimentação horizontal do sal, causando o soerguimento das sequências anteriores. As sequências do Meso-Eoceno ao Recente apresentam eixos de crescimento pouco evidentes ou tabulares, evidenciando o arrefecimento da halocinese e o assoreamento das MB (Caldas, 2007) (Figs. 6, 7, 8 e 12). Os depósitos de idade Neo-Albiana/Turoniana retirados de seus sítios deposicionais originais, continuaram o seu deslocamento sobre o substrato salino plástico por dezenas de quilômetros bacia adentro, gerando omissões estratigráficas da seção Albiana (Figs. 3, 9, 10 e 11) (Mohriak *et al.*, 1995; Mohriak, 2003). Assine *et al.* (2008), afirmaram que a movimentação do sal deslocou segmentos da plataforma carbonática Albiana, com seções marinhas Neo-Albianas/Turonianas sobrepostas, para as regiões mais distais da Bacia de Santos. Estes últimos autores afirmaram que a compreensão promovida pela tectônica salina provocou o subsequente movimento das camadas de sal, que transportou seções marinhas Neo-Albianas/Turonianas, através do processo denominado de *rafting*, em direção às partes mais profundas da bacia. Este aspecto constitui atualmente um dos temas mais importantes na caracterização de *plays* exploratórios na área.

O desenvolvimento da presente pesquisa permitiu observar que existe uma relação entre a profundidade da MB e a espessura da camada de sal que forma seu

substrato. A Figura 11 mostra um mapa de isócronas (espessura em tempo) da camada de sal, a partir do qual é possível observar

a relação entre as MB e a espessura da camada de sal que forma seu assoalho e envoltório.

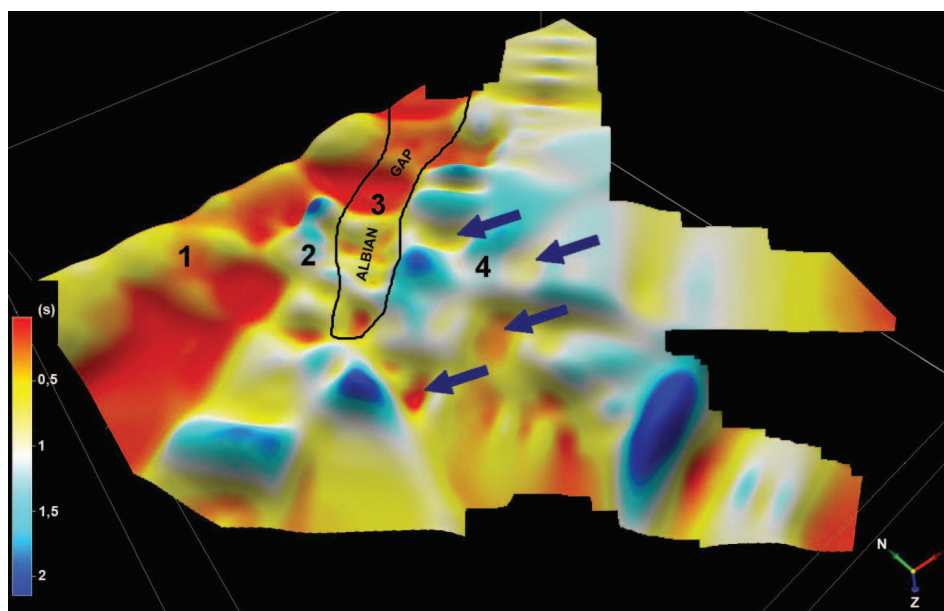


Figura 11 – Mapa de isócronas (espessura em tempo) da camada de sal na área estudada, que varia consideravelmente de espessura da região proximal para a região distal da bacia, de NW-SE. Observam-se depressões que representam MB: rasas e profundas, estreitas e extensas, sobre o substrato salino (setas).

Assim, verificou-se que as MB que se desenvolveram sobre um espesso pacote de sal estratificado, apresentam-se mais rasas (Fig. 7). Ao passo que as MB desenvolvidas sobre um fino substrato salino, tendem a ser mais profundas (Figs. 6, 8 e 12). Baseando-se nas diferentes relações entre as dimensões apresentadas pelas MB, e as geometrias de preenchimento, o presente trabalho propõe a seguinte classificação das mesmas:

a) MB extensas profundas e rasas

Mb que apresentam o preenchimento ondulado “com feições dominantes de *“uplap”*”: As camadas acomodadas dentro das MB sofreram deformações sin e

pós-halocinese, fato que resultou em um formato ondulado. Devido a maior extensão da MB, não se verifica o espessamento das camadas na direção do fundo da mesma; os refletores apresentam alta continuidade e terminam em *uplap* na direção dos flancos dos diápiros (Fig. 6, 7 e 8).

b) MB profundas e estreitas

Compreendem MB que apresentam geometria em “V”. Os refletores apresentam espessamento na direção do depocentro da MB e adelgaçamentos na direção dos flancos dos diápiros de sal, que formam as paredes da estrutura, fazendo o preenchimento assumir um formato em “V” (Figs. 6A e 12).

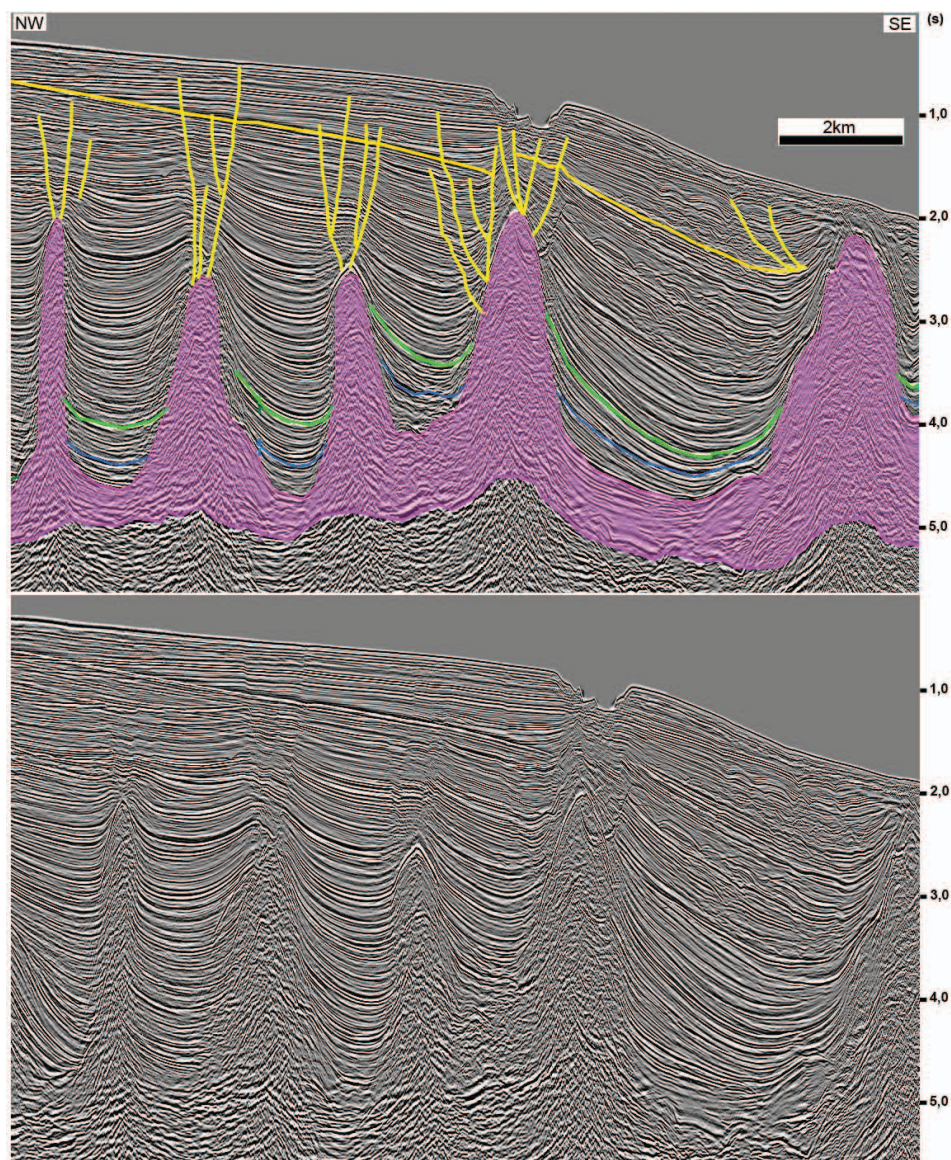


Figura 12 – Trecho da seção sísmica 0248-0054 (seção 7 na Fig. 1), mostrando MB profundas e estreitas limitadas por diápiros de sal. Os depósitos que preenchem o arcabouço das MB apresentam-se arqueados, ou, em formato de foice (falciforme).

PROFUNDIDADE DAS MB X POTENCIAL DE GERAÇÃO

Estudos realizados recentemente, sobre o potencial gerador do intervalo Cenomaniano-Turoniano presente dentro das

MB, com a realização de simulações 1D do processo de maturação, sugerem que existe a possibilidade de geração de hidrocarbonetos no sistema petrolífero contido dentro destas estruturas (Januário, 2010). Os depósitos do Cenomaniano-turoniano,

compostos por folhelhos ricos em matéria orgânica podem ter entrado na janela de geração de óleo a partir do soterramento promovido pelo preenchimento das MB que ocorreu durante o Neo-Cretáceo e Paleógeno (Januário et al., 2009; 2010). Os autores sugeriram que na região de águas profundas, 1500 a 2000m de lâmina d'água, ocorrem MB profundas, contendo entre 4500 e 5000m de coluna sedimentar sobre o topo da camada de sal. Esta profundidade corresponderia a MB com profundidades em torno de 4,5 a 5,5 segundos (TWT), incluindo a lâmina d'água e a coluna de sedimentos (Januário, 2010) (Figs. 6, 8 e 12). De acordo com as simulações realizadas, apenas as ocorrências mais profundas dos folhelhos marinhos do Cenomaniano-Turoaniano (intervalo T2-T3 – Fig. 5), no interior das MB atingiram a janela principal de geração de óleo no Eoceno/Oligoceno, quando alcançaram profundidades entre 4000m e 4500m. Já os estratos Albianos, também possíveis geradores, (intervalo T1-T2 - Fig. 5), atingiram a fase de maturação e geração de óleo entre o Eoceno/Mioceno, quando alcançaram a profundidade entre 4000m e 5500m dentro das MB (Januário, 2010). As MB que apresentariam as

melhores condições de maturação da rocha geradora, de acordo com os resultados sugeridos por simulações 1D do potencial de geração (Januário et al., 2009; Januário, 2010), seriam aquelas cujos depocentros se encontram a profundidades da ordem de 4,5s a 5,5s (Figs. 6, 8 e 12).

Através da análise das seções sísmicas utilizadas na pesquisa, foram mapeadas todas as MB presentes e foram identificadas a espessura aproximada da coluna sedimentar que as preenche, e a profundidade total das mesmas, incluindo a espessura da lâmina d'água (Fig. 13A). Foram identificadas 16 MB, com profundidade de soterramento igual ou superior a 4,5 segundos (entre 4,5 e 5,5 segundos TWT) (Fig. 13B). Este tipo de MB representaria o melhor prospecto para o potencial de geração do sistema petrolífero das MB (Januário, 2010). A partir do mapa de isócronas gerado entre os horizontes do topo do sal e do topo do Meso-Eoceno (horizontes T1 e T4 – Fig. 5) é possível observar o importante volume de rochas foi depositado nos depocentros formado pelas MB, e como esse volume varia de acordo com a espessura da camada de sal e, conseqüentemente, com as diferentes profundidades e tamanhos das MB (Fig. 14).

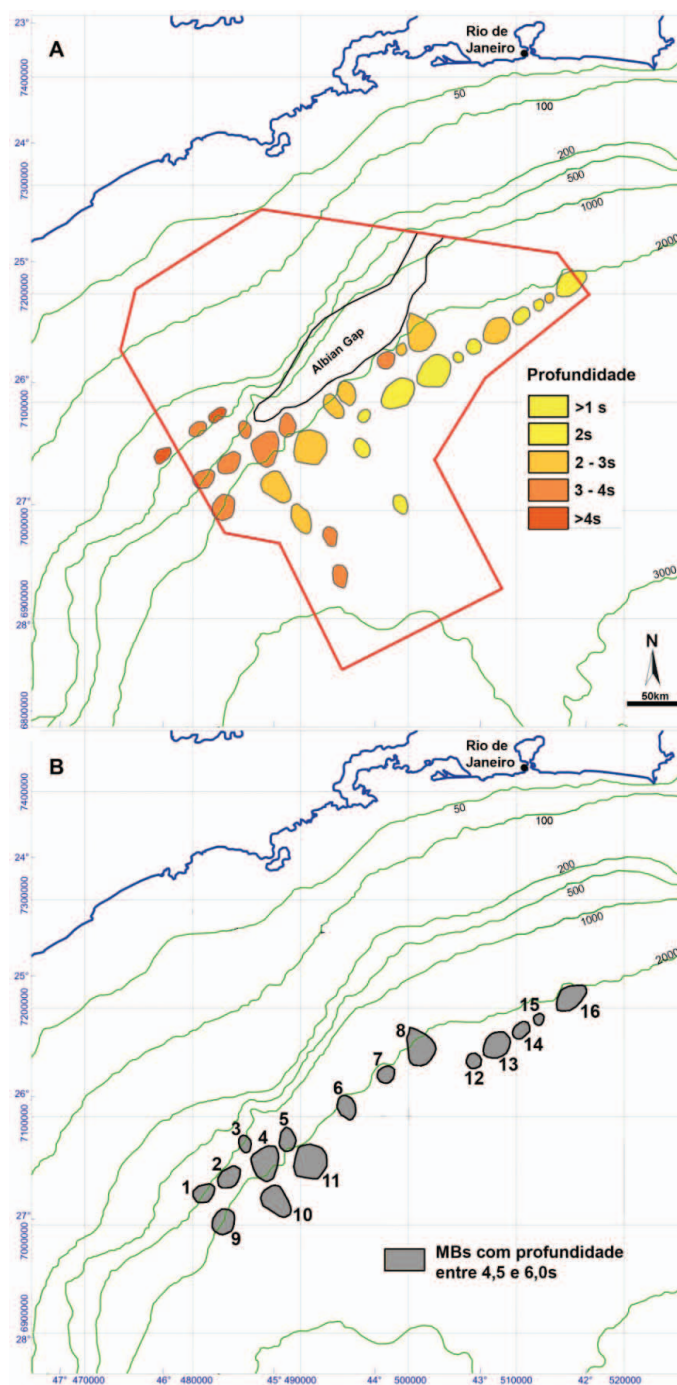


Figura 13 – Mapa com a localização das MB identificadas e suas profundidades estimadas. A) Espessura em tempo da coluna sedimentar dentro das MB, desde o fundo do Mar até o fundo (base) da MB (o polígono vermelho demarca a área de estudo – Fig. 1); B) MB com profundidade acima de 4,5 segundos, incluindo a espessura da coluna sedimentar e da lâmina d’água, representando os depocentros mais expressivos.

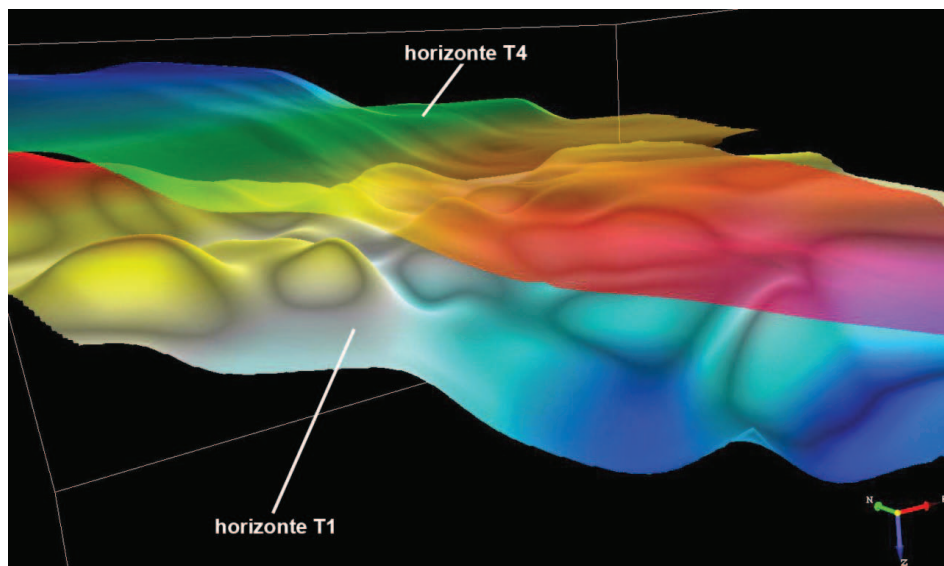


Figura 14 – Superfícies de contorno dos horizontes T1 (base do sal - Aptiano) e T4 (Topo do Meso-Eoceno), mostrando as depressões sobre a superfície da camada de sal e o intervalo entre esta e o topo do Meso-Eoceno. Observa-se que em alguns locais se desenvolveram os depocentros que foram preenchidos por espessa coluna de sedimentos do Neo-Cretáceo e Paleógeno.

PLAYS EXPLORATÓRIOS

Como discutido anteriormente, as MB apresentam elementos de um sistema petrolífero associados à sucessão pós-rifte (Chang et al., 2008; Januário, 2010).

O grande acúmulo de depósitos sedimentares associado às reativações tectono-magmáticas ocorridas entre o Santoniano e o Campaniano (Mohriak, 2004; Moreira et al., 2007), contribuíram para o colapso gravitacional da plataforma externa e do talude, gerando fluxos de massa, os quais originaram um amplo complexo turbidítico na região distal da bacia (Mohriak, 2004). Estes depósitos constituíram-se nos potenciais reservatórios turbidíticos, portadores de significativas acumulações na bacia (Cainelli & Mohriak, 1998; Mohriak, 2004). O gradiente de inclinação formado em torno das MB favoreceu a captação destes depósitos arenosos. Na

Bacia de Campos, por exemplo, sucessivos sistemas turbidíticos do Neo-Cretáceo e Paleógeno, depositaram-se nas MB, onde se amalgamaram verticalmente e coalesceram lateralmente, formando localmente a inversão de depocentros (Mohriak, 2003). Este mesmo processo transformou a região das MB da Bacia de Campos em uma nova fronteira exploratória, localizada no chamado compartimento distal (Rangel & Martins, 1998). De acordo com (Mohriak, 2008) algumas MB da Bacia do Espírito Santo, vizinha de Santos, podem conter espessos reservatórios siliciclásticos formados em canais ou em leques turbidíticos.

De forma análoga, as MB na Bacia de Santos também constituíram-se em locais preferenciais para a deposição de corpos arenosos especialmente durante o intervalo Paleógeno/Neógeno, como é o caso em algumas bacias da costa oeste africana. Na Bacia de Angola, por exemplo, numerosos

canais turbidíticos com diferentes idades amalgamaram-se dentro das MB formadas em torno dos diápiros de sal (Gee & Gawthorpe, 2006). Segundo estes autores, estas MB na costa oeste africana, também similares àquelas existentes no Golfo do México, foram extremamente eficientes na captação de correntes de turbidez responsáveis pela formação de depósitos com areias de alta qualidade em termos de reservatório.

A sobrecarga das unidades marinhas pós-sal (Turoniano ao Meso-Eoceno), condicionou a movimentação dos domos e diápiros de sal que limitam as MB. Esta movimentação, consequentemente, imprimiu uma estruturação nas unidades sedimentares sobrepostas, com a criação de falhas listricas, de médio e grande porte, o que favoreceu a criação de rotas de migração para os hidrocarbonetos gerados na região profunda das MB (Figs. 8 e 12) (Chang et al., 2008; Januário, 2010). Também, a partir da estruturação gerada pelo diapirismo, variadas possibilidades de trapeamento (estratigráfico e estrutural) foram criadas, envolvendo a arquitetura original da deposição e os espaços de acomodação gerados por este efeito (Mhoriak, 2008).

Com base na discussão sobre o sistema petrolífero associado às MB da Bacia de Santos o presente trabalho selecionou algumas situações observadas nas seções sísmicas estudadas, as quais poderiam se caracterizar como possíveis *plays* exploratórios. Segundo Allen & Allen (2005), o *play* petrolífero seria a percepção ou o modelo de como um reservatório, uma carga de hidrocarbonetos, uma rocha selante e uma armadilha (estratigráfica ou estrutural) podem se combinar para produzir uma acumulação em um nível stratigráfico específico. A identificação do *play*, após a certificação da existência de um sistema petrolífero ativo, conduz a efetiva possibilidade de exploração dos recursos acumulados.

A partir das seções sísmicas disponíveis foram propostos três modelos de *plays* onde o forte controle de diápiros, domos e almofadas de sal, permitiram caracterizar situações favoráveis a acumulação de hidrocarbonetos. Os *plays* descritos foram identificados nas MB de número 3, 6, 13 e 16 (Fig. 13B).

Play Tipo 1 - Associado à discordância erosiva regional do Meso-Eoceno

Na Figura 15 é mostrado um exemplo de uma MB considerada extensa e profunda, com profundidades em torno de ~5s (TWT), incluindo a lâmina d'água e a coluna sedimentar, sobre a camada de sal. Este exemplo foi verificado na MB14 (Fig. 13B) onde a tectônica de sal foi responsável pela formação de um interessante arranjo stratigráfico desenvolvido entre a discordância do Meso-Eoceno e as unidades marinhas do Neo-Cretáceo/Paleógeno. A análise desse arranjo permitiu a identificação de um possível *play*, diretamente relacionado à tectônica do sal. Para esta primeira proposição de *play*, onde estão posicionados os poços 1 e 2 (Fig. 15), é sugerido que a movimentações do domo de sal subjacente tornou os estratos muito inclinados, e estes são seccionados pela discordância erosiva do Meso-Eoceno. O arranjo espacial formado entre estes estratos e a discordância, provavelmente, favorece uma condição para trapeamento stratigráfico e estrutural com notável geometria de fechamento em alto ângulo. Os estratos inclinados, cuja parte superior do acunhamento é atravessada pelos poços 1 e 2, apresentam configuração geral paralela e contraste de amplitude de alta a baixa. Localmente ocorrem reflexões descontínuas e irregulares formando uma configuração caótica, que sugerem a expressão sísmica de corpos arenosos. Estes estratos são capeados por depósitos posicionados acima da discordância, que apresenta alta

continuidade e amplitude, sugerindo litofácies pelíticas (Mitchum Jr. *et al.*, 1977), que serviriam de selo (Fig. 15).

A migração secundária provavelmente ocorreria através dos flancos dos domos de sal, cuja geometria permite que os hidrocarbonetos migrem no sentido vertical e através dos estratos inclinados ao longo dos flancos da MB (Fig. 15 setas azuis). A possível rocha-reservatório siliciclástica, que provavelmente se configura por um padrão de fácies sísmica localmente caótica (conforme discutido acima), estaria associada a leques turbidíticos

depositados nos baixos formados entre os domos de sal ou estruturados junto aos flancos do domo, cujo ápice é seccionado por discordância regional. As idades esperadas para este tipo de reservatório em águas profundas, de acordo com a carta estratigráfica da Bacia de Santos (Pereira & Feijó, 1994 e Moreira *et al.*, 2007), seriam de idade Paleógena/Neógena e Neo-Cretácea. Reservatórios do Paleógeno/Neógeno na Bacia de Santos, alvos de objetivos exploratórios, ocorrem em arenitos turbidíticos da Formação Marambaia (Pereira & Feijó, 1994; Pereira & Macedo, 1990).

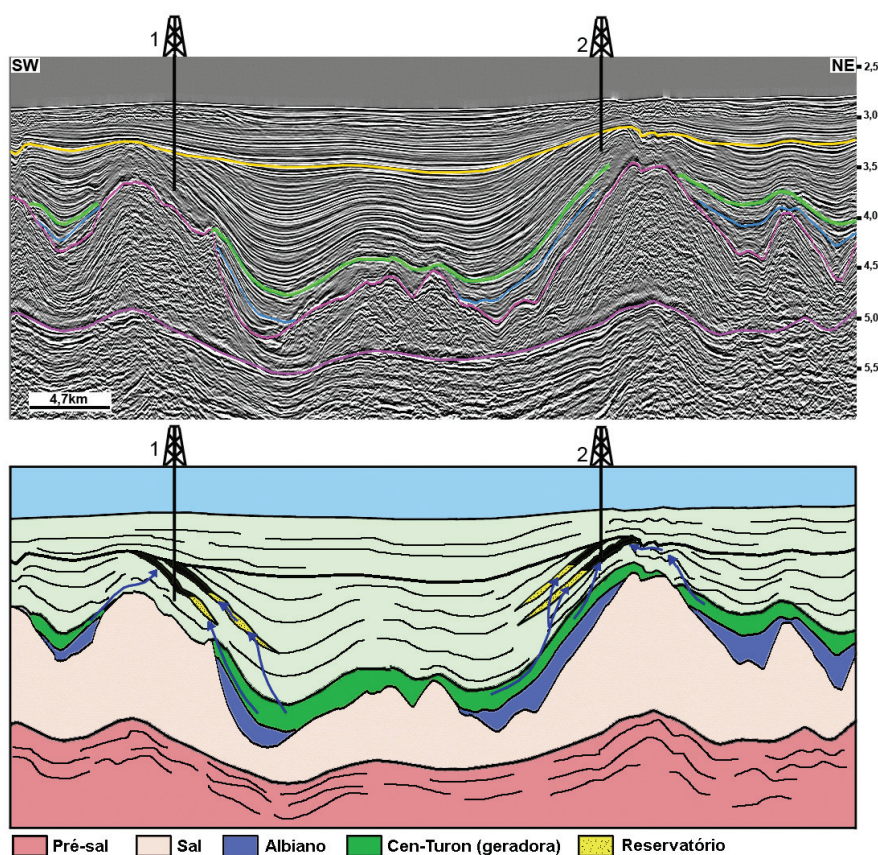


Figura 15 – Diagrama esquemático do Play tipo 1, observado na seção sísmica 0248-0114 (Fig. 1). Este exemplo foi identificado na MB de número 13 (Fig. 13B). Os hidrocarbonetos gerados a partir dos folhelhos turonianos migrariam (setas azuis) através dos flancos dos diápiros, acumulando-se nos reservatórios siliciclásticos estruturados junto aos flancos ou acima dos domos de sal que limitam a MB. O trapeamento, cujo controle principal é estratigráfico, seria promovido pela discordância do Meso-Eoceno, que trunca os reservatórios.

Play Tipo 2 – formados por acunhamento de possíveis reservatórios contra os flancos de diápiros de sal e estruturados por falha normal

O segundo *play* ocorre na MB3 (Fig. 13B), e está associado a uma MB profunda e relativamente estreita (Fig. 16). A assimetria desta MB favoreceu a deposição dos sedimentos nos locais de menor declive, ou seja, em direção ao flanco do diápiro que limita a MB, a SE. Na seção sísmica foram demarcadas, em amarelo, regiões com refletores descontínuos, ora ondulados e segmentados, descontínuos e com baixa refletividade, formando uma configuração de fácies *hummocky* a caótica, sugerindo que estes depósitos coalesceram na região mais rebaixada contra a parede do diápiro (Fig. 16). O arranjo formado pelos corpos com fácies *hummocky* a caótica e o diápiro de sal, sugere a presença de reservatórios siliciclásticos e favorece situações de possíveis trapeamentos estratigráfico e/ou misto. Neste caso, as configurações *hummocky* a caótica podem representar fácies associadas a corpos de rocha-reservatório (Neo-Cretáceo/Paleógeno) (Fig. 16). Neste contexto, reservatórios encontrados na

região de águas profundas do Paleógeno/Neógeno correspondem a arenitos de sistemas turbidíticos do Membro Maresias (Moreira *et al.*, 2007) da Formação Marambaia (Pereira & Feijó, 1994).

É importante enfatizar que, de forma análoga, reservatórios siliciclásticos do Neo-Cretáceo/Paleógeno estruturados nos flancos de diápiros ou muralhas de sal constituem *plays* exploratórios em outras bacias da margem sudeste brasileira, particularmente nas bacias de Campos e Espírito Santo. Prospectos exploratórios, responsáveis por importantes descobertas na Bacia de Campos ocorrem em reservatórios carbonáticos (Campo de Catuá) e siliciclásticos Neo-Cretáceos, estruturados em flancos de diápiros de sal. Na Bacia de Campos, depositaram-se complexos de canais amalgamados que formaram importantes reservatórios do Neo-Cretáceo e Terciário em MB's (Moraes *et al.*, 2006). A migração de hidrocarbonetos dentro da MB3 (Fig. 16), provavelmente, ocorreria através de falhas normais e também através do flanco do diápiro que limita a MB3, a SE. Os prováveis trapeamentos envolveriam controle estratigráfico e estrutural.

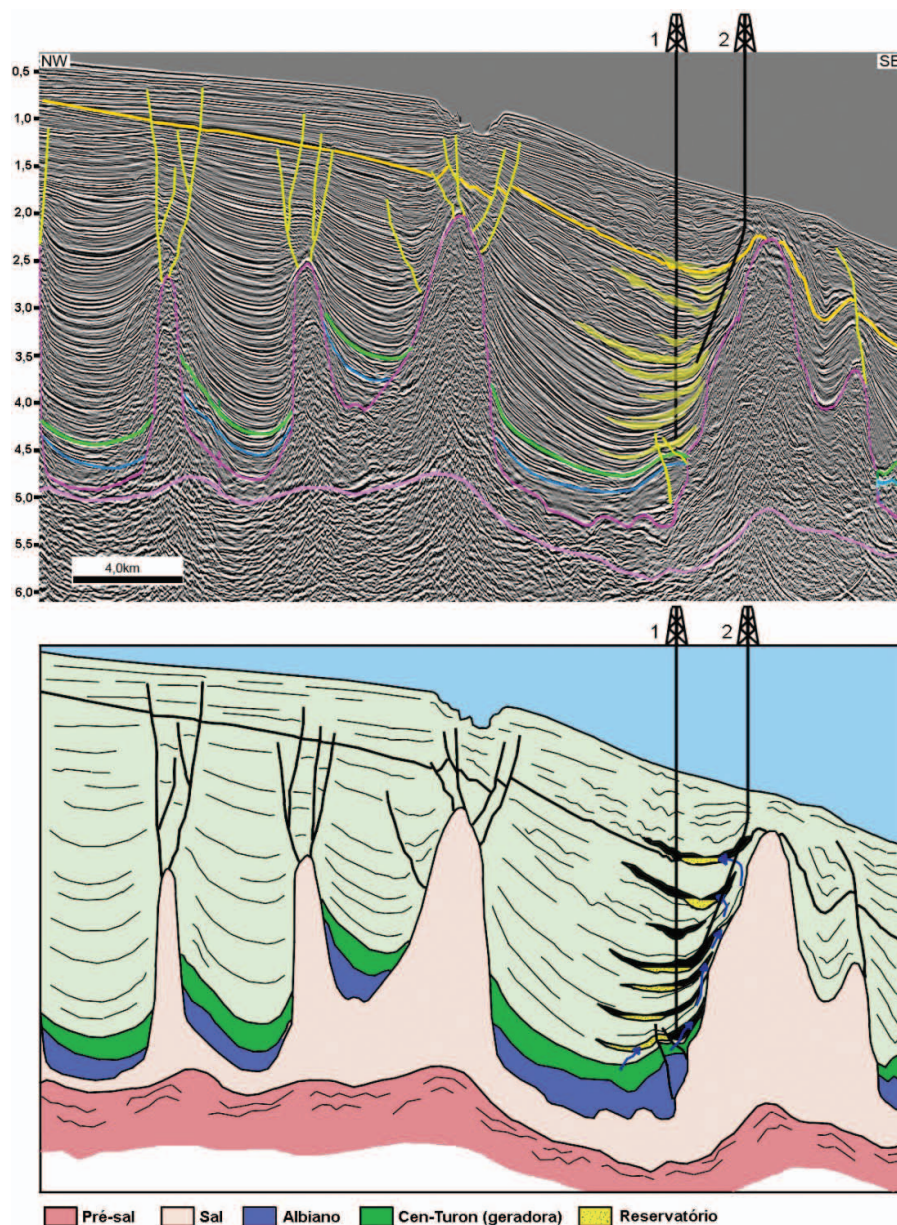


Figura 16 - Diagrama esquemático do Play tipo 2, observado na seção sísmica 0248-0054 (Fig. 1). Na seção foram demarcadas, em amarelo, fácies caóticas a *hummocky* que ocorrem sobrepostas a refletores com forte amplitude. Esta associação de fácies sugere a ocorrência de corpos reservatório siliciclásticos (Neo-Cretáceo/Paleógeno). A situação de *play* sugerida é formada pelo acunhamento de reservatórios contra os flancos de diápiros de sal que formam o arcabouço das MB. A migração (setas azuis) dos hidrocarbonetos ocorreria principalmente através das paredes do diápiro e através de falhas também geradas pela movimentação do sal. O traqueamento dos hidrocarbonetos se daria por meio de relações estruturais e estratigráficas.

Outro exemplo do *Play* tipo 2 foi observado na MB16 (Fig. 13B). Neste caso a deformação associada à tectônica de sal resultou em falhas que cortam as unidades estratigráficas marinhas (Neo-Cretáceo/Paleógeno) que preenchem essa MB (Fig. 17), cujo arranjo permite visualizar

situações favoráveis para trapeamento com controle estrutural. Neste caso a migração secundária (seta azuis), provavelmente, ocorreria através dos flancos dos diápiros de sal na região dos poços 1 e 2 e através de falhas normais, geradas pela tectônica de sal, na região do poço 3 (Fig. 17).

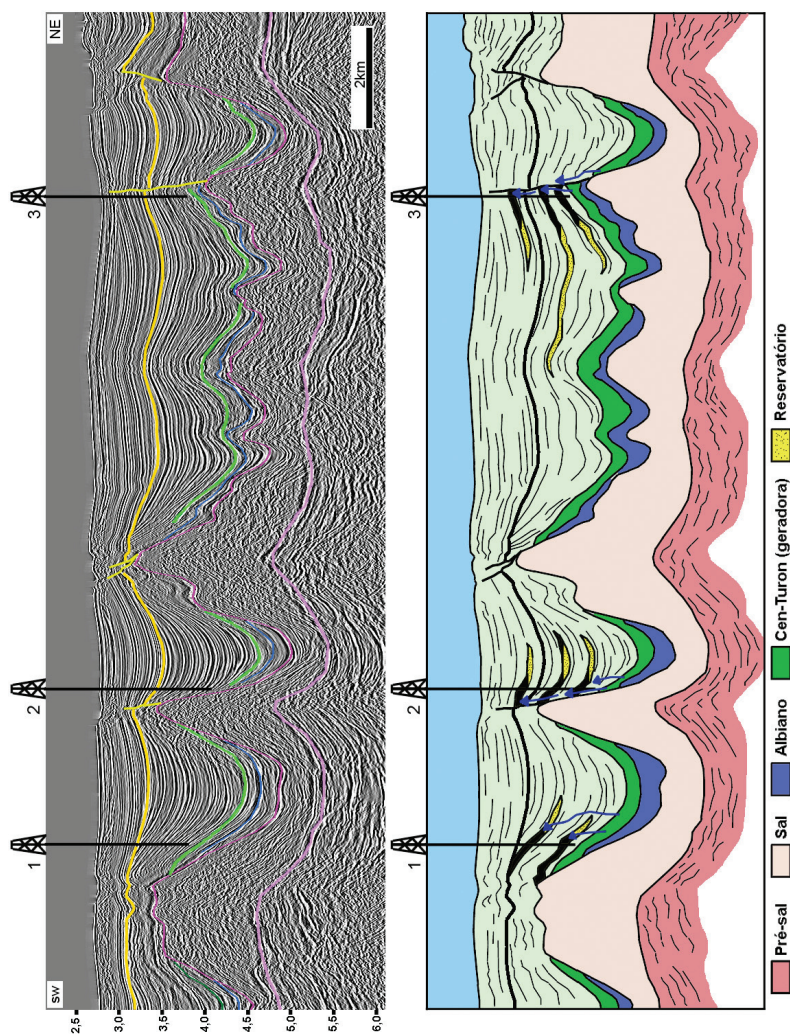


Figura 17 - Diagrama esquemático de outro exemplo do *Play* tipo 2, observado na seção sísmica 0248-0114 (Fig. 1). A situação observada sugere um provável *play* associado ao acunhamento de reservatórios siliciclásticos (Neo-Cretáceo/Terciários) contra os flancos de diápiros de sal e estruturados por falhas normais. A migração (setas azuis) possivelmente ocorreria através dos flancos dos diápiros na região dos poços 1 e 2, e através de falhas, geradas pela tectônica de sal, na região do poço 3. Neste caso ocorreria trapeamento estrutural e estratigráfico.

Play Tipo 3 – Relacionado a anticlinais formados por almofadas de sal

Estruturas anticlinais de diferentes extensões formadas pela deformação associada à tectônica do sal constituem *plays* em algumas bacias marginais (Caixeta et al., 2008; Mohriak, 2008; Waisman, 2008).

A Figura 18 mostra outro tipo de *play* observado na MB6 (Fig. 13B). Neste local foram demarcados estratos do Neo-Cretáceo, posicionados acima do horizonte sísmico T3 (Turoniano). Estes depósitos se encontram estruturados por um anticlinal, formado por uma almofada de sal subjacente, que forma o substrato da MB. Os corpos interpretados na seção sísmica como Neo-Cretáceos apresentam refletores com boa continuidade, paralelos, com refletividade baixa a alta, denotando uma estratificação razoável dos corpos. Localmente, as reflexões se tornam discordantes e descontínuas, assumindo uma configuração caótica. Os estratos do Neo-Cretáceo terminam mergulho acima contra o flanco do diápiro de sal, a NW, e contra a falha normal, a SE (Fig. 18). Os estratos do Neo-Cretáceo estão aparentemente separados dos estratos sobrepostos por uma

discordância (Fig. 18 - linha marrom). Os primeiros apresentam uma configuração e padrão de sismofácies diferentes das camadas posicionadas acima da discordância, as quais exibem um padrão de fácies sísmica similar ao padrão apresentado por folhelhos, caracterizados por refletores contínuos, com baixa refletividade formando um padrão de fácies sísmica mais homogêneo (Fig. 18).

A presença de uma almofada de sal subjacente proporcionou a formação de um anticlinal cujo fechamento dômico associado ao seu capeamento por estratos que mostram um padrão sísmico similar ao de folhelhos ou litofácies pelíticas sugere uma situação de formação de trapa estrutural e estratigráfica de hidrocarbonetos (Fig. 18). Neste caso, os estratos do Neo-Cretáceo podem conter reservatório siliciclástico (Fig. 18), e os selos laterais seriam propiciados por folhelhos ou pelitos intercalados no mesmo intervalo estratigráfico dos possíveis reservatórios siliciclásticos do Neo-Cretáceo. A migração dos hidrocarbonetos possivelmente ocorreria através dos flancos dos diápiros na direção do poço 1 e/ou por falhas normais, na região do poço 2, até os possíveis reservatórios (Fig. 18).

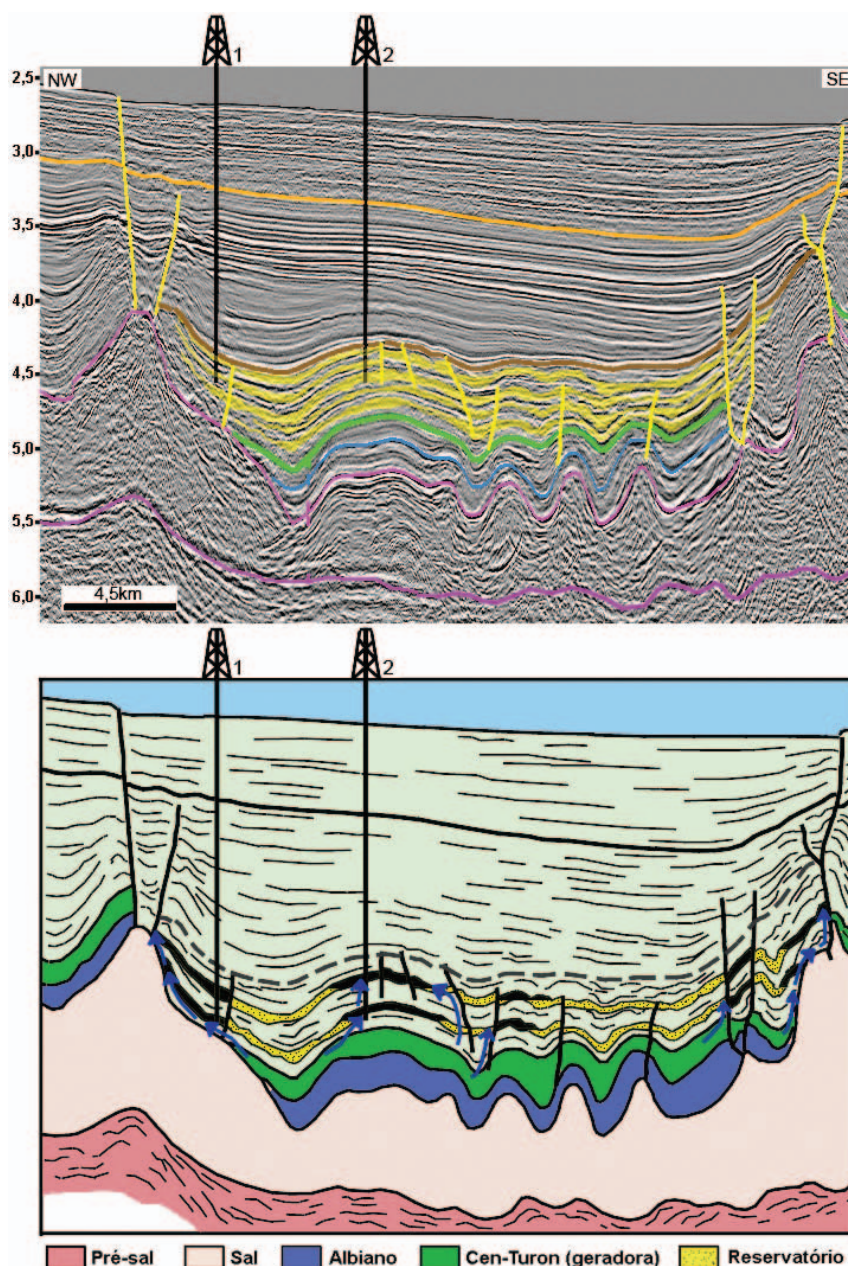


Figura 18 - Diagrama esquemático do Play tipo 3, observado na seção sísmica 0248-0034 (Fig. 1). O horizonte marrom na seção sísmica indica uma discordância que separa os estratos domados do Neo-Cretáceo, posicionados sobre a almofada de sal, dos estratos sobrepostos, neo-cretáceos. Na seção sísmica, as áreas ressaltadas em amarelo indicam sismofácies caótica a *hummocky*, que sugerem possíveis corpos de reservatórios siliciclásticos, intercalados com corpos cujas fácies sísmicas sugerem rochas pelíticas. A migração (setas azuis) correria através dos flancos dos diápiros e das falhas normais que afetam a os estratos dobrados. O trapeamento seria do tipo estratigráfico na região do poço 1, e do tipo misto na região do poço 2.

CONCLUSÕES

A presente investigação realizada sobre as MB formadas sobre a camada de sal na região de águas profundas da Bacia de Santos permitiu obter as seguintes conclusões:

1. Observou-se que na porção central da Bacia de Santos, em batimetrias entre 1000m e 2000m, formaram-se MB's profundas estreitas ou extensas que podem atingir profundidades em torno de 4500 a 5000m (~4,5s – 5,5s TWT), profundidade estimada com a espessura da lâmina d'água e da coluna sedimentar sobre a camada de sal. foram analisadas as principais conformações das MB, o que permitiu a sugestão de 3 tipos gerais de Mini-bacias: extensas e rasas; extensas e profundas; estreitas e profundas.
2. Com base em estudos recentes, que sugerem que MB com profundidade entre 4500 e 5000m, onde ocorreu o soterramento adequado dos estratos do intervalo T2-T3 (Cenomaniano-Turoniano), poderiam gerar hidrocarbonetos, neste estudo, foram identificadas várias MB que apresentam capacidade de geração.
3. Foi possível mapear as sismosequências mais importantes do intervalo pós-sal que preenchem as MB (Albiano ao Meso-Eoceno), com base em dados existentes e na avaliação do comportamento das sequências e na análise das fácies sísmicas associadas. Foi possível mapear o intervalo T2-T3, interpretado como portador dos folhelhos ricos em matéria orgânica do Cenomaniano-Turoniano, ao longo das seções sísmicas. Este intervalo, que representa um potencial gerador da sucessão pós-sal, apresenta um padrão de sismofácies com refletores paralelos, razoavelmente contínuos e com baixa refletividade, localmente semi-transparente. Foram observadas localmente, fácies caótica e *hummocky* que estariam associadas à prováveis corpos de rocha-reservatório, formados por fluxos turbidíticos captados pelas depressões formadas pelas MB.
4. A partir da busca por possíveis elementos de um sistema petrolífero, associado as características do preenchimento sedimentar das MB e em sua evolução tectono-sedimentar, foram observadas situações onde ocorreriam rochas geradoras, selantes e reservatório, além de rotas de migração produzidas pela tectônica de sal. A interpretação do arranjo de trapas, estruturais e mistas, formando possíveis plays exploratórios permitiu identificar 3 tipos de plays: Play tipo 1 – associado a discordância regional do Meso-Eoceno que capeia as MB e os depósitos que as preenche; Play tipo 2 - formado pelo acunhamento de corpos de rocha reservatório contra os flancos de diápiros de sal e estruturados por falhas normais; Play tipo 3 – Formado por estratos domados em um anticlinal desenvolvido sobre almofada de sal que forma o substrato de MB. Estes plays representam prospectos interessantes, similares a situações de sucesso que ocorrem em outras bacias marginais como Campos e Espírito Santo.
5. Finalmente, o estudo sugere que o sistema petrolífero pós-sal, associado às geradoras do Cenomaniano-Turoniano presente nas MB, representa uma possibilidade de exploração para a região de águas profundas da Bacia de Santos. Apesar de, eventualmente, proporcionar acumulações menores do que as que são encontradas no intervalo sub-sal, esses prospectos podem apresentar comercialidade devido

aos investimentos massivos que serão feitos na região de águas profundas nas próximas décadas, o que pode baratear o custo de operação na região.

Agradecimentos

A ANP pela cessão dos dados utilizados nesta pesquisa. Ao PRH-20/ANP/LENP pelo apoio financeiro concedido durante o período em que a autora realizou seu curso de mestrado. A UENF/LENP pelo apoio. Ao Laboratório de Sismoestratigrafia (SIS-MOS), que faz parte do Laboratório de Geologia Sedimentar (LAGESE), do DGEO-UFPE e ao PRH-26/ANP/UFPE pelo apoio logístico concedido a esta pesquisa.

REFERÊNCIAS

- Arai, M. 1987. *Caracterização Geoquímica Orgânica do Registro de Anoxia do Cretáceo Médio da Bacia de Santos, Plataforma Continental do Sudeste Brasileiro*. Dissertação de Mestrado, Universidade Federal Fluminense – UFF, 131p.
- Arai, M. 1988. Geochemical Reconnaissance of the Mid-Cretaceous Anoxic Event in the Santos Basin, Brazil. *Revista Brasileira de Geociências*, 18: 273-282.
- Allen, P. A. & Allen, J. R. 2005. *Basin Analysis - Principles and Applications*. Blackwell, Oxford, 549 p.
- Assine, M. L., Correa, F. S., Chang, H. K. 2008. Migração de Depocentros na Bacia de Santos: Importância na Exploração de Hidrocarbonetos. *Revista Brasileira de Geociências*, 38(2): 111-127.
- Brassell, S. C. 1984. Aliphatic hydrocarbons of a Cretaceous black shale and its adjacent green claystone from the southern Angola Basin, Deep Sea Drilling Project, Leg 75. In Hay, W.W., Sibuet, J.C., et al., *Init. Repts. DSDP*, 75 (Pt. 2): Washington (U.S. Govt. Printing Office), p. 1019–1030.
- Cainelli, C. & Mohriak, W.U. 1998. Geology of Atlantic Eastern Brazilian basins. In: *AAPG, International Conference e Exhibition Short Course – Brazilian Geology Part II*, Rio de Janeiro, 1998)... *Anais*, 67p.
- Caixeta, J. M., Hamilton, D. R., Flores, J. L., Galvão, M. V. G., Machado, E. C. V. 2008. Tectônica de Sal na Bacia de Jequitinhonha. In: Mohriak, W. U., Szatmari, P., Anjos, S. (Eds) *Sal: Geologia e Tectônica*. Beca, São Paulo, p. 272-283.
- Castro, A. S. & Holz, M. 2005. A tectônica de sal e a deposição de sedimentos em águas profundas na região sul da Bacia de Santos. In: *IBP III Congresso Brasileiro de P&D em Petróleo e Gás, Salvador, 2005*)... *Anais em CD-ROM*.
- Caldas, M. F. 2007. *Reconstituição Cinemática e Tectono-sedimentação Associada a Domos Salinos nas águas profundas da Bacia de Santos, Brasil*. Dissertação de Mestrado, Coordenação dos Programas de Pós-Graduação em Engenharia - COPPE-UFRJ, 111p.
- Chang, H. K., Assine, M. L., Corrêa, F. S., Tinenen, J. S., Vidal, A. C., Koike, L. 2008. Sistemas petrolíferos e modelos de acumulação de hidrocarbonetos na Bacia de Santos. *Revista Brasileira de Geociências*, 38(2): 29-46.
- Dean, W. E., Arthur, M. A., Stow, D.A.V. 1984a. Origin and geochemistry of Cretaceous deep-sea black shales and multicolored claystones, with emphasis on Deep Sea Drilling Project Site 530, Southern Angola Basin, Leg 132 In: Hay, W. W., Sibuet, J. C., et al. (Eds) *Initial Rep. of Deep Sea Drill. Proj.*, vol. 75. U.S. Government Printing Office, Washington, D.C., p. 819–844.
- Dean, W. E., Hay, W. W., Sibuet, J. C. 1984b. Geologic evolution, sedimentation, and paleoenvironments of the Angola Basin and adjacent Walvis Ridge: synthesis

- of results of Deep Sea Drilling Project Leg 75. In: Hay, W. W., Sibuet, J. C., et al. (Eds) Initial Rep. Deep Sea Drill. Proj., vol. 75. U.S. Government Printing Office, Washington, D.C., p. 509–544.
- Dias, J. L. 2005. Tectônica, Estratigrafia e Sedimentação no Andar Aptiano da Margem Leste Brasileira. *Boletim de Geociências da PETROBRAS*, 13(1): 7-25.
- Forster, A., Kuypers, M. M. M., Turgeon, S. C., Brumsack, H. J., Petrizzo, M. R., Damsté, J. S. S. 2008. The Cenomanian/Turonian oceanic anoxic event in the South Atlantic: New insights from a geochemical study of DSDP Site 530A. *Palaeogeography, Palaeoclimatology, Palaeoecology*, 267: 256–283.
- Gamboa, L. A. P., Machado, M. A. P., Silveira, D. P., Freitas, J. T. R., Silva, S. R. 2008. Evaporitos Estratificados no Atlântico Sul: interpretação sísmica e controle tectono-estratigráfico na Bacia de Santos. In: Mohriak, W. U., Szatmari, P., Anjos, S. (Eds) Sal: Geologia e Tectônica, Beca, São Paulo, p. 340-359.
- Ge, H., Jackson, M. P. A., Vendeville, B. C. 1997. Kinematics and Dynamics of Salt Tectonics Driven by Progradation. *American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, 81: 393-423.
- Gee, M. J. R. & Gawthorpe, R. L. 2006. Submarine Channels Controlled by Salt Tectonics: Examples from 3D Seismic Data Offshore Angola. *Marine and Petroleum Geology*, 23: 443–458.
- Herbin, J. P., Muller, C., De Graciansky, P. C., Jacquini, T., Magniez-Jannin, F., Unternehr, P. 1987. Cretaceous Anoxic Events in the South Atlantic. *Revista Brasileira de Geociências*, 17(2): 92-97.
- Hudec, M. R., Jackson, M. P. A. 2007. Terra Infirma: understanding salt tectonics. *Earth-Science Reviews*, 82: 1-28.
- Januário, T. M. 2010. *Investigação do potencial exploratório das mini-bacias desenvolvidas em águas profundas da Bacia de Santos*. Dissertação de Mestrado, Laboratório de Engenharia e Exploração de Petróleo - LENEP-UENF, 169 p.
- Januário, T. M., Barbosa, J. A., Severiano Ribeiro, E. J. P. 2009. Investigação do potencial de geração dos folhelhos marinhos (Cenomaniano-Turoniano Inferior) nas mini basins da Bacia de Santos. In: *IBP V Congresso Brasileiro de P&D em Petróleo e Gás, Fortaleza, 2005*.... *Boletim de resumos em CDRom*, 1-8.
- Januário, T. M., Severiano Ribeiro, H. J. P., Barbosa, J. A. 2010. Investigação do potencial exploratório das mini-bacias desenvolvidas em águas profundas da Bacia de Santos. In: *IBP Rio Oil & Gas Conference 2010, Rio de Janeiro, 2010*... *Boletim de Trabalhos Técnicos (IBP_3264)*, 1-8.
- Macedo, J. M. 1990. Evolução Tectônica da Bacia de Santos e Áreas Continentais Adjacentes. In: Raja Gabaglia, G. P., Milani, E. J. (Eds) Origem e Evolução de Bacias Sedimentares. Ed. Gávea, Rio de Janeiro, p. 361-376.
- Magoon, L. B., & Dow, W. G. 1994. The Petroleum System. In: Magoon, L. B. & Dow W.G. (Eds) The Petroleum System – From Source to Trap. American Association of Petroleum Geologists Memoir 60, p. 3-24.
- Mello, M. R., Telnaes, N., Maxwell, J. R. 1995. The Hydrocarbon Source Potential in the Brazilian Marginal Basins: A Geochemical and Paleoenvironmental Assessment. In: Huc, A. Y. (Ed) Paleogeography, Paleoclimate and Source Rocks. American Association of Petroleum Geologists Memoir 40, p. 233-272.

- Mitchum Jr., R. M., Vail, P. R., Sangree, J. B. 1977. Seismic Stratigraphy and Global Changes of Sea Level, Part 6: Stratigraphy interpretation of seismic reflection patterns in deposition sequences. In: Payton, C. E. (Ed.) Seismic Stratigraphy-Applications to Hydrocarbons Explorations. American Association of Petroleum Geologists Memoir 26, p. 117-133.
- Moraes, M. A. S., Blaskovski, P. R., Parraizo, P. L. B. 2006. Arquitetura de Reservatórios de Águas Profundas. *Boletim Geociências da PETROBRAS*, 14(1):7-25.
- Mohriak, W. U. 2003. Bacias Sedimentares da Margem Continental Brasileira. In: Bizzi L. A., Schobbenhaus, C., Vidotti, M. R. (Eds) Geologia, tectônica e recursos minerais do Brasil: texto, mapas & SIG. CPRM – Serviço Geológico do Brasil, p. 87-165.
- Mohriak, W. U. 2004. Recursos Energéticos Associados à Ativação Tectônica Mesozóico-Cenozóica da América do Sul. In: Mantesso Neto, V., Bartorelli, A., Carneiro, C.D.R., Brito Neves, B.B. (Eds) Geologia do Continente Sul Americano. Beca, São Paulo, p. 293-319.
- Mohriak, W. U., Macedo, J. M., Castellani, R. T., Rangel, H. D., Barros, A. Z. N., Latgé, M. A. L., Ricci, J. A., Misuzaki, A. M. P., Szatmari, P., Demercian, L. S., Rizzo, J. G., Aires, J. R. 1995. Salt tectonics and structural styles in the deep-water province of the Cabo Frio region, Rio de Janeiro, Brazil. In: Jackson, M. P. A., Roberts, D. G., Snelson, S. (Eds) Salt Tectonics: a Global Perspective. American Association of Petroleum Geologists Memoir 65, p. 273-304.
- Mohriak, W. U. & Szatmari, P. 2008. Tectônica do Sal. In: Mohriak W. U., Szatmari P., Anjos, S. (Eds) Sal: Geologia e Tectônica. Beca, São Paulo, p. 90-163.
- Moreira, J. L. P., Madeira, C. V., Gil, J. A., Machado, M. A. P. 2007. Bacia de Santos. *Boletim de Geociências da PETROBRAS*, 15(2): 531-549.
- Pereira, M. J., Barbosa, C. M., Agra, J., Gomes, J. B., Aranha, L. G. F., Saito, M., Ramos, M. A., Carvalho, M. D., Stamato, M., Bagni, O. 1986. Estratigrafia da Bacia de Santos: análise das seqüências, sistemas deposicionais e revisão litoestratigráfica. In: *SBG XXIV Congresso Brasileiro de Geologia, Goiania, 1986*... *Anais 1* p. 65-79.
- Pereira M. J. 1990. *Análise Estratigráfica e Depositional das Formações Itajaí-Açu Superior e Juréia Inferior (Meso-Turoniano/Eo-Santoniano), Bacia de Santos, Brasil*. Dissertação de Mestrado- Programa de Pós-Graduação em Geociências - IG-UFRJ, 165 p.
- Pereira, M. J. & Macedo, J. M. 1990. A Bacia de Santos: Perspectivas de uma nova província petrolífera na plataforma continental sudeste brasileira. *Boletim de Geociências da PETROBRAS*, 4(1): 3-11.
- Pereira, M. J. & Feijó, F. J. 1994. Bacia de Santos. Estratigrafia das Bacias Sedimentares do Brasil. *Boletim de Geociências da PETROBRAS*. 8: 219-234.
- Rangel, H. D. & MARTINS C. C. 1998. Cenário Geológico nas Bacias Sedimentares no Brasil: Principais Compartimentos Exploratórios, Bacia de Campos. *The Search, Special Edition - Searching For Oil and Gas in the Land of Giants*. SCHLUMBERGER, Buenos Aires, p. 32-40p.
- Schlanger, S. O. & Jenkyns, H. C. 1976. Cretaceous Oceanic Anoxic Events: Causes and Consequences. *Geol. Mijnb.*, 55: 179-184.
- Szatmari, P., Guerra, M. C. M., Pequeno, M. A. 1996. Genesis of large counter-regional normal fault by flow of Cretaceous salt in the South Atlantic, Santos Basin, Brazil. In: Alsop, G. I., Blundell, D. J., Davison, I. (Eds) Salt Tectonics.

- Geological Society of London, Special Publication 100, p. 259-264.
- Tissot, B. P. & Welte, D. H. 1984. Petroleum Formation and Occurrence, 2 ed. Springer-Verlag, Berlin, 699 p.
- Trindade, L. A. F., Botelho Neto, J., Porsche, E., Penteado, H. L. B., Araujo, C. V., Viviers, M. C., Oliveira, L. C. V. 1997. Caracterização Geoquímica e Bioestratigráfica de uma Seção Condensada do Cretáceo Superior: ODP-356, Bacia de Santos, Brasil. In: *SBGQ VI Congresso Brasileiro de Geoquímica, 1997*... *Anais*, p. 497-499.
- Viviers, M. C. 1986. Bioestratigrafia e Evolução Paleoambiental do Meso-Neo-Cretáceo da Bacia de Santos, Brasil. In: *SBG XXXIV Congresso Brasileiro de Geologia, Goiânia, 1986*... *Anais 1*, p. 50-64.
- Zalán, P. V. 2001. Tectonic styles in Sedimentary Basins: Short Course Notebook. In: *SBG 7th International Congress of the Brazilian Geophysical Society, Salvador, 2001*... 28p.
- Waisman, G. 2008. Tectônica de Sal na Bacia de Campos. In: Mohriak W, U., Szatmari P., Anjos, S. (Eds) *Sal: Geologia e Tectônica*. Beca, São Paulo, p. 314-339.