

6 CONTEXTO TECTONO-ESTRATIGRÁFICO DA BACIA DE ALMADA

Neste capítulo, será abordado o mapeamento sísmico, que teve como objetivo identificar nas linhas sísmicas os topos de algumas formações presentes na bacia, bem como o arcabouço estrutural que pode ter contribuído para o controle da migração dos óleos exsudados descritos neste trabalho. Desta forma, o estudo sísmico visou auxiliar no entendimento da porção emersa da bacia, de forma a compreender a sua estruturação e estimar a distribuição sedimentar das possíveis rochas geradoras dos óleos coletados em superfície, assim como as possíveis rotas de migração de hidrocarbonetos segundo o controle estrutural.

O principal interesse foi mapear o topo do embasamento, os topos das formações Taipus Mirim (rifte), Algodões (pós-rifte) e Urucutuca. Não foram gerados mapas para todos os níveis citados. Isto ocorreu pelo fato das linhas sísmicas interpretadas posicionarem-se na zona de transição da plataforma, onde a qualidade sísmica é baixa, como também pela existência de um único poço, posicionado em um ponto extremo do cubo sísmico (Figura 64).

Não foi o interesse de este estudo realizar uma análise sismoestratigráfica detalhada ou uma discussão dos processos sedimentares que ocorreram na bacia, uma vez que os mesmos já haviam sido bastante discutidos, tanto para a seção rifte (KÜCHLE, 2004) como para a seção pós-rifte (KARAM, 2005). Para o estudo da seção estratigráfica da área de interesse, contou-se com a totalidade de três poços perfurados dentro do polígono definido pelas linhas sísmicas.

Na análise estratigráfica consideraram-se as divisões clássicas do registro sedimentar, separando a estratigrafia nas fases propostas pelos autores já citados. A Bacia de Almada foi subdividida em três sequências deposicionais de Segunda Ordem: Pre-rifte, Rifte, Pós-rifte.

- Embasamento
- Pre rifte
- Rifte
 - ✓ Sequência do rifte
 - ✓ Sequência clástica Aptiano

- Pos-rifte
 - ✓ Pós rifte transicional Aptiano
 - ✓ Sequência Albiana carbonatica
 - ✓ Sequência marinha

A amarração entre as informações de poço e a sísmica foi efetuada por meio do uso de perfis sônico e densidade, mediante a geração de sismograma sintético a partir do perfil Sônico. É importante destacar que para todos os poços não se contou com um perfil Vsp (*Chek shot*). Dessa maneira, a inexistência de *check shot* dificultou o processo de correlação entre os dados de poços e dados sísmicos.

Para os poços 1-BAS-082 e 1-BAS-083 foram confeccionadas curvas tempo *versus* profundidade simulando a existência de *check shot* a partir do perfil sônico. O perfil sônico não foi registrado nos primeiros 600 metros dos poços, em razão disso, na parte onde não existem dados, a velocidade foi calculada como a velocidade de reposição. Uma vez elaborada a curva tempo *versus* profundidade para cada poço, procedeu-se a correlação entre os dados sísmicos e os dados de poços situados na linha sísmica 268.

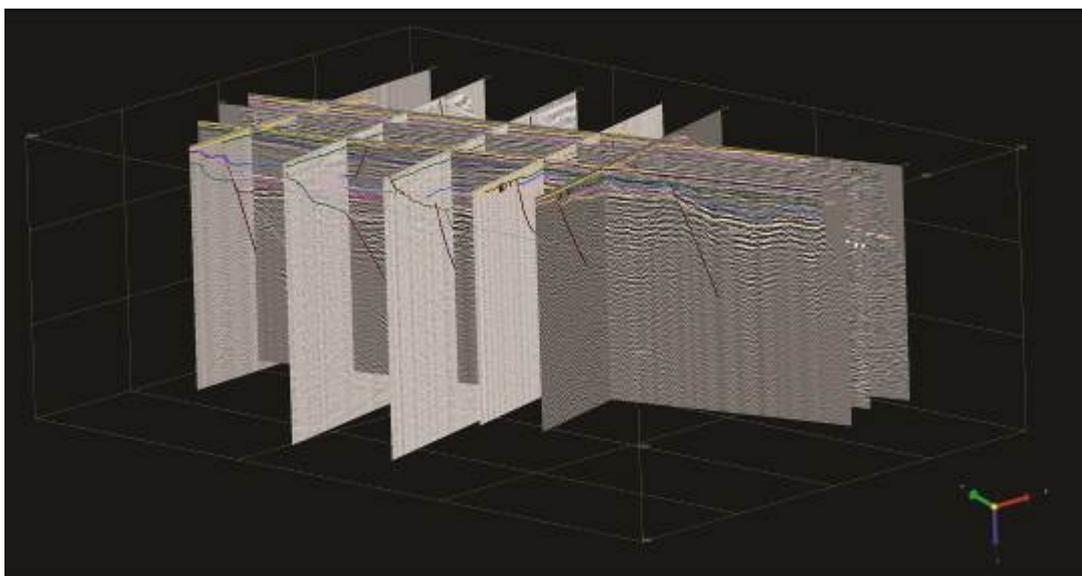


Figura 64 – Cubo sísmico com as linhas sísmicas interpretadas.

Na correlação sísmica-poço utilizou-se como marco sísmico três descontinuidades físicas importantes: embasamento, o fundo do mar e a discordância Pré-Urucutuca; estas duas últimas referências facilitaram a interpretação das linhas sísmicas, pois nenhum dos poços atingiu o embasamento para a área de estudo.

O mapeamento sísmico teve como base a descrição das principais estruturas, tendo em vista suas características tectônicas de acordo com a evolução da bacia. De modo geral, foram mapeadas as superfícies que limitam as megassequências que caracterizam o processo evolutivo da Bacia de Almada (embasamento, pré-rifte, rifte e pós-rifte). Também foram definidas as principais estruturas. O arcabouço regional permitiu posicionar a análise de detalhe, no contexto geral, do modo que facilitasse o entendimento de possíveis migrações de óleo, objeto do presente estudo.

6.1 **Análise estratigráfica**

6.1.1 Embasamento

O embasamento da bacia é formado por rochas granulíticas de idade Arqueana e sienitos de idade Proterozóica, no Alto de Olivença o embasamento é constituído por metacarbonatos pertencentes ao grupo Rio Pardo, do Preoterozoico Superior (RANGEL et al., 2007). O embasamento na porção proximal foi claramente identificado, tendo sido definido pelos padrões sísmicos em grande parte. Assumiu-se como expressão sísmica do embasamento cristalino a mudança do padrão sísmico marcada por um refletor de grande notabilidade, entre reflexões desordenadas e reflexões paralelas, estas últimas representando o preenchimento sedimentar da bacia.

A figura 65 ilustra a geometria do embasamento que é caracterizada por altos estruturais. Esta feição é mais profunda no nordeste da área de estudo, correspondendo à calha do rifte principal da Bacia de Almada, associada à ação dos processos do rifteamento. A espessura aumenta de norte para o sul, o que poderia indicar uma mudança no domínio estrutural, onde se define claramente o Alto de Olivença, limitado por falhas de borda.

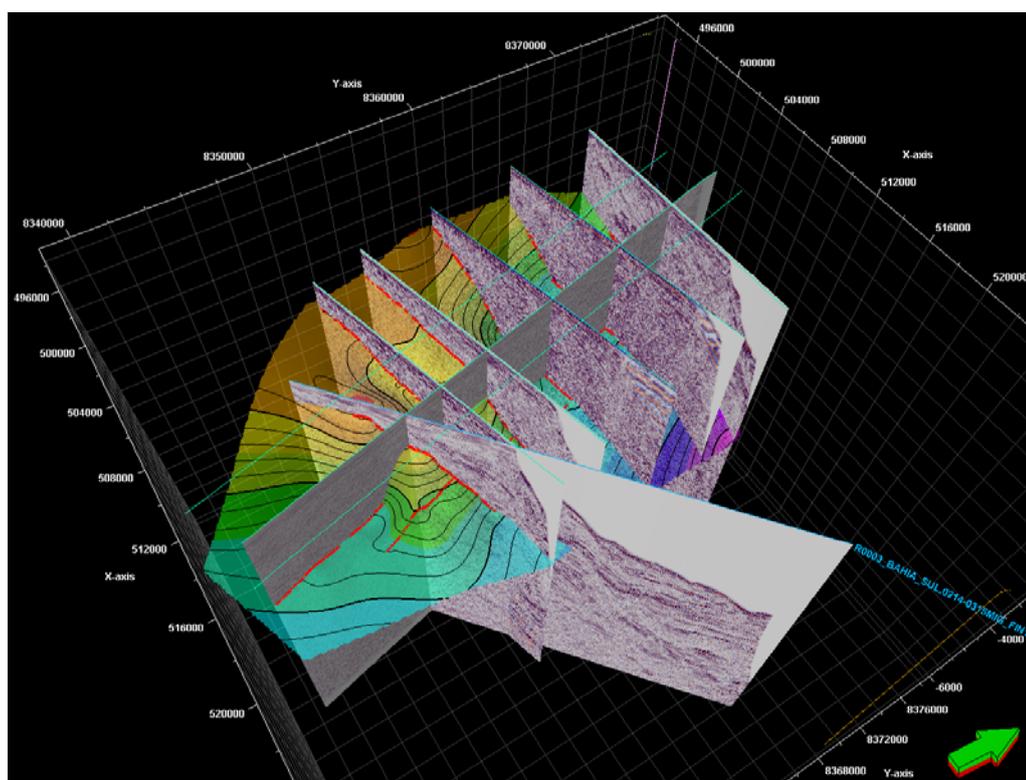


Figura 65 – Horizonte corresponde ao topo do embasamento mapeado em todas as linhas sísmicas.

6.1.2 Sequência Pré-rifte

Na Bacia de Almada a sequência paleozoica é ausente. As formações Sergi e Itaipe englobam a supersequência, denominada de Sequência “A” (KÜCHLE, 2004). A base da mesma está representada por arenitos relacionados a ambientes flúvio-eólicos da Formação Sergi. No topo encontram-se folhelhos da Formação Itaipe, interpretados como resultantes de inundações lacustres (GONTIJO et al., 2007; KÜCHLE, 2004; NETTO et al., 1994).

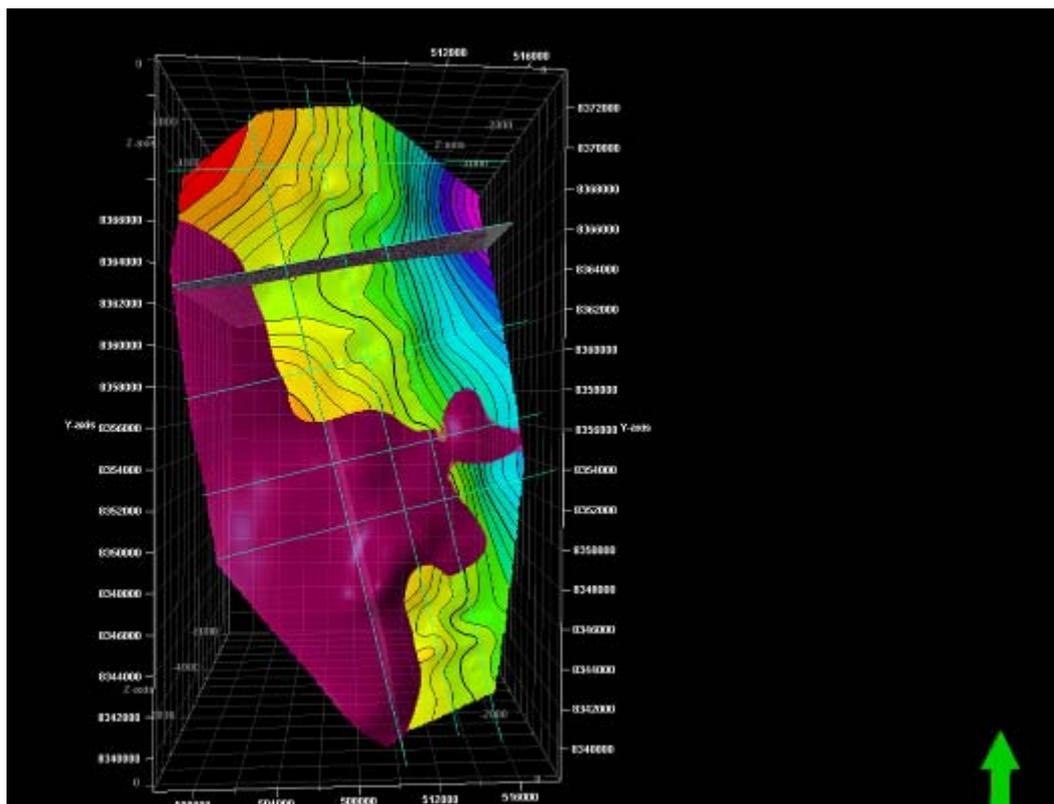


Figura 66 – Mapa de isópacas da seção Pré-rifte. Em roxo, destaca-se o embasamento cristalino.

O mapa de isópacas da figura 66 permite visualizar a geometria desta sequência. Cabe destacar o relativo aumento da profundidade que a sequência apresenta na direção NE da bacia. Considera-se que a mesma foi depositada e, posteriormente, erodida no Alto de Olivença, uma vez que não foi possível mapeá-la nessa região. O topo da sequência é marcado por uma discordância que representa a transição pré-rifte para o rifte.

Esta sequência está intensamente afetada pela tectônica da fase rifte, com falhamentos normais, e geração de sistemas de *horst* e *grabens*. Essas falhas delimitam a bacia, e colocam o embasamento metamórfico e/ou ígneo no bloco alto e as rochas sedimentares no bloco baixo.

6.1.3 Sequência Rifte

Esta sequência se caracteriza por uma sequência de segunda ordem, subdividida em quatro sequências de terceira ordem (KÜCHLE, 2004). Nas análises sísmicas observam-se, nesta fase do rifte, reativações de falhas do embasamento, geração de falhas listricas e desenvolvimento de cunhas de crescimento no clímax do rifte. O estilo estrutural continua sendo do tipo *horst* e *grabens*.

Nas interpretações sísmicas para este trabalho, o topo da Formação Rio de Contas foi definido a partir dos dados de poço marcados por uma discordância erosiva. Esta sequência corresponde às intercalações de arenitos na base e folhelhos, principalmente no topo, interpretadas como representativas de um sistema deposicional de margem lacustre (B2 e B3), definido por Küchle (2004).

A Formação Taipus Mirim de idade Aptiana (andar Alagoas) tem sofrido diversas mudanças em relação a sua caracterização sedimentar. Segundo Netto et al. (1994) esses depósitos estariam associados a um período transicional, vinculados a um ambiente de mar restrito com depósitos que evoluem de fácies clásticas na base à evaporitos no topo. Posteriormente, Küchle (2004) denominou a mesma de sequência B4, considerando a totalidade da formação no estágio rifte. Recentemente, Gontijo et al. (2007) subdividiram esta sequência. As fácies clásticas continuariam relacionadas ao intervalo rifte, enquanto que os depósitos evaporíticos, transicionais corresponderiam ao pós-rifte. Gordon (2011) subdivide, claramente, este intervalo em duas sequências.

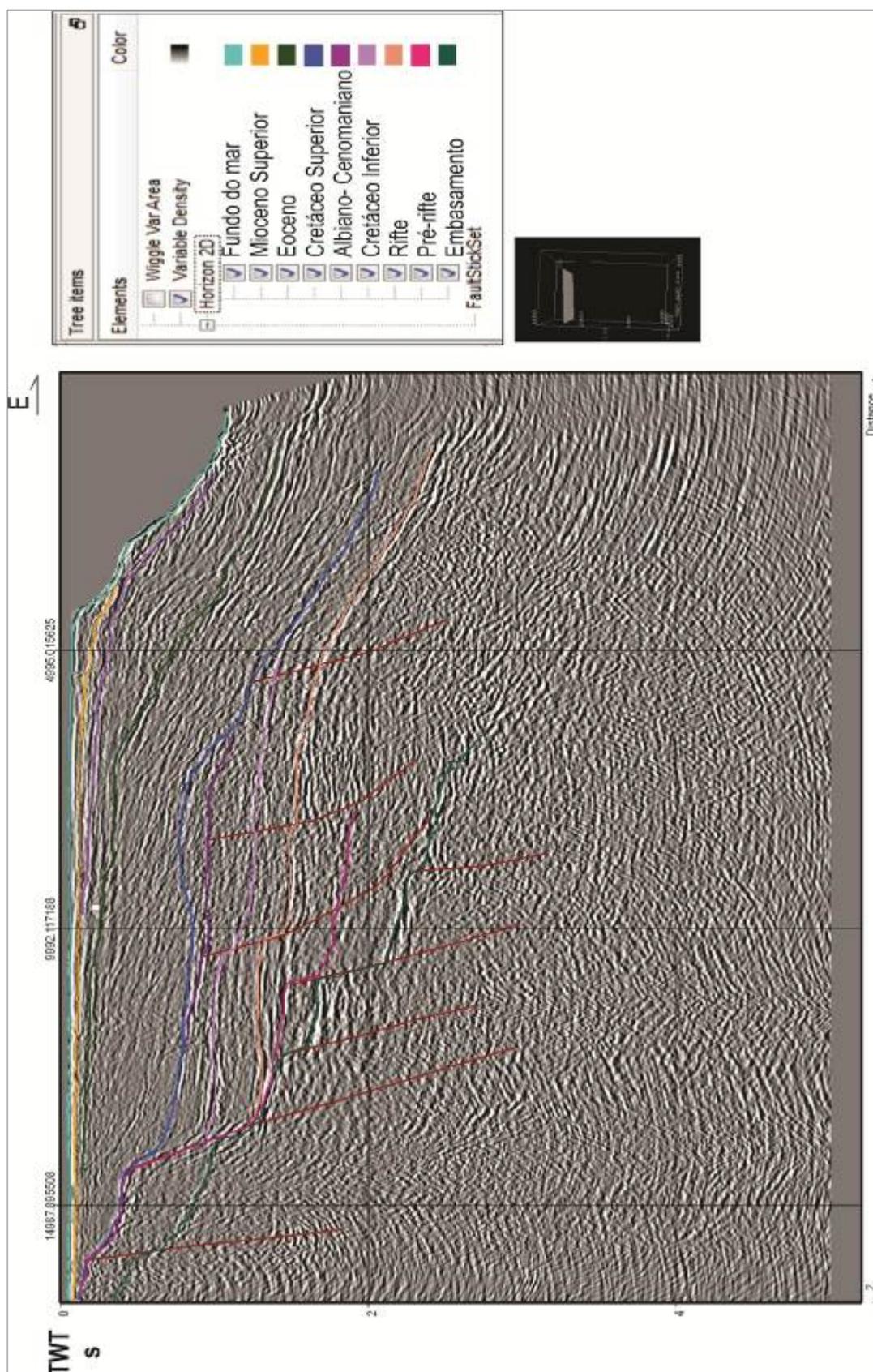


Figura 67 – Seção sísmica *dip* onde se observam falhas sintéticas mapeadas e estruturas tipo *horst* afetando a sequência rife, e também falhamento lístrico na seção rife.

A Formação Taipus Mirim na área estudada corresponde à fácies siliciclásticas, principalmente folhelhos e arenitos, a partir da informação de poço, correspondente à fase rifte. A sequência evaporítica da Formação Taipus Mirim, corresponde à camada de sal, sendo mapeada, por outros pesquisadores, no leste da Bacia de Almada em águas profundas, com geometrias de almofadas e diápiros autóctones. Esta sequência transicional não foi mapeada nas linhas sísmicas da área de estudo.

6.1.4 Sequência pós-rifte

As últimas sequências estratigráficas correspondem aos pelitos, arenitos e carbonatos que começam num sistema transgressivo do Cenomaniano ao Maastrichtiano, evoluindo para um sistema regressivo desde o Paleoceno.

A fase rifte e pós-rifte em grande parte da área estudada está limitada por uma forte discordância Pré-Urucutuca, de caráter erosivo regional e intenso, indicado como principal responsável pela erosão de praticamente quase toda a Formação Algodões e a sequência rifte.

A ocorrência da Formação Algodões é extremamente localizada na forma de ilhas dispersas e desconectadas. Esta pequena expressividade dimensional da formação é atribuída ao regime erosivo imposto no limite da Formação Urucutuca, que escavou praticamente toda a Formação Algodões e chega a erodir também a Formação Taipus Mirim. Devido à ocorrência limitada em um único poço (1-BAS-83) que atingiu esta unidade (Figura 68), foi difícil estabelecer padrões internos correspondentes a esta formação.

Na Bacia de Camamu, Scotchman e Chiossi (2009), a partir de estudos de refletância de vitrinita indicam um soerguimento pós-deposicional que afetou os primeiros sedimentos do Cretáceo na fase rifte. A partir da interpretação sísmica, os autores descrevem as desconformidades como as principais evidências de atividade tectônica, que pode ser atribuído à ausência da seção albiana dos carbonatos de água rasa, cobertos pelos turbiditos do Neocretáceo para a essa bacia.

A Formação Algodões, de idade Albiana-Turoniana, é litologicamente constituída por fácies carbonáticas e intercalações de arenitos e folhelhos nas partes mais proximais. Observa-se na linha 268, a importância dos altos estruturais, sobre o qual desenvolveram os depósitos carbonáticos da Formação Algodões, dificilmente mapeáveis pela baixa qualidade das linhas sísmicas e insuficiente informação de dados de poço (Figura 68).

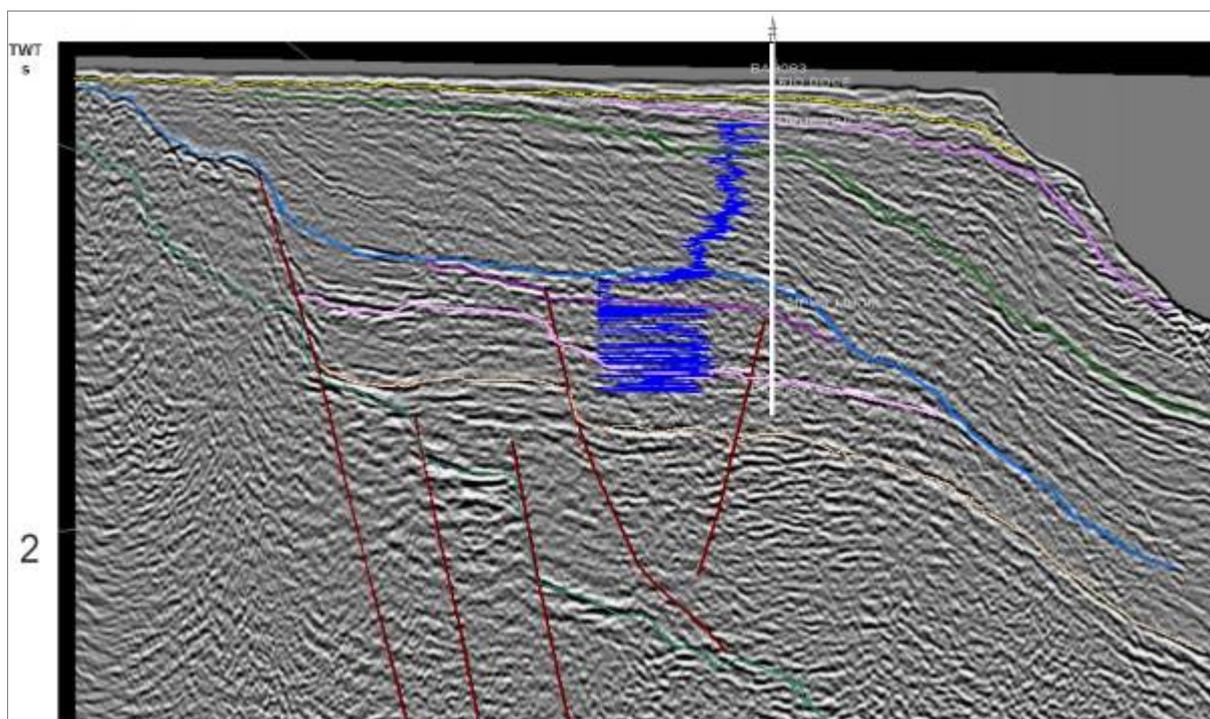


Figura 68 – Detalhe sísmico mostrando a seção *dip* 268 com padrões internos progradantes em cunha da Formação Urucutuca. Nota-se que a falha de borda ocorreu até a base da discordância Pré-Urucutuca. Localização do Poço IBAS-083.

O topo da Formação Urucutuca é representado por uma amplitude positiva (pico preto) indicando geralmente uma passagem de arenito para folhelho. Contudo, esse contraste não é bem marcante em todas as linhas sísmicas, dificultando assim, a amarração sísmica e consequentemente sua interpretação.

Na borda da plataforma predominam a geometria externa em forma de cunha e o padrão progradante em feições *offlap*, além dos padrões internos de geometria sigmoidal. Esta unidade encontra-se fortemente afetada pela tectônica gravitacional, movimentações dos folhelhos, como observado na figura 68.

A sequência depositada no intervalo do Eoceno compreende um período de aproximadamente 18 Ma. Na Bacia de Almada, esta sismossequência marca o início da fase regressiva correspondente à sequência marinha regressiva de Chang et al. (1992), que é composta pelos sedimentos arenosos da Formação Rio Doce.

A sismossequência mapeada de aproximadamente 11 Ma. (Oligoceno) é marcada na base através do truncamento erosional e do *onlap* dos depósitos, sendo seu topo de caráter erosivo que trunca refletores desta sismossequência. A mesma é caracterizada por refletores paralelos, contínuos a ondulados e de amplitudes alta, associados à Formação Caravelas. Na borda da plataforma os refletores caracterizam-se pela descontinuidade e pela amplitude moderada (Figura 69).

A última sequência representa a sedimentação de caráter regressivo, marcada pela progradação dos sedimentos plataformais da Formação Rio Doce e Caravelas. São arenitos e folhelhos relacionados à planície de inundação dos rios Almada e das Contas, bem como depósitos estuarinos e deltaicos que ocorrem na foz destes rios.

O mapa de isópacas da base da fase pós-rifte (Figura 70) ilustra, em geral, a implantação de uma margem passiva. O mesmo permite também destacar a menor espessura da sequência na parte central da área de estudo, sendo este fato atribuído ao controle estrutural e o Alto de Olivença. Este último estaria associado ao controle exercido pela morfologia, uma vez que ele aflora em superfície. Observa-se um maior desenvolvimento da bacia, com as maiores profundidades para o nordeste.

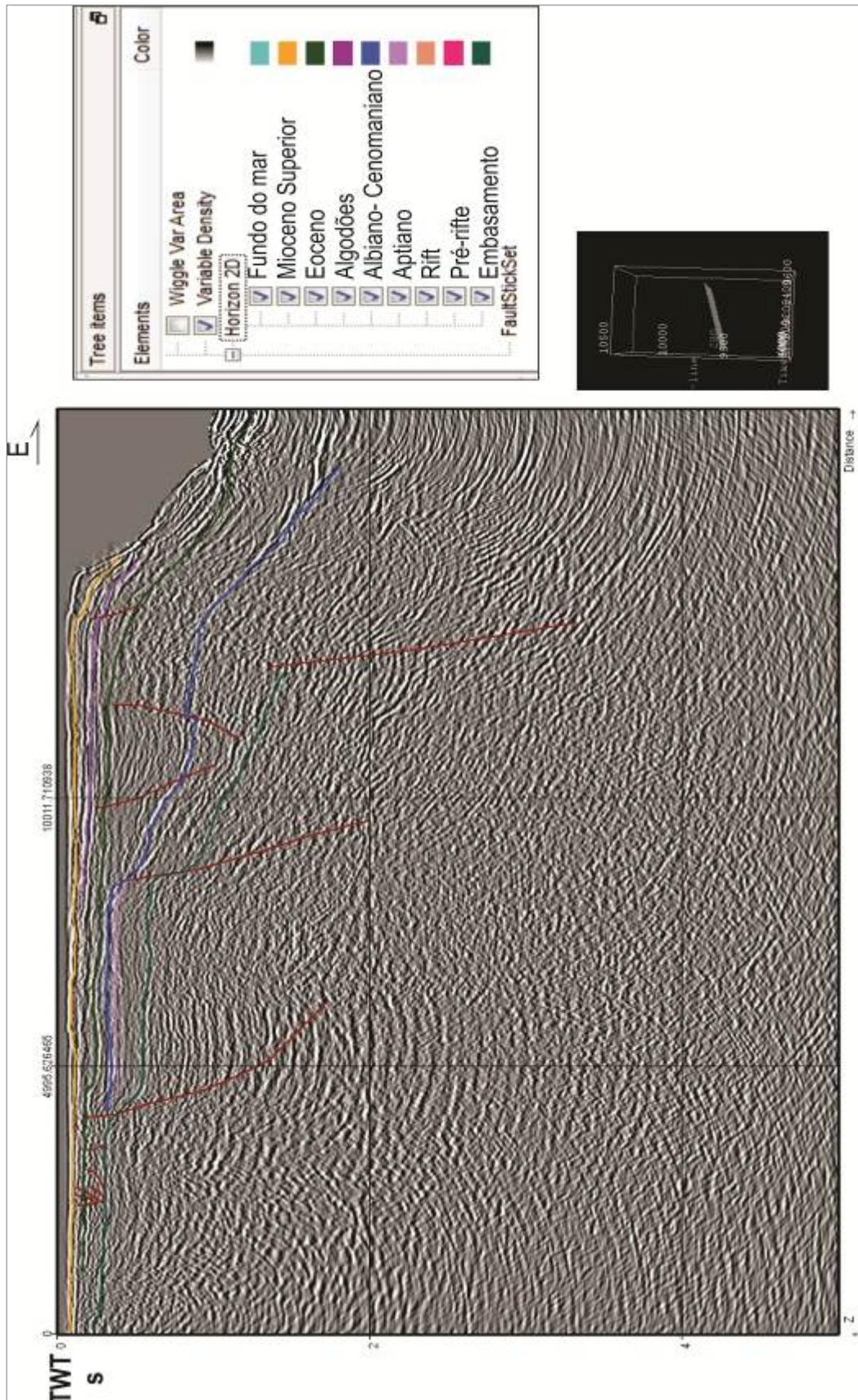


Figura 69 – Seção sísmica *dip* mostrando a falhas normais, e as reativações da falha de borda na seqüência terciária. Observam-se falhamentos na seqüência pós-rifte terciária.

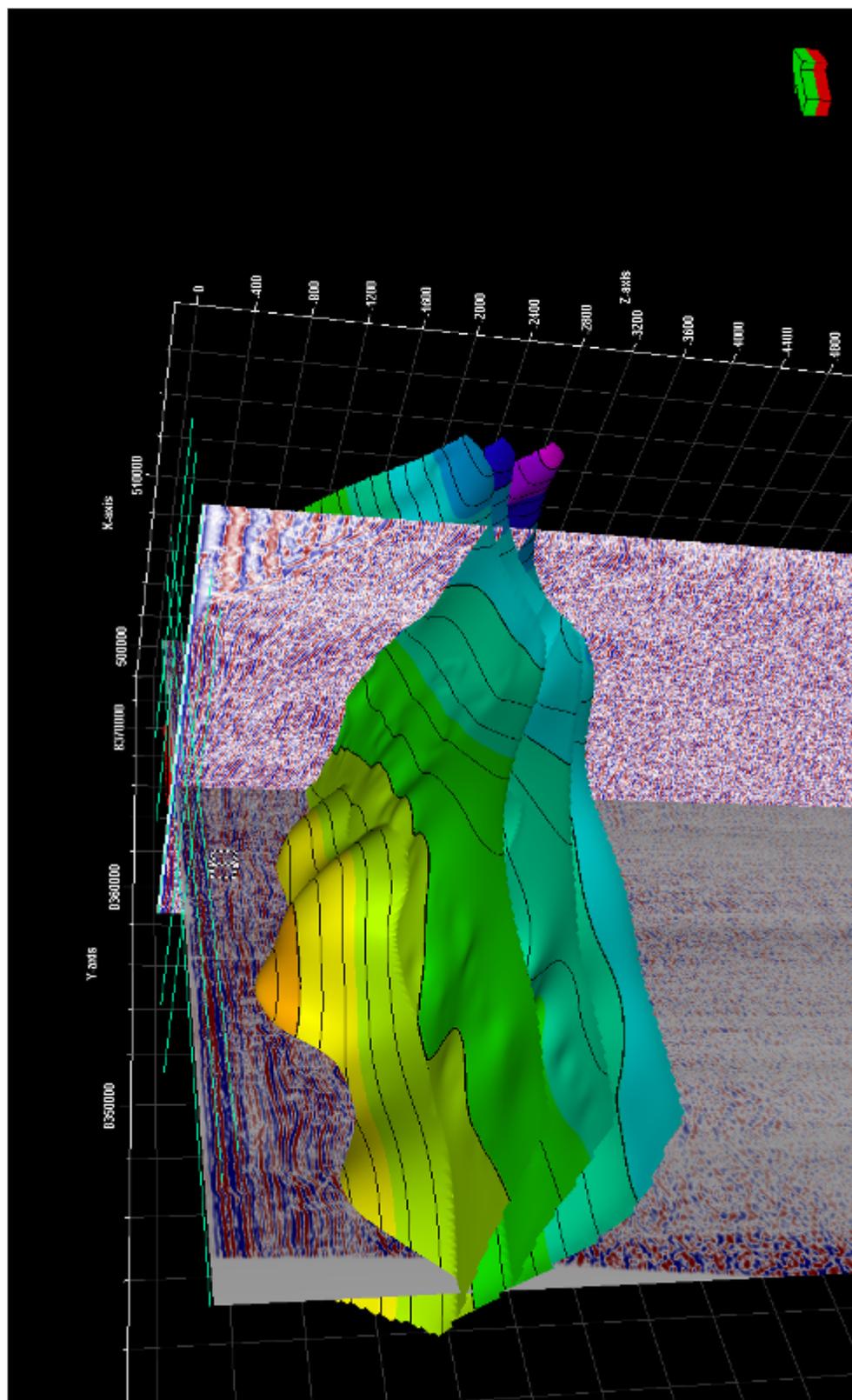


Figura 70 – Mapa de isópacas em tempo da base da seção Pós-rifte correspondente à discordância erosiva Pré-Urucutuca na seção *strike*.

A mudança abrupta de sistemas deposicionais, juntamente com a incipiente tectônica, poderia indicar um estilo estrutural da bacia, o qual sugere condições de margem passiva durante a deposição do pós-rifte (Figura 69 e 71).

Em geral, os principais elementos estruturais da bacia são falhas sintéticas normais formadas durante a fase rifte, *grabens* e *horst* formados pelo falhamento rifte e linhas de charneira associadas às flexuras do embasamento, observadas na linha *strike* (Figura 71). Esses elementos estruturais possivelmente estiveram sujeitos a vários estágios de reativação desde o Neocretáceo.

Observando as sequências mais recentes do Oligoceno-Mioceno, puderam ser identificadas algumas feições de dobras (Figura 70). As evidências de uma tectônica recente na área de estudo podem ser atribuídas a uma reativação de falhas antigas observadas nas linhas sísmicas, onde falhas com cinemática normal, agiram no bloco alto sob os sedimentos terciários, indicando uma atividade mais recente.

Essa fase aparece marcada nas coberturas terciárias, o que confirma a sua idade mais jovem. Corrêa-Gomez et al. (2005) relacionam estes eventos na Bacia de Camamu a uma tectônica transextensiva que marca a passagem do domínio de falhas de bordas gravitacionais para o estágio de sistema de falhas *dip-slip* nas falhas de borda.

A evidência de compressão recente está representada pelas dobras observadas na Formação Urucutuca, em direção NNW-SSE, com eixos em direção ENE, nos sedimentos aflorantes sobre o embasamento. Fato que poderia estar relacionado com a mesma tectônica transpressiva que se observa nas linhas sísmicas, e explicaria os diversos dobramentos nas sequências mais recentes. Na Bacia de Jequitinhonha, falhas NW-SE estão associadas aos movimentos transpressivos, que afetam desde o embasamento até o Terciário Inferior (Paleogeno).

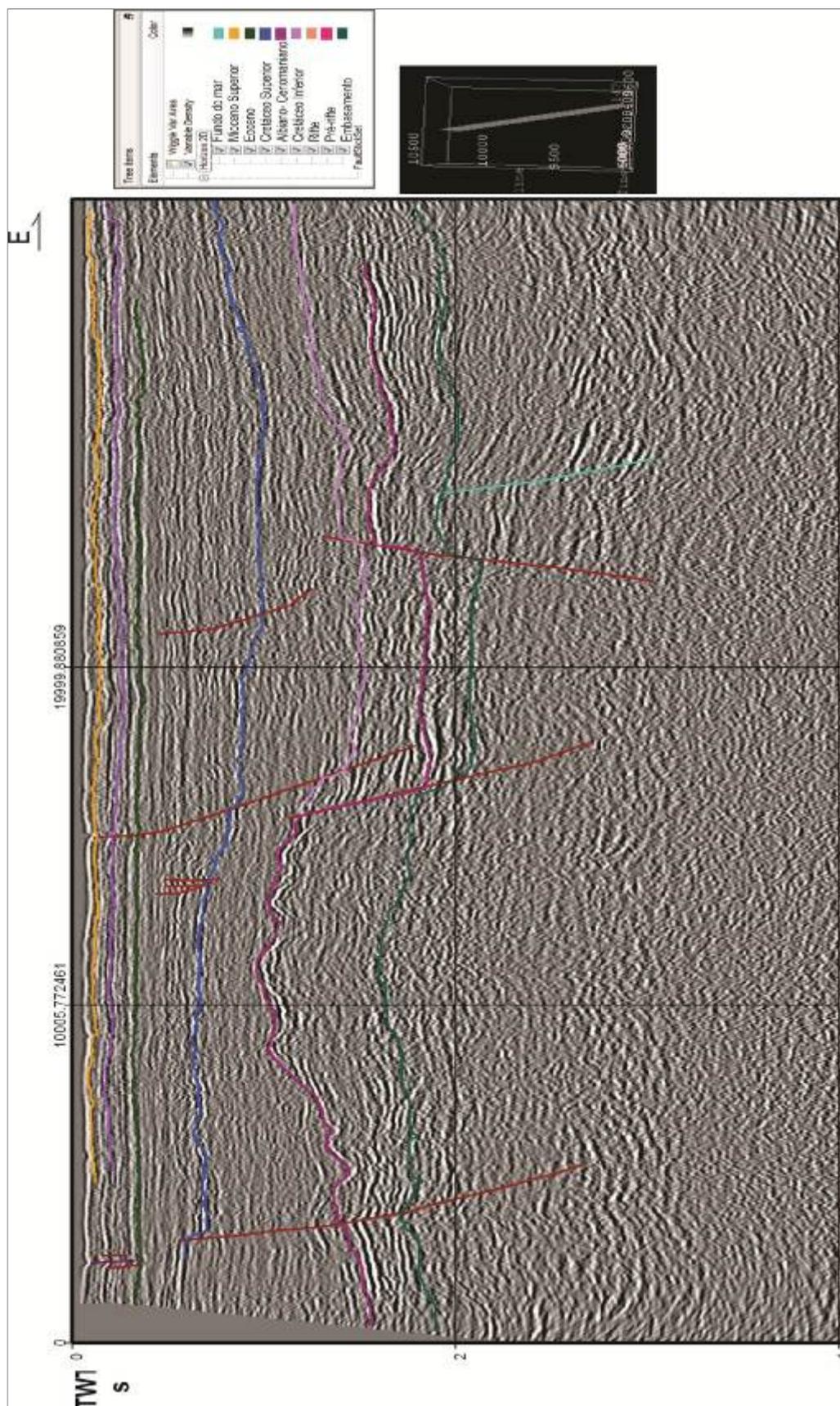


Figura 71 – Linha sísmica *strike* mostrando o contato erosivo da fase rifte e pré-rifte. As falhas do embasamento limitam os *horst* e *grabens*. Assim como as falhas de transferência.

6.2 Análise estrutural

Os dados obtidos a partir dos métodos potenciais publicados em diferentes trabalhos para as bacias de Camamu-Almada e Jequitinhona (gravimétricos e magnetométricos) permitiram integrar a informação num contexto estrutural regional.

A análise do mapa aeromagnetométrico do campo total, permitiu a identificação de lineamentos estruturais principais, com orientação NNE e NE-SW. Estes domínios tectônicos associam-se ao Cinturão Itabuna e ao estilo estrutural da zona de cisalhamento Itabuna-Itajú Colônia, em superfície. Na porção submersa se corroboram as direções das falhas que delimitam o arcabouço estrutural do embasamento (Figura 72). Estes domínios tectônicos exerceram um forte controle estrutural do embasamento na evolução da bacia

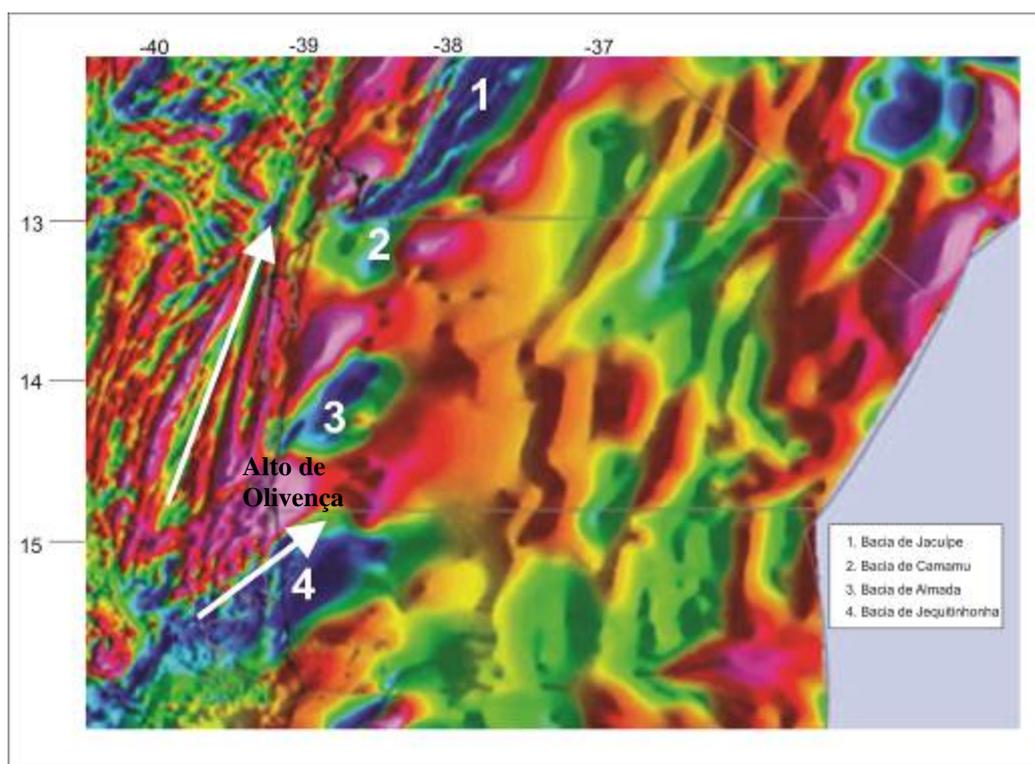


Figura 72 – Mapa aeromagnetométrico total para a região Bahia Sul. Destaca-se as setas brancas os lineamentos (falhas) direção NE-SW.

Fonte: CPRM.

A partir dos dados fornecidos pela ANP do projeto aerogravimétrico EG13-Bahia foi confeccionado o mapa gravimétrico do Bouguer (Figura 73).

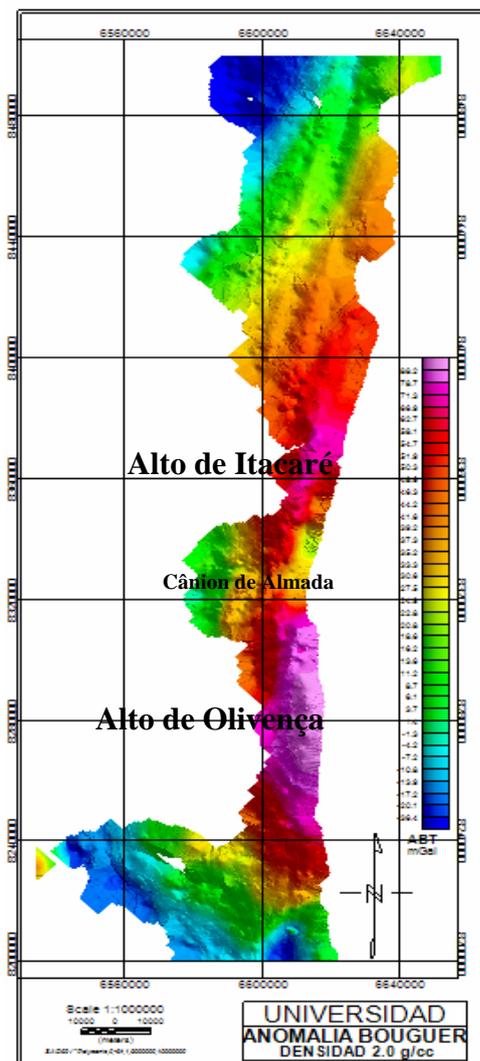


Figura 73 – Mapa Gravimétrico de Anomalia de Bouguer.

O significado das anomalias gravimétricas observadas no mapa de anomalia de Bouguer, positivas e negativas, depende da profundidade da lâmina d'água atual. As áreas com lâminas de água profunda, as áreas azuis, estão correlacionadas com áreas das porções mais profundas, que são geralmente áreas de interesse para a exploração de hidrocarbonetos. Em contraste, uma anomalia positiva sobre a região indica blocos altos do embasamento.

Utilizando-se estes critérios, é possível interpretar a anomalia gravimétrica em termos de elementos tectônicos. Na figura 74 identificaram-se os principais comportamentos tectônicos e estruturas geológicas no nível do embasamento. Na área estudada se definiu claramente o Alto de Olivença, marcado por um alto gravimétrico bem pronunciado. Na parte central do mapa, observa-se um baixo gravimétrico em direção norte e sul, em frente ao Cânion de Almada e na área limítrofe com a Bacia de Camamu.

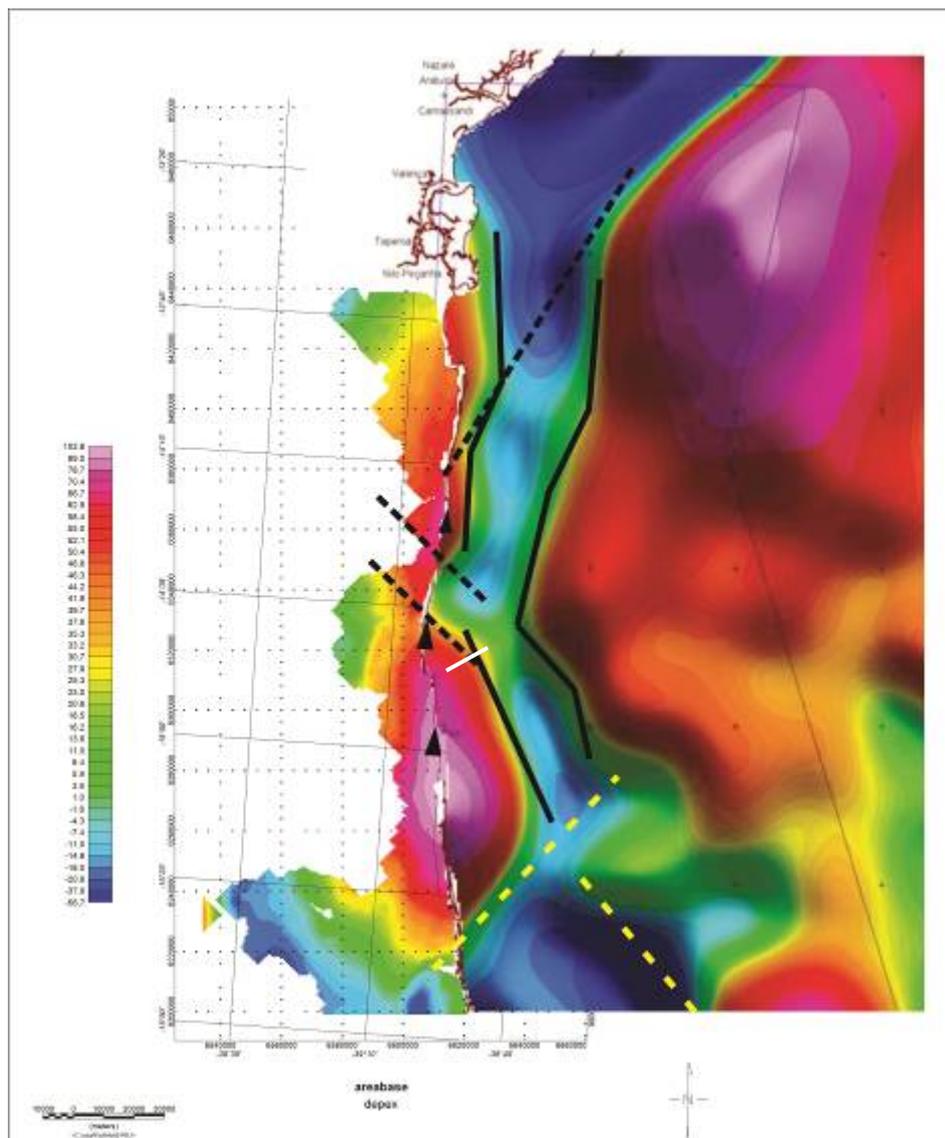


Figura 74 – Integração do Mapa de Anomalia de Bouguer, na porção *offshore* das bacias de Camamu, Almada e Jequitinhonha. Linhas pretas tracejadas = Zona de acomodação Ilhéus (WNW-SE), zona de cisalhamento Itabuna (NE-SW); linhas amarelas tracejadas= lineamentos interpretados na bacia de Jequitinhonha (NE-SW e WNW-SE); Linha preta contínua = lineamentos do embasamento limitando a calha principal do rifte; ▲ posicionamento geográfico das exsudações. Linha branca = posicionamento linha sísmica 276.

As principais feições observadas no mapa gravimétrico de Bouguer, na figura 74, foram interpretadas e correlacionadas com dados publicados na literatura por diversos autores. De acordo com o mapa permite ressaltar alguns lineamentos gravimétricos (linhas tracejadas) e linhas pretas cheias limitando as calhas sedimentares principais das bacias rifte, produto do desenvolvimento da margem pela tectônica extensional durante a separação de Gondwana

A feição, mas marcante na área de interesse corresponde à calha secundária em direção NW com maior profundidade frente ao embasamento (anomalia positiva – Alto de Olivença) poderiam estar controlados por lineamentos, interpretados pelas linhas amarelas tracejadas atribuídas a uma zona de transferência ou acomodação de Ilhéus, que corresponde à zona limite entre as Bacias de Almada e Jequitinhonha, na borda este do Alto de Olivença

Os lineamentos observados para a área limítrofe entre as bacias de Almada e Jequitinhonha, a partir do mapa de anomalia de Bouguer, mostram boa correlação com as estruturas encontradas na literatura. Alguns lineamentos de direção NE-SW, na parte norte que limita a bacia de Almada e Camamu, podem estar relacionados ao mesmo *trend* da zona de cisalhamento “Itabuna-Itajú da Colônia” (CORRÊA-GOMES et al. 1998), devendo, portanto, ser resultantes de uma ou mais reativações das mesmas.

O domínio WNW-ESE é também facilmente reconhecível. Estes domínios, aparentemente, marcam as zonas de alívio de tensão, segundo Cuinhas Filho (2004), que também são descritas como uma zona de transferência ou acomodação de Ilhéus (CHIOSSI, 2009). Essa zona corresponde às feições transversais que subdividem as bacias de Camamu e Almada em quatro compartimentos estruturais, segundo o mapa estrutural da Bacia de Camamu-Almada (Figura 9). Este compartimento também é identificado como lineamentos na Bacia de Jequitinhonha (linha tracejada amarela – Figura 74).

Assim, foi possível compreender a relação entre as falhas NE e NW que limitam o Alto de Olivença com as demais falhas identificadas tanto nas linhas sísmicas como no mapa aeromagnetométrico, pelo fato destas estruturas serem representativas dos processos de rifteamento.

As falhas de transferência em direção WNW-ESE são consideradas como as mais importantes por limitarem o Alto de Camamu, assim como o Alto de Itacaré que limita a bacia de Almada com Camamu, e o mesmo comportamento é observado no sul, pois elas limitam as bacias de Almada e Jequitinhonha. Estas feições (Figura 74) provavelmente exercem um controle no aparecimento dos óleos exsudados em superfície.

7 SISTEMA PETROLÍFERO

A partir das análises geoquímicas dos óleos encontrados na área da região limítrofe entre a bacia de Almada e Jequitinhonha, buscou-se identificar os elementos e processos que constituem o sistema petrolífero responsável pela ocorrência dos mesmos.

Geração

Os intervalos geradores para estes óleos poderiam associar-se para o óleo da Família I com a formação Taipus Mirim e suas fácies marinhas hipersalinas de idade Aptiana, o óleo da família II correspondem às fácies marinhas-carbonáticas, contidas no intervalo de tempo Albiano-Turoniano, possivelmente correspondem com a formação Algodões.

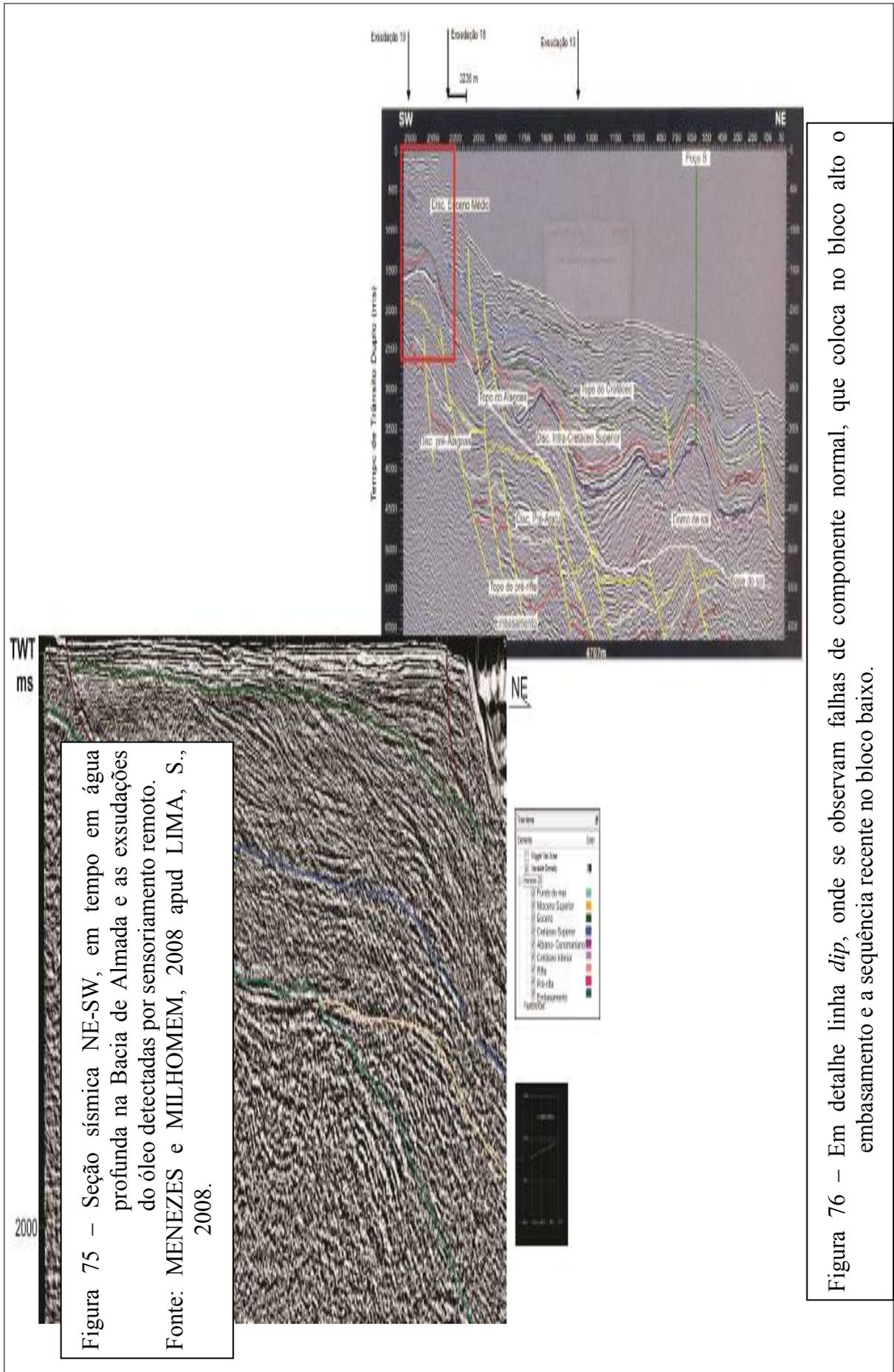
A espessura da rocha geradora está condicionada à continuidade lateral dessas fácies na bacia. Com esse intuito, buscou-se mapear estas sequências nas linhas sísmicas, e devido à baixa qualidade e quantidade de dados, não foi possível mapeá-las com alta confiabilidade nas linhas sísmicas interpretadas. Contudo, estas sequências foram mapeadas por diversos autores (GORDON, 2011; KARAM, 2005; entre outros) em águas profundas. Na figura 75, apresenta-se uma linha sísmica com cobertura em águas profundas, que confirma a existência destas rochas geradoras nas porções mais profundas da bacia.

Migração

A seção sísmica observada na Figura 75 revela a presença das sequências transicionais e a presença de tectonismo e halocinese, em águas profundas, possibilitando a criação de rotas de migração para o óleo. Em detalhe, ressalta-se o mergulho regional para NE, que é controlado pela presença de falhas NE-SW (Figura 76). Tais falhas, provavelmente, estão relacionadas ao rifte e mostram reativações durante um evento tectônico mais recente, uma vez que o pacote sedimentar do Terciário Inferior sofreu deformação.

Também foi observada a presença de falhas de transferência na direção NW-SE que controlam o Alto de Olivença, as quais refletem na presença de falhas com rejeitos verticais. Os lineamentos gravimétricos e as falhas de transferência tendem a demarcar regiões tectonicamente afetadas. Essa configuração deve ter condicionado a migração lateral de hidrocarbonetos, diretamente da geradora (águas profundas) para os altos estruturais, desde que a formação das falhas tenha ocorrido anteriormente ao início de geração do óleo.

Após a expulsão da rocha geradora, o óleo deve ter migrado lateralmente no sentido NW, aproveitando o mergulho das camadas e falhas lítricas, até alcançar uma trapa ou a superfície que permitira uma migração ascendente sob a forma de *seeps* no embasamento (Figura 75).



Trapeamento

Em relação ao trapeamento, o mais provável é que o óleo tenha sido trapeado estratigraficamente nos altos estruturais. Para a melhor visualização foi posicionado, no mapa de Anomalia de Bouguer Filtrado, o poço descobridor e produtor de óleo (I-BAS-037) e os pontos de coleta das exsudações de óleo.

Nota-se que o poço está situado no alto do embasamento, representado por um alto gravimétrico (Figura 77). A Migração do óleo está associada a falhas contíguas a estes *horsts*, que constituem a ligação entre a geradora e o reservatório. Assim, a geometria interna das bacias, obtida no mapa gravimétrico, e a interpretação das linhas sísmicas podem indicar regiões propícias para a acumulação de óleo. Possíveis *plays* siliciclásticos e carbonáticos de idade Aptiana/Albiana poderiam estar relacionados aos altos estruturais, ilustrados na seção sísmica regional da figura 75.

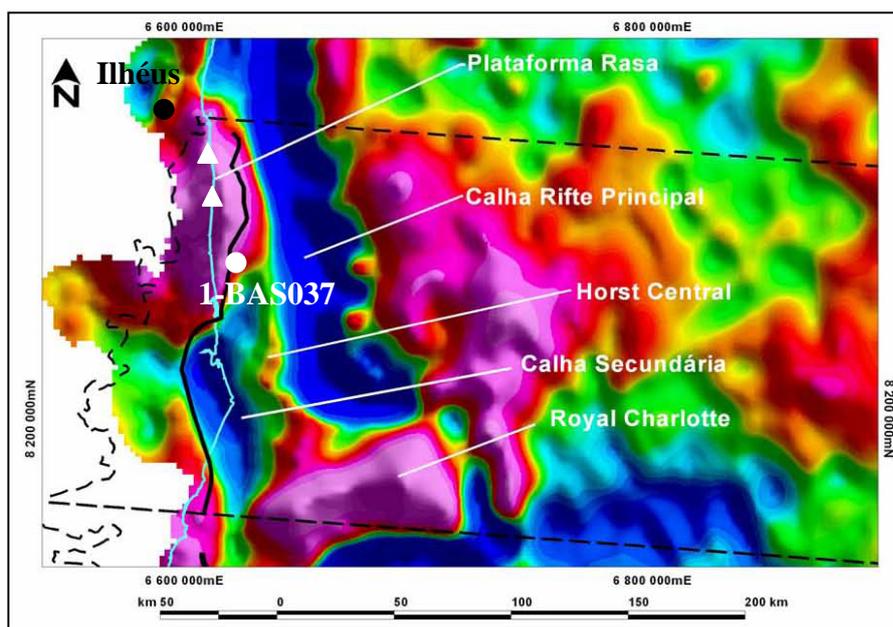


Figura 77 – Mapa de anomalia de Bouguer Filtrado (Banda 5). Bacia de Jequitinhonha e Almada. Referências: o círculo branco simboliza o poço petrolífero. Os triângulos brancos simbolizam o posicionamento geográfico das exsudações.

Fonte: CASTILHO, 2005.

8 CONCLUSÕES E SUGESTÕES

O estudo aqui desenvolvido engloba três principais subáreas da geologia de exploração de hidrocarbonetos (fase de campo, análises geoquímicas e interpretação geofísica).

Estratigrafia da Formação Rio Doce

Na primeira etapa deste trabalho, foram analisados perfis estratigráficos correspondente à Formação Rio Doce. O intervalo estudado a partir das feições sedimentares compreende a porção mais superior da Formação Rio Doce, depositada no Mioceno, idade definida a partir da datação palinológica. As rochas do intervalo estudado consistem um predomínio de depósitos de inframaré/intermaré. A análise faciológica, junto com os dados palinológicos e as análises geoquímicas, permitiram a definição de um ambiente estuarino dominado por maré para a deposição desses sedimentos.

A superfície transgressiva foi definida na base dos folhelhos papiráceos pretos, marinhos marginais (Ponto 6). Os altos teores de carbono orgânico e enxofre total para esta unidade caracterizam o trato de sistema transgressivo, o que contribui para condições adequadas de preservação da matéria orgânica. Os folhelhos associam-se aos pulsos de afogamento provocados pelos períodos de subida do nível do mar. Evoluem para condições marinhas marginais tendo continuidade lateral nos folhelhos cinza (Ponto 05), em direção ao norte da bacia. Os mesmos são marcados por valores de COT de 4% e por uma matéria orgânica composta predominantemente por vegetais terrestres do tipo IV (oxidada). Esses folhelhos são sobreposto por camadas de material síltico depositadas em num subambiente de planície de maré com feições de exposições subaéreas (calcrete).

Os folhelhos carbonosos com teores elevados de carbono orgânico (COT 40%) apresentam um excelente potencial para gerador para gás e condensado. Posicionam-se na parte superior do afloramento Ponto 07, em condições paleoambientais de laguna interna salobra, com predominância de influxo de matéria orgânica terrestre.

Entretanto, todas as amostras analisadas são termicamente imaturas para esta formação, com valores de Tmax inferiores a 440°C, o que nos permite concluir que a formação Rio Doce no apresenta condições de evolução térmica para gerar o óleo observado em superfície.

Caracterização geoquímica do óleo

Os óleos coletados sobre o embasamento foram analisados e agrupados em duas famílias:

As altas proporções de C₂₈ esteranos, a presença do C₃₀ esterano, predominância do terpano tricíclico C₂₃ e proporções elevadas do hopano C₂₉, em relação ao C₃₀ hopanos, observadas nos óleos Família I, e os valores $\delta^{13}\text{C}$ em torno de -27‰, são características comuns encontradas em óleos gerados em ambiente marinho-carbonático do Albiano ao Turoniano. A família II, com valores de $\delta^{13}\text{C}$ de -26,8‰, baixa proporção relativa de terpanos tricíclicos e presença marcante de gamacerano e de β -carotano, sugerem uma rocha geradora depositada num ambiente hipersalino, provavelmente, de uma idade do Aptiano.

Os parâmetros de maturação térmica com base nos C₂₉ $\alpha\alpha\alpha$ S/(S+R) esteranos e do MPI-1, com valores de refletância de vitrinita equivalente entre 0,79 a 0,92% e 0,79 e 1,12%, respectivamente, indicam que o óleo foi expulso da rocha geradora durante o pico de geração de hidrocarbonetos tanto para a família I como para a família II.

Todas as amostras apresentam algum remoção de alcanos lineares e aumento da linha base, o que evidencia a presença de compostos que não foram resolvidos cromatograficamente (UCM). O aumento de terpanos tricíclicos (especialmente C₂₃) e a presença de compostos demetilados (25-norhopano e 25-bisnorhopano) evidenciam um estágio de biodegradação bastante elevada para todos os óleos.

Análises de dados geofísicos

Nota-se que os pontos de coletas de óleo em superfície estão localizados em altos do embasamento, representados por altos gravimétricos. Os lineamentos mapeados através dos dados gravimétricos, de direção NE-SW e WNW-ESE, tendem a marcar regiões tectonicamente afetadas, com direção preferencial NW-SE, que podem estar associadas às falhas de transferência ou à zona de acomodação Ilhéus. Sugere-se que a migração dos hidrocarbonetos foi eventualmente favorecida e está relacionada com essas feições transversais NW-SE, que seria o mecanismo de ligação entre a geradora até a superfície.

O poço 1-BAS-37 (descobridor de campo com óleo em 1979) locado no Alto de Olivença na região do lado sudeste na bacia de Jequitinhonha foi reportado como tendo o intervalo produtor de óleo no embasamento com uma produção acumulada de menos de um milhão de barris de óleo, sendo o embasamento constituído por metapelito, metaquartzito, metacarbonatos, e o selo correspondendo às fácies evaporíticas e folhelhos da Formação Mariricu do Aptiano. Assim, a geometria interna da bacia poderia indicar regiões propícias para a ocorrência de hidrocarbonetos no arcabouço estrutural análogo ao da Bacia de Almada, uma vez que o poço está localizado no alto de embasamento limitado por falhas de transferências. A migração do óleo está possivelmente associada às falhas contíguas a estes *horsts*. Isto implicaria que essas rotas de migração serviram como condutos para a ascensão do óleo até superfície na parte emersa podendo o óleo ter preenchido alguns reservatórios no percurso de migração a partir da geradora, formando assim possíveis acumulações.

A presença de duas famílias distintas de óleos (I e II) diferenciadas a partir das características geoquímicas, mostram dois idades distintas: a primeira família com idade Albiano-Turoniano, que poderia estar associada com a formação Algodões. A segunda família com idade Aptiana sugere fácies evaporíticas típicas da Formação Taipus-Mirim na bacia de Almada ou a formação Muriricu na bacia de Jequitinhonha, permite sugerir novas fronteiras exploratórias, dessa forma cria novas perspectivas de exploração para a Bacia de Almada. O que constitui uma evidência direta da presença de fácies geradoras na fase final do rifte e inicial do pós-rifte sob a região sul da Bacia de Almada, ampliando-se, assim, o modelo clássico de *plays* em reservatórios na sequência pré-rifte, o que poderia representar novos desafios exploratórios

Os folhelhos marinhos restritos na base da sequência transicional poderiam ter como reservatórios as fácies transicionais da formação Algodões, arenitos flúvio-marinhos nos altos estruturais do rifte, além de *horsts*, os quais seriam selados por evaporitos do mesmo ciclo. As fácies evaporíticas que deram lugar aos depósitos carbonáticos, de plataforma rasa, podem gerar possíveis *plays* estratigráficos/estruturais. Estes poderiam estar associados a uma grande variedade de litofácies na fase pós-rifte, possivelmente reservatórios que correspondem às fácies marinho-rasas e carbonatos, assim como fácies turbidíticas marinho-profundas e os canais nas porções mais rasas, com possíveis selos correspondentes às fácies pelíticas de água rasa.

Considerações finais

A presença de exsudações de óleo na praia implicaria no principal risco dos potenciais *plays*, pois envolve a qualidade do reservatório e dos selos efetivos, assim como o tempo de formação da trapa relativo à fase de geração e migração de hidrocarbonetos. Uma das maiores incertezas na definição de um novo sistema petrolífero seriam a extensão e espessura da rocha geradora, uma vez que o potencial gerador não tem sido descrito até agora.

A integração de geologia, geofísica e geoquímica proporcionou uma eficiente metodologia para integrar os principais elementos e processos que permitiram definir o sistema petrolífero responsável pela ocorrência de óleo exsudado em superfície, ou seja, condições para geração de hidrocarbonetos, controles estruturais e a distância de migração, bem como a pobre eficácia do selo.

A possibilidade de novos *plays* exploratórios de caráter estratigráfico na Bacia de Almada aponta para a necessidade de estudos de modelos geológicos que possam indicar áreas com maior probabilidade de ocorrência de trapas estratigráfica ou mistas; mas para isso seria necessário contar com uma base de dados mais extensa e uma cobertura sísmica de melhor qualidade. Uma vez que os únicos três poços perfurados na área de interesse não atingem o embasamento. Adicionalmente, a falta de *checkocks* dificulta a correlação dos mesmos, aspectos que amplificam as incertezas exploratórias. Ressalta-se a importância de uma interpretação de linhas sísmicas pode fornecer a locação da cozinha de óleo para se definir sua espessura que permita o mapeamento dos elementos do sistema petrolífero ativo na bacia.

Pelas evidências discutidas neste trabalho, pode-se dizer que na Bacia de Almada existe um alto potencial ainda inexplorado para as primeiras incursões marinhas na fase final do rifte e na fase transicional do pós-rifte, pelo que se recomenda ainda uma avaliação geoquímica das rochas que constituem as unidades aqui mencionadas como geradoras, de forma a confirmar o relacionamento do óleo encontrado na superfície, bem como a utilização de atributos sísmicos que permitam corroborar a migração de óleo, sendo estas formas de confirmar o sistema petrolífero ativo na bacia.