

CONTROLE ESTRUTURAL DO NEÓGENO E QUATERNÁRIO NAS BACIAS DE CAMPOS E DO ESPÍRITO SANTO

Maria Gabriela Castillo VINCENTELLI¹, Mirna NEVES², Norberto MORALES³

- (1) Pesquisadora da Fundunesp, Laboratório de Integração de Dados Sísmicos e Geológicos, Instituto de Geociências e Ciências Exatas, UNESP. Avenida 24-A, 1515 – Bela Vista. CEP 13506-970. Rio Claro, SP. Endereço eletrônico: g_vicentelli@yahoo.es
(2) Professora, Departamento de Geologia, Universidade Federal do Espírito Santo, Alto Universitário s/n., Alegre, ES. CEP 29500-000. Endereço eletrônico: mirnaan@gmail.com
(3) Professor, Instituto de Geociências e Ciências Exatas, UNESP, Avenida 24-A, 1515 – Bela Vista, CEP 13506-970. Rio Claro, SP. Endereço eletrônico: nmorales@rc.unesp.br

Introdução
Contexto geológico
Material e método
 Uso de dados sísmicos e de poços
 Uso de métodos
Resultados
 Caracterização do sistema de falhas principais das Bacias de Campos e dos Espírito Santo
 Mapa de falhas principais neogênicas e quaternárias das Bacias de Campos e do Espírito Santo
 Classificação geológica das falhas mapeadas
 Tipo A: Falhas com Projeção Lateral no Embasamento Aflorante
 Tipo B: Falhas Neotectônicas Reativadas de Estruturas Preexistentes
 Tipo C: Falhas Neotectônicas: gravitacionais
Análise dos resultados
Conclusões
Referências

RESUMO - A principal produção de hidrocarbonetos nas bacias de Campos e do Espírito Santo é associada a reservatórios turbidíticos do Cenozoico, sendo na sua maioria de idade oligo-miocênica. Interpretações sísmicas realizadas, apontam a presença de armadilhas mistas (estruturais–estratigráficas), cujo componente estrutural seria de idade neógena a quaternária. O objetivo deste trabalho consiste na identificação, caracterização e interpretação das estruturas tectônicas do Neógeno e Quaternário presentes na porção *offshore* destas bacias, utilizando interpretação sísmica integrada com métodos potenciais. O intuito é caracterizar a importância da deformação tectônica, deste período, nos processos que confinam a jazida, e definir possíveis províncias que poderiam conter *plays* exploratórios específicos. As análises foram realizadas com base na interpretação de dados geofísicos (sísmicos, de poços e métodos potenciais) controlados pelo refletor do Mioceno Médio e a deformação associada a este. Como resultado, sete províncias de hidrocarboneto foram identificadas limitadas, principalmente, por sistemas de falhas com projeção lateral no embasamento aflorante e por falhas neotectônicas reativadas de estruturas geológicas pré-existentes.

Palavras-chave: Neotectônica, províncias petrolíferas, reativação tectônica, sísmica, deformação Oligoceno-Mioceno.

ABSTRACT - The main oil production from Campos and Espírito Santo Basins is associated with Cenozoic turbidite reservoirs, most of them related to Oligo-Miocene age. The developed seismic interpretations show mix structures (structural-stratigraphic) with the main structural component at Neogene and Quaternary. The objective of this work is the main tectonic structures identification, characterization and interpretation, formed along the Neogene and Quaternary at the offshore region in these basins, using seismic interpretation integrated with potential method. The idea is to characterize the importance of the tectonic deformation, during this period, on the processes that define the reservoir, as well as the possible provinces definition that would contain specific exploratory plays. The analyses were done based on the geophysics data interpretation (seismic, wells and potential method) controlled by the Middle Miocene reflector and its deformation. As result, seven hydrocarbon's provinces were identified, all of them limited mainly by fault systems with lateral projection of the outcropped basement and by neotectonics faults reactivated by ancient geological structures.

Keywords: Neotectonics, petroliferous provinces, tectonic reactivation, seismic, Oligocene-Miocene deformation.

INTRODUÇÃO

As Bacias de Campos e do Espírito Santo são conhecidas pelo seu alto potencial petrolífero, tendo sido responsáveis por aproximadamente 85% da produção total de hidrocarboneto do Brasil ao longo dos últimos 40 anos. Esta produção encontra-se associada principalmente a turbiditos, que constituem o *play* exploratório tradicional nestas bacias e, em

menor escala, a carbonatos do Aptiano e Albiano da Bacia de Campos.

Quando analisadas as cartas estratigráficas de ambas as bacias, é possível ler que os estratos do Neógeno e Quaternário são encaixados na fase de Margem Passiva (Winter et al., 2007), o que não quer dizer ausência de deformação tectônica. Embora existam muitas

discussões acerca dos eventos neotectônicos ao longo da margem passiva brasileira, aqui são considerados aqueles ocorridos a partir do Mioceno conforme descrito por Hasui (1990), sendo consenso que há deformação tectônica a partir do Neógeno na área continental. Caso a deformação afete a área emersa, espera-se observá-la também nas bacias costeiras adjacentes.

A classificação da evolução tectonoestrutural de uma bacia, na opinião de Martins-Neto et al. (2001), $\beta = t_0 / t_1$ pelo termos práticos com base em dois critérios, um geográfico e o outro geodinâmico. O critério geodinâmico pode ser aplicado à caracterização da evolução das bacias de Campos e do Espírito Santo, tal como definido por Allen e Allen (1990) em bacias formadas por estiramento ou afinamento litosférico, onde o estiramento é causado por subsidência termal. Desta forma, eles definem a suíte tipo rifte-drifte, onde a margem passiva corresponde à fase em que o fator de estiramento definido por McKenzie (1978) ou fator β (Equação 1) é superior a 4, sendo:

$$\beta = t_0 / t_1 \quad (\text{Equação 1})$$

onde:

t_0 = espessura inicial da crosta

t_1 = espessura final da crosta

CONTEXTO GEOLÓGICO

A área de estudo encontra-se localizada na região *offshore* da margem continental brasileira (Figura 1), compreendendo as bacias de Campos e do Espírito Santo. A Bacia de Campos é delimitada, ao Sul, pelo Alto de Cabo Frio, que a separa da Bacia de Santos. Ao norte, o limite acontece com a Bacia do Espírito Santo, também objeto deste estudo, a qual pertence ao mesmo sistema geológico da Bacia de Mucuri (o limite entre ambas bacias corresponde à projeção da linha de divisa entre os estados do Espírito Santo e da Bahia). O limite geológico entre a Bacia de Mucuri e Cumuruxatiba, ao Norte, é conhecido como Complexo Vulcânico de Abrolhos.

Assim, uma análise de deformação nas camadas estratigráficas superiores da bacia é justificada, pois a deformação tectônica continuou mesmo após ter atingido a fase de margem passiva, podendo ter definido províncias produtoras de hidrocarbonetos. A questão a ser respondida é: a deformação tectônica a partir do Neógeno seria determinante na definição de províncias de produção nas bacias aqui estudadas?

Nesta ordem de ideias, o presente artigo tem como objetivo definir as características e a geometria de diferentes sistemas de falhas nas bacias de Campos e do Espírito Santo, especialmente aquelas ativas entre o Neógeno e o Quaternário, as quais de alguma forma se encontram vinculadas à presença de campos de hidrocarbonetos.

Os resultados obtidos constituem uma ferramenta importante na caracterização da evolução tectônica destas bacias, permitindo diferenciar as configurações tectônicas relativas à halocinese daquelas causadas pela movimentação intraplaca mais recente (de origem endógena). Adicionalmente, este tipo de análise pode contribuir na determinação de áreas de risco ambiental, pois acidentes de vazamento de óleo como o acontecido no Campo de Frade em 2011 (Ecoglus, 2012), podem ser evitados.

As bacias de Campos e do Espírito Santo têm sua origem vinculada com a separação das placas tectônicas Sul-Americana e Africana, apresentando uma evolução tectonoestratigráfica comum a ambas as bacias (Mello e Katz, 2000). Classificadas como bacias típicas de margem divergente, a presença das mesmas é a consequência de três episódios consecutivos de rifteamento definidos por Karner et al. (1997), tendo sido calculado que o processo de separação teve início há cerca de 140 M.a. (andar Berriasiano), correspondendo cronologicamente à formação do Oceano Atlântico Sul.

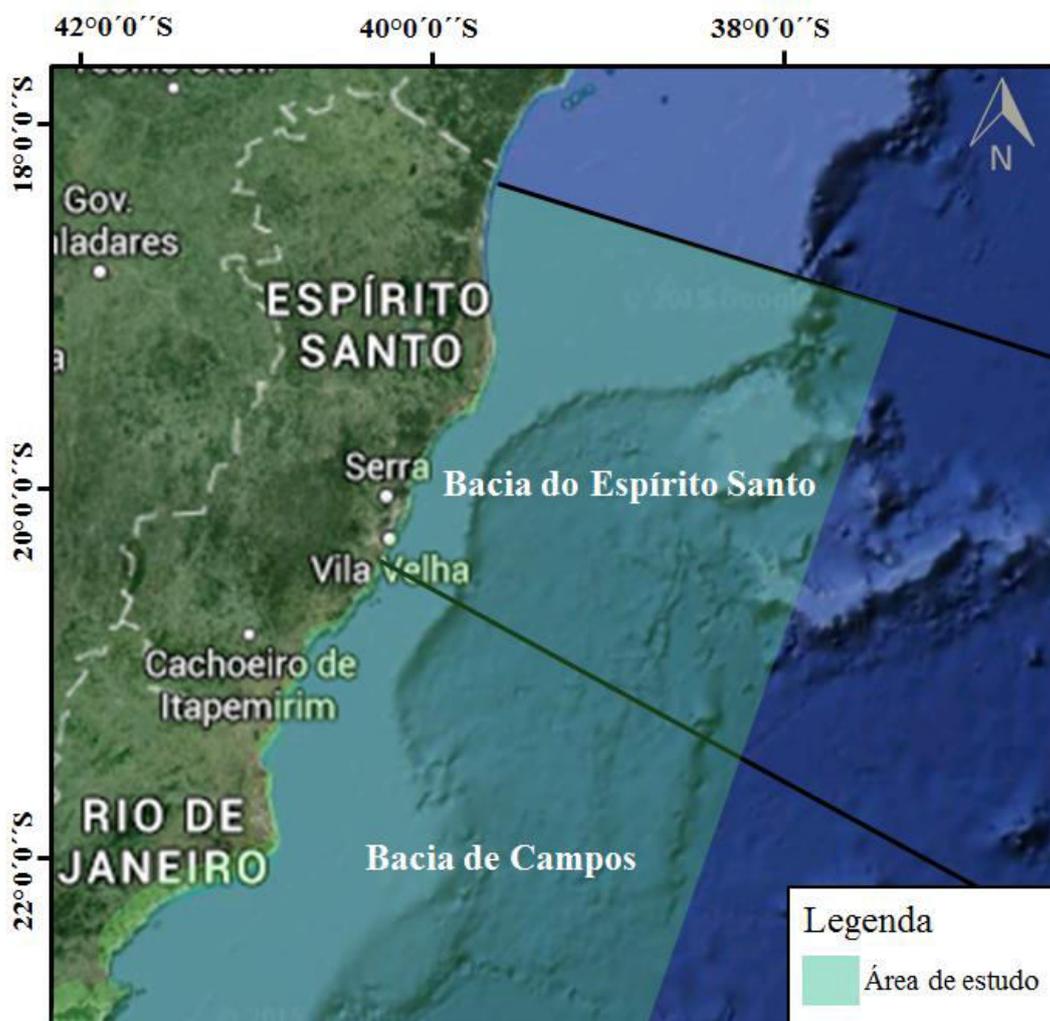


Figura 1. Localização da área estudada nas bacias de Campos e Espírito Santo.

Como mencionado anteriormente, o processo de formação e evolução destas bacias corresponde à suíte rifte-drifte, conforme definido por Allen e Allen (1990), e apresenta um embasamento composto por gnaiesses, granulitos, migmatitos e granitoides da Faixa Araçuaí na Bacia do Espírito Santo (ES) e Faixa Ribeira na Bacia de Campos (Tupinambá et al., 2000). Sobre este embasamento proterozoico, encontra-se toda a sequência sedimentar de forma discordante, iniciando-se, na maior parte da região, com a presença de basaltos da Formação Cabiúnas. A evolução da sequência sedimentar é similar em toda a área, iniciando com ambientes continentais (aluvial – fluvio-lacustres) entre o Berriasiano (140 M.a) e o Aptiano (120 M.a), evoluindo para ambientes marinhos de raso a profundo (120 M.a. a 45 M.a) e retornando a sedimentação típica de ambientes marinhos rasos até continentais entre o Eoceno Médio (45 M.a) e o Holoceno.

Tem sido interpretado que ambas as bacias apresentam deformação de caráter rúptil e/ou dúctil acontecida entre o Neógeno e o Quaternário (Mioceno Médio ao Holoceno). Neste sentido, Milani et al. (2000) definem, ao longo do Cenozoico especificamente na Bacia do Espírito Santo, o levantamento do arco vulcânico de Abrolhos (60-40 M.a) que reestrutura a bacia intercalando corpos ígneos com sedimentos carbonáticos da Formação Caravelas e folhelhos da Formação Urucutuca, definindo uma faixa de estruturas compressionais junto ao complexo de Abrolhos.

Com relação à deformação mais jovem, Hasui (1990) caracteriza a deformação neotectônica no Brasil como decorrente da migração da Placa Sul-Americana para Oeste e consequente abertura do Atlântico Sul ao longo do Mioceno Médio. A proposta de Hasui (1990), afirma que os processos geológicos ocorridos desde o Paleozoico até o Quaternário são controlados por linhas de sutura pré-cambrianas, apoiado no princípio de que é mais

fácil reativar uma linha de fraqueza preexistente do que criar uma nova. Isto realça a importância da análise das grandes feições geológicas, principalmente as grandes zonas de falhas e/ou zonas de cisalhamento da região *onshore*.

Segundo Dias et al. (1987), os eventos tectônicos observados nas áreas emersas e submersas das bacias costeiras não são sincrônicos, sugerindo uma evolução controlada por reativações de estruturas pré-mesozóicas.

Na Bacia do Espírito Santo, alguns estudos contendo métodos de datação radiométrica (Ar-Ar) indicam soerguimento recente (61-42 M.a), vinculado à formação da intrusão dos basaltos de Abrolhos (Szatmari et al., 2000). O levantamento de Abrolhos é considerado, na análise da evolução da Bacia do Espírito Santo apresentada por Vincentelli et al. (2007), como

do Cretáceo Superior a Mioceno Médio, com maior deformação observada entre o Oligoceno e o Mioceno Médio. Neste sentido, Mohriak (2005), com base na observação de dados sísmicos, interpreta feições compressivas e discordâncias angulares do Neógeno relacionadas ao soerguimento na Ilha de Santa Bárbara (pertencente ao arquipélago de Abrolhos), feições estas que poderiam representar os eventos neotectônicos desta bacia na região *offshore*.

No contexto da Bacia de Campos, quando observadas as armadilhas responsáveis pelas acumulações de hidrocarbonetos nos Campos de Frade e Roncador, percebe-se um domínio de falhas pós-deposicionais de idade recente (6 a 10,5 Ma; Vincentelli, 2013). Muitas destas falhas se estendem desde o embasamento da bacia até o fundo marinho, representando áreas de instabilidade geológica (Ecologus, 2012).

MATERIAL E MÉTODO

O banco de dados utilizado neste trabalho consiste em um conjunto de informações geofísicas (dados sísmicos 2D: 12630 km e 3D: 550 km², mapas de métodos potenciais – gravimétricos e magnetométricos e informação de poços) distribuídos ao longo da Bacia de Campos e do Espírito Santo. Estes dados foram disponibilizados para a UNESP, pela Agência Nacional do Petróleo, para pesquisa em Universidades públicas com fins acadêmicos.

O método aqui aplicado baseia-se na interpretação sísmica tradicional da sequência sedimentar desde o Oligoceno-Mioceno até o Recente, sendo analisado seu vínculo genético com estruturas mais antigas, tentando verificar a influência de reativações tectônicas no processo de deformações neotectônicas das bacias estudadas. Realizou-se também análise qualitativa dos mapas gravimétricos (Anomalia Bouguer) e magnéticos (Campo Total), sobre os quais feições presentes no embasamento foram identificadas e sua reativação foi verificada na interpretação da seção sísmica. A correlação dessas feições com outras identificadas na

região *onshore*, como os lineamentos de Colatina (Chang et al., 1992; Novais et al., 2004) e Alegre (Calegari et al., 2014) deram suporte para a análise da deformação associada com as principais estruturas que afetam as bacias.

Uso de dados sísmicos e de poços

Os dados sísmicos 2D e 3D (Figura 2), em arquivos “sgy”, foram carregados e interpretados no LISG (Laboratório de Integração de dados Sísmicos e Geológicos da UNESP). O objetivo principal foi a interpretação do horizonte Mioceno Médio (tradicionalmente não bem amostrado em termos biestratigráficos na informação de poços das bacias de Campos e do Espírito Santo *Offshore*). Para o processo de calibração, unicamente seis (6) dos 98 poços continham dados de datação do Mioceno Médio, enquanto o horizonte inferior a este, utilizado como referência para o Oligoceno-Mioceno encontrava-se bem datado na maioria dos poços (Figura 3).

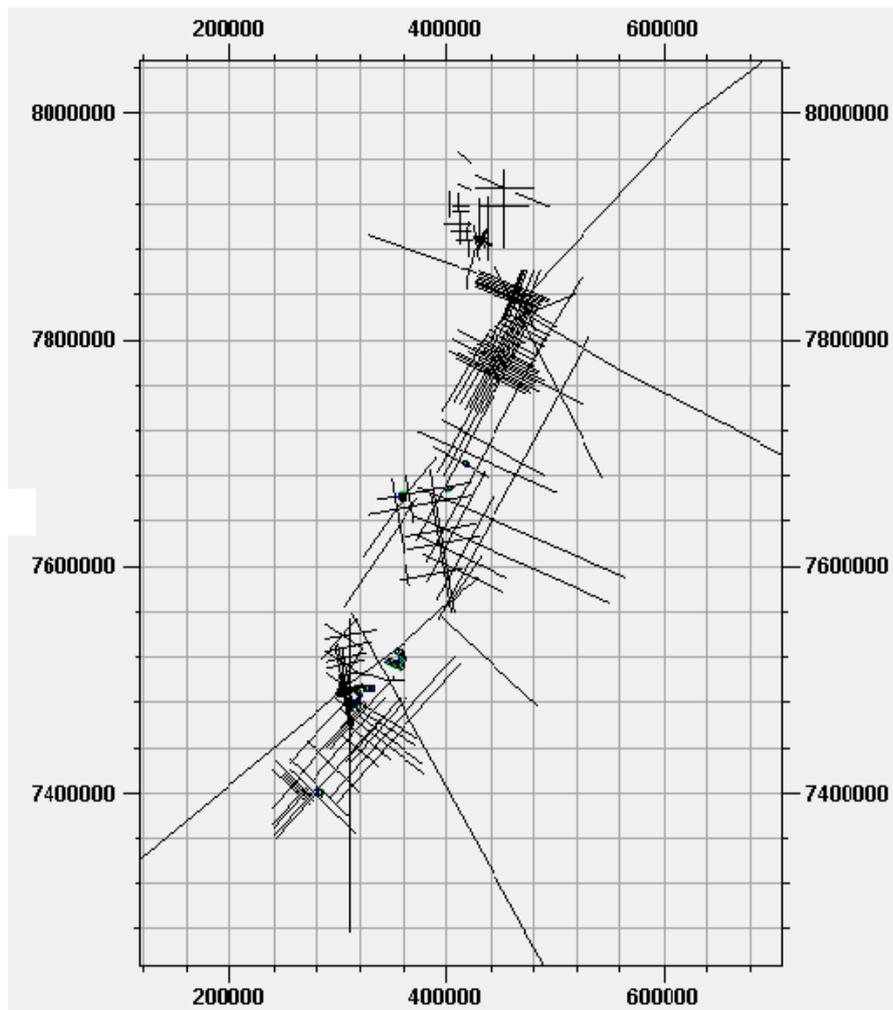


Figura 2. Distribuição do banco de dados sísmicos e de poços ao longo das bacias de Campos e do Espírito Santo.

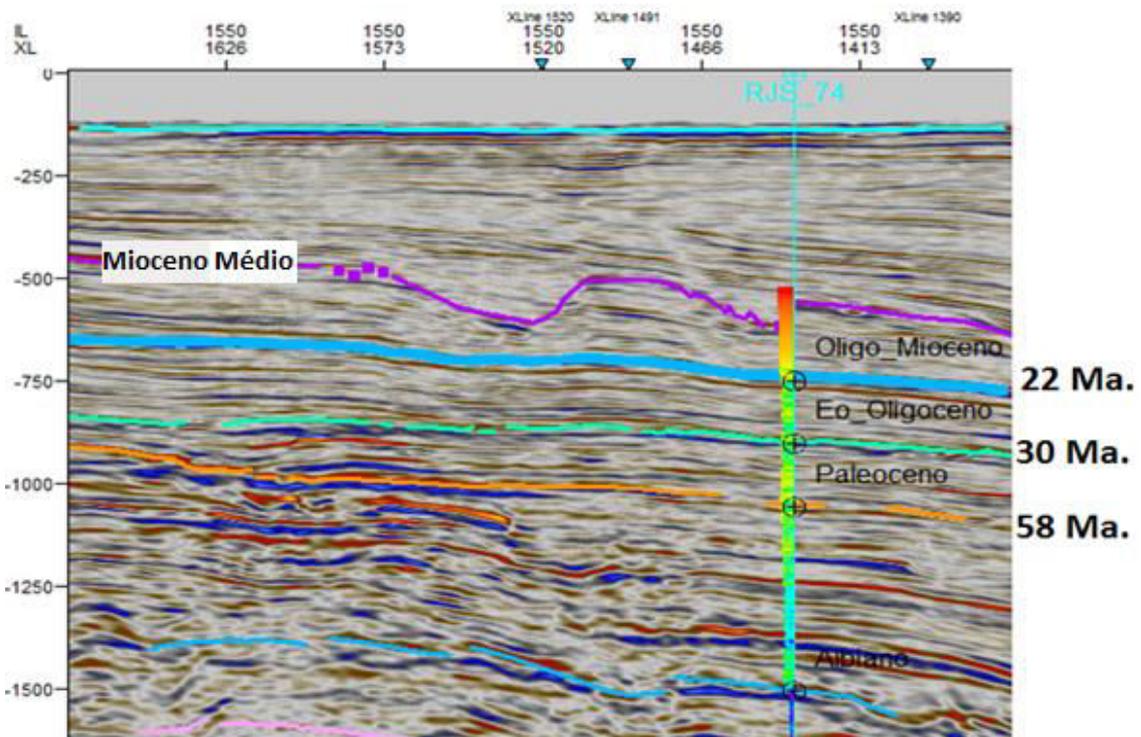


Figura 3. Calibração da linha sísmica utilizando dados do poço RJS_74, mostrando uma boa amarração para o horizonte do Oligo-Mioceno, base da análise estrutural desta pesquisa.

Utilizando as interpretações aqui realizadas, principalmente as do Fundo Marinho, Mioceno Médio e Oligo-Mioceno, junto à informação de falhas interpretadas, foi elaborado o mapa estrutural para cada um destes níveis estratigráficos.

Uma observação importante é que os dados sísmicos utilizados correspondem à sísmica de reflexão característicos da prospecção de hidrocarbonetos. Em termos gerais, na área da geologia do petróleo, estas linhas sísmicas não são processadas para apresentar boa resolução nas camadas sedimentares superiores (Mioceno Médio ao Holoceno), foco deste estudo. Isto acontece pelos diversos filtros aplicados no processamento sísmico, nos quais feições estruturais em escala de dezenas de metros, em níveis estratigráficos não prioritários, podem se perder ao longo do processamento. No entanto, foram verificadas, nas regiões Norte da Bacia de Campos e Sul da Bacia do Espírito Santo, feições da ordem de centenas de metros visíveis nos dados sísmicos 2D e 3D que podem

caracterizar estruturas deformacionais do Neógeno e Quaternário, sendo que toda esta informação foi controlada com dados de poços.

Outra técnica utilizada para determinar se a feição estrutural (falha) atinge níveis mais novos que o Mioceno Médio, foi a aplicação de filtros de atributos sísmicos nas linhas 2D. Neste método, aplica-se um atributo denominado envelope (amplitude instantânea) seguido de uma rotação da fase sísmica em -90 graus (*phase shift*), o que permite observar continuidade dos falhamentos não perceptíveis na linha sísmica original (Figura 4). Um filtro análogo que poderia ser aplicado é o tradicional variância ou coerência, que se baseia na descontinuidade lateral da amplitude permitindo a melhor visualização das falhas. Deve-se mencionar que este filtro foi aplicado nas linhas analisadas, mas o resultado dependeu da qualidade do dado sísmico original, funcionando para algumas linhas e para outras não, motivo pelo qual foi aplicado em todas as linhas o “envelope + *phase shift*”.

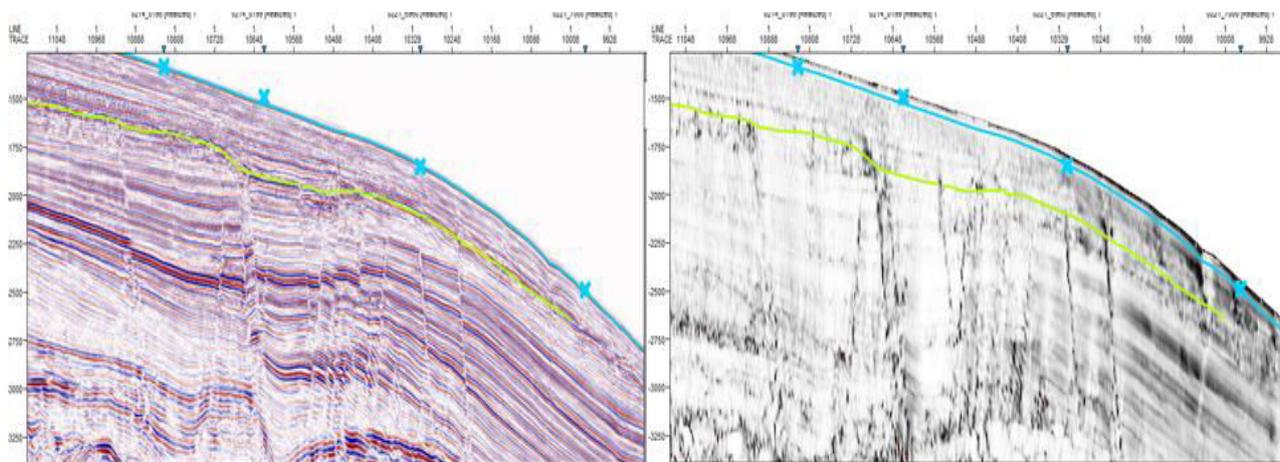


Figura 4. Interpretação de falhas nos níveis estratigráficos superiores da bacia; como referência, o horizonte na cor verde representa o Mioceno Médio. Observe, em tons de cinza, o atributo sísmico que ressalta a feição estrutural, a qual algumas vezes atinge o leito marinho, embora na linha sísmica esta feição não esteja clara.

Uso de métodos potenciais

Os mapas gravimétrico e magnetométrico foram elaborados utilizando dados de anomalia Bouguer (mGal) e dados magnéticos de Campo Total (nano Tesla - nT). Estes dados foram interpolados pelo método de mínima curvatura.

Utilizando-se os mapas gerados, foram reconhecidas feições estruturais como falhas presentes no embasamento submerso, as quais constituem um guia na interpretação de possíveis reativações no Neógeno e Quaternário.

RESULTADOS

Caracterização do sistema de falhas principais das Bacias de Campos e do Espírito Santo

As linhas sísmicas das bacias de Campos e do Espírito Santo revelam a presença de quatro tipos principais de sistemas de falhas em função da sua gênese (Figura 5). Estes sistemas de falhas foram separados e descritos em quatro grupos:

Grupo 1: é referente às falhas que deformam a sequência Cenozoica tendo sido caracterizadas

na sua maioria como falhas principalmente gravitacionais, ou seja, são falhas ocasionadas por um nível basal móvel, como é o caso do nível evaporítico (sal) presente nas duas bacias. Deve-se mencionar que algumas destas falhas são favorecidas pela reativação de falhas próprias do sistema halocinético (associadas com a camada de sal e posterior geração de falhas antitéticas com a mesma origem).

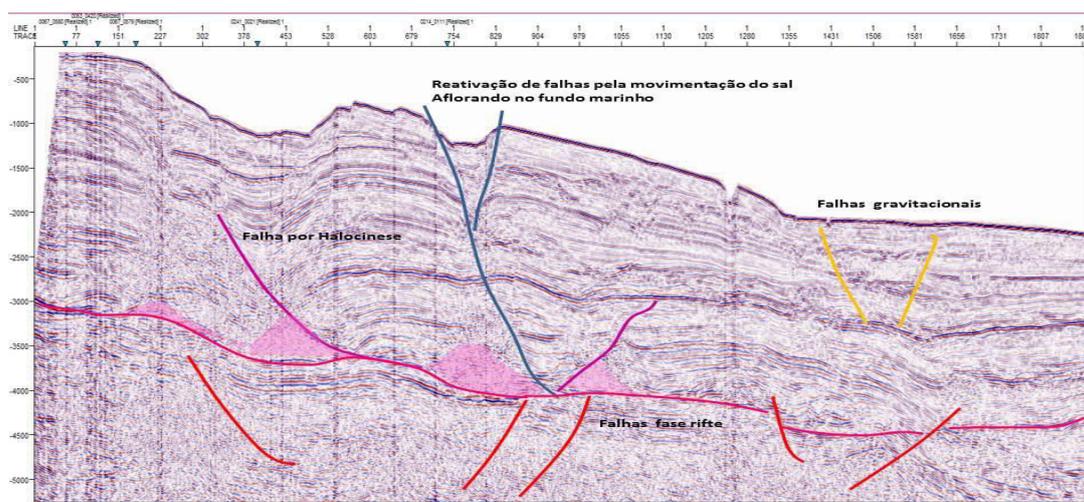


Figura 5. Sistemas de falhas observados nas bacias de Campos e do Espírito Santo, definindo quais delas apresentam contribuição para a deformação do Neógeno-Quaternário (reativação de falhas do sistema rifte ou do sistema halocinético por movimentação da placa Sul-Americana) e outros sistemas observados (falhamento por acomodação gravitacional e falhas do sistema puramente halocinético).

Grupo 2: definidas como falhas do sistema halocinético do tipo lístricas não consideradas como feições delimitadoras de províncias produtoras, embora em certas ocasiões elas deformem sedimentos do Mioceno Médio, e confinem grandes volumes de hidrocarboneto como no campo de Mexilhão, na Bacia de Santos.

Grupo 3: falhas reativadas do sistema halocinético, provavelmente ocasionadas por movimentação intraplaca, fato pelo qual foram consideradas como falhas neotectônicas sempre que deformem a sequência sedimentar mais jovem do que o Mioceno Médio. Este poderia ser o caso dos campos de Frade e Roncador, nos quais importantes rejeitos de falha de mais de 100 metros foram verificados, representando um valor de rejeito suficiente para definir grandes armadilhas estruturais de hidrocarboneto. No entanto, sendo este um

mecanismo que afeta as camadas estratigráficas mais rasas da bacia, o selo destas estruturas é altamente vulnerável, recomendando-se estudos de sensibilidade ambiental para a exploração e produção destes níveis.

Grupo 4: reativações de falhas do sistema rifte (do Aptiano ou mais antigo), deformando a sequência do Mioceno Médio até o Holoceno. Enquadra-se neste grupo o sistema de falhas responsáveis pela acumulação de hidrocarboneto no Campo de Marlim, onde a reativação do sistema rifte deforma inclusive os refletores do Mioceno Médio (Figura 6). Este tipo de armadilha já tinha sido descrita por Carminatti (1987), definindo-a como um *play* exploratório quando afirma que este tipo de estrutura evidencia a presença de grandes armadilhas de hidrocarboneto (turbiditos) pertencentes a um sistema petrolífero controlado por feições magmáticas (83 ± 3 Ma)

cujos rumos principais são associados a reativações de falhas de transferência da fase rifte da bacia. Este sistema de falhas condicionou inclusive áreas preferenciais de captação de turbiditos e vias de migração de

hidrocarboneto como apresentado no mapa de atributos sísmicos elaborado em 2005 por Oliveira et. al (detalhe no lado direito da Figura 6).

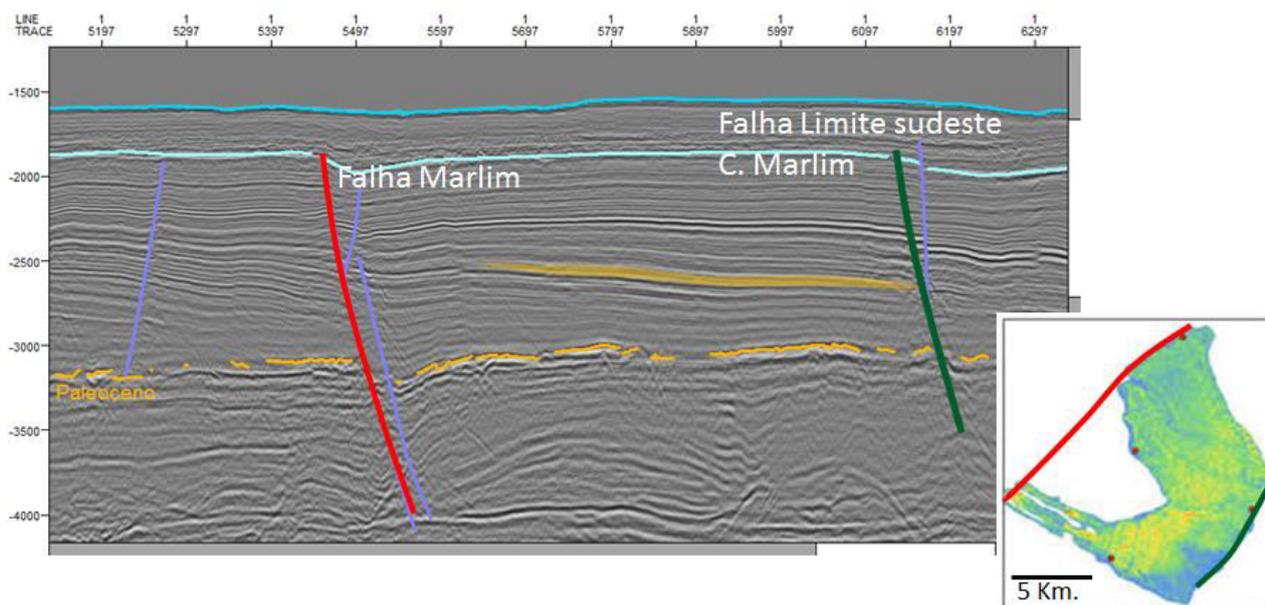


Figura 6. Sistemas de falhas reativadas do sistema rifte, controlando a distribuição dos sedimentos do Campo de Marlim e deformando seqüências sedimentares do Mioceno Médio, o que caracteriza a feição como um elemento geológico que controla grandes acumulações e possível feição que controla a presença de um tipo de província de hidrocarboneto na bacia de Campos. A direita, um mapa de atributo sísmico confirmando a presença regional destes dois sistemas principais de falha, um condicionando o limite Leste do Campo e outro o limite noroeste (falha em vermelho na linha sísmica).

Mapa de falhas principais neogênicas e quaternárias das Bacias de Campos e do Espírito Santo

Foram identificadas 18 falhas distribuídas ao longo das bacias de Campos e do Espírito Santo. Nos mapas gravimétrico e magnetométrico (Figura 7), observa-se alinhamentos de anomalias coincidentes com o traçado destas falhas, auxiliando o traçado das mesmas, juntamente com a interpretação sísmica. No caso da Falha de Borda, que representa uma das principais feições geológicas aqui caracterizadas, apenas uma linha sísmica a intercepta ao longo de toda sua extensão (272 km), motivo pelo qual os métodos potenciais foram utilizados como critério importante em sua definição.

Nos dados sísmicos (apresentados adiante) é possível interpretar uma estrutura do tipo horste associada ao feixe principal da falha, criando um alto gravimétrico ou alto do Embasamento na linha de costa. Isto indica a existência de

dois blocos baixos subparalelos à Falha de Borda, um na porção *onshore* e o outro na parte *offshore* da bacia. Considera-se que este sistema provavelmente estava ativo na fase de sedimentação do Mioceno Médio, criando uma barreira lateral e sedimentação consequentemente escassa ou nula na região *onshore* do sul da Bacia do Espírito Santo.

Assim, a partir dos mapas da Figura 7 e com base na interpretação sísmica, foi possível construir o mapa das falhas que, entre as cotas batimétricas de 100 e 2.000 m afetam camadas do Neógeno ao Quaternário nas bacias de Campos e do Espírito Santo (Figura 8). Dentre as 18 falhas identificadas, cinco delas afetam sedimentos até o Mioceno Médio–Superior (falhas na cor laranja), 12 afetam sedimentos até o Holoceno (falhas na cor amarela) e em duas delas não foi possível determinar a idade relativa.

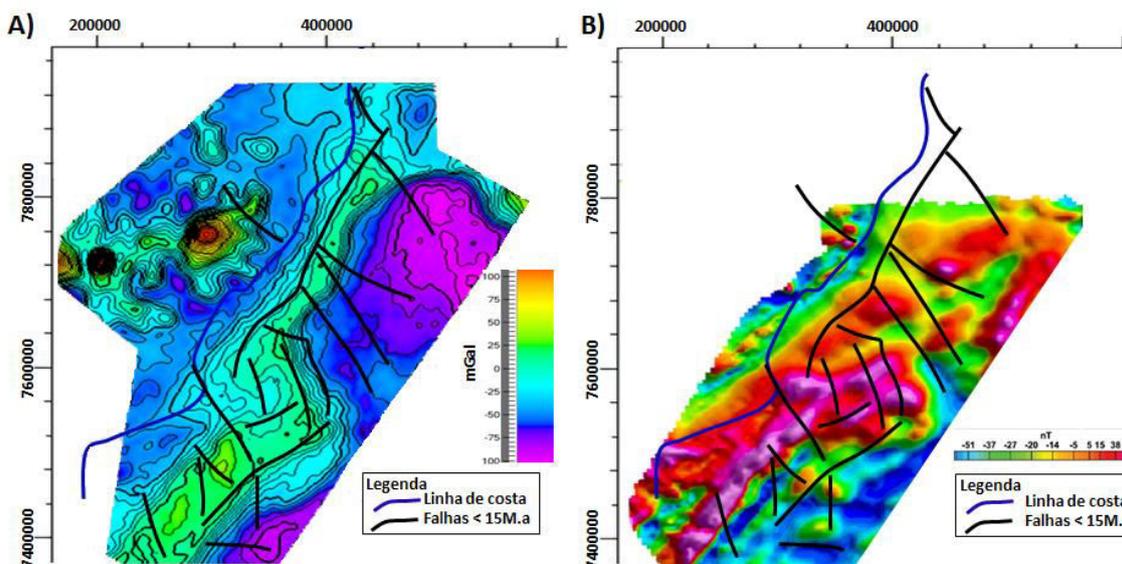


Figura 7. Mapas gravimétrico (A) e magnetométrico (B) das bacias de Campos e do Espírito Santo, apresentando as falhas neotectônicas interpretadas com movimentação tectônica registrada em menos de 15 M.a.

Observou-se que 63% das falhas apresentam importante reativação do sistema rifte, concentrando esta deformação principalmente no Norte da Bacia de Campos e na Bacia do Espírito Santo, usando como referência que nenhuma falha ao sudoeste da falha de Alegre e localizada em lâmina de água inferior a 2.000 m apresenta reativação tectônica.

Ao observar o mapa político com a distribuição do sistema de falhas neotectônicas interpretadas (Figura 8), é possível perceber que o sistema de falhas mais jovem (Quaternário – Holoceno, na cor amarela) configura a batimetria atual da região *offshore*, sendo que falhas como Alegre e São Matheus *Offshore 2* pré-determinam a configuração da linha de costa, “Alegre” ao sul na Bacia de Campos e “São Matheus Offshore 2” ao norte da Bacia do Espírito Santo.

Na Bacia de Campos, a falha denominada Marlim, que define o limite noroeste do Campo de Marlim, é subparalela às curvas batimétricas de aproximadamente 100 m, definindo o ponto no qual a bacia começa a aprofundar rapidamente até a cota batimétrica de 2.000 m. Já na bacia do Espírito Santo, este ponto de quebra batimétrica poderia estar definido pela falha de Borda interpretada principalmente com métodos potenciais. Observa-se um feixe de acomodação na direção NW-SE a NNW-SSE composto pelas falhas de Alegre, Norte Campos, Paralela Colatina, sistema *offshore* Piúma-Colatina, Nordeste Colatina e Espírito

Santo 1, sendo todas falhas normais apresentando o bloco abatido no lado leste. A feição principal que separa o *footwall* da Bacia de Campos ao Sul do *hangingwall* é a falha de Alegre, única falha na qual não foi observada reativação do sistema rifte pré-existente. Todas as outras falhas pertencentes a este feixe representam reativação de feições antigas provavelmente do Pré-Cambriano não identificadas na seção sísmica.

Com relação ao Lineamento Colatina, a sua projeção para dentro da Bacia pode ser considerada bem amostrada, pois múltiplas linhas sísmicas cortam a projeção do mesmo perpendicularmente, sendo caracterizado como uma falha na área submersa. A extensão desta falha é maior tanto a Norte como a Sul da falha apresentada no mapa, sendo que a falha do mapa representa a região na qual é possível considerar a falha de Colatina como elemento neotectônico. Observou-se ainda um deslocamento dextral entre o lineamento Colatina e a prolongação do mesmo na bacia, o que se explica porque esta feição é cortada pela falha de Borda a qual deve ter sido reativada nos últimos 35 M.a. O conjunto de falhas aqui analisado pode ser separado em dois grandes conjuntos: o primeiro é composto por feições estruturais sobre as quais o grau de confiança do intérprete é menor pois elas foram determinadas utilizando dados gravimétricos e magnéticos principalmente. O segundo grupo corresponde a falhas com graus de confiança

maior, isto é devido a que as mesmas foram interpretadas nos dados sísmicos e verificadas nos mapas de métodos potenciais. As falhas

apresentadas no mapa como descontínuas indicam unicamente o grau de confiança do intérprete.

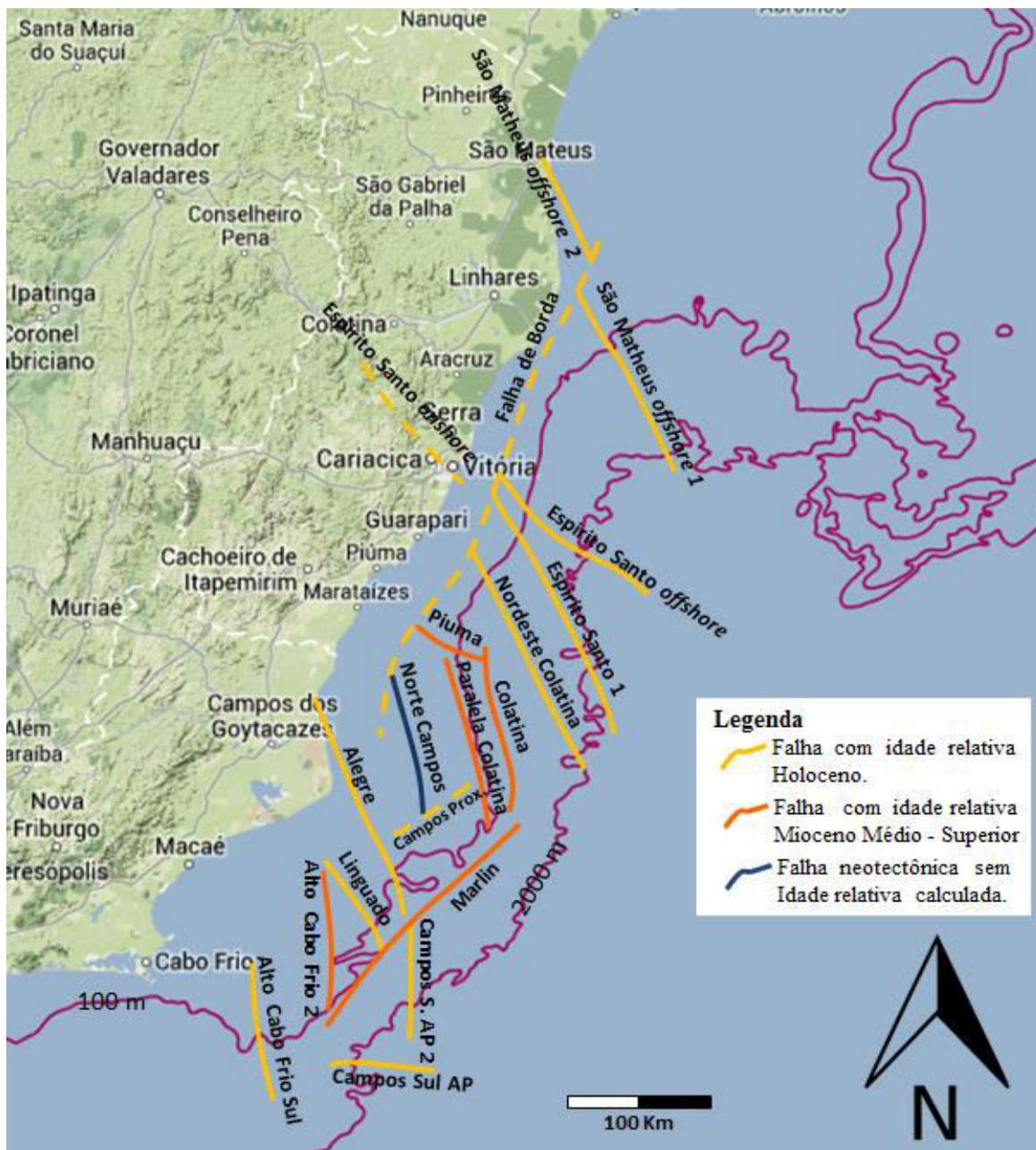


Figura 8. Mapa de falhas neogênicas e quaternárias, interpretadas nas Bacias de Campos e do Espírito Santo (falhas com traços descontínuos foram interpretadas usando unicamente dados de métodos potenciais; as falhas indicadas por traço contínuo foram verificadas nos dados sísmicos).

Classificação geológica das falhas mapeadas

As falhas interpretadas no dado sísmico da região *offshore* foram todas caracterizadas como falhas normais e definidas em termos de movimento, tipo de ocorrência e movimentação lateral.

Geologicamente é possível classificá-las como falhas com projeção lateral do embasamento adjacente (nesta categoria são incluídas falhas associadas a lineamentos na

região *onshore*), falhas causadas por movimentação neotectônica (<25 M.a) associadas a reativações de estruturas pré-existent e falhas causadas por deformação neotectônica sem reativação de estruturas prévias ou definidas aqui como gravitacionais.

Tipo A: Falhas com Projeção Lateral no Embasamento Aflorante

Foram identificadas dentro deste grupo as falhas de Piúma (Figura 9a), Colatina (Figura 9b) e Alegre (Figura 9c), nenhuma apresenta movimentação lateral de blocos dentro da bacia, apresentando-se como zonas de falhas. Todas elas mantêm alguma correlação geométrica com os lineamentos do mesmo nome identificados no embasamento aflorante da Bacia do Espírito Santo, sendo que dentro da bacia sedimentar, a falha de Piúma parece ser limitada pelo feixe de falhas de Colatina e outros paralelos a ele.

A deformação associada ao aqui denominado sistema Piúma-Colatina é de idade Mioceno-Médio e mais antigo, enquanto a deformação vinculada com a falha de Alegre é considerada entre o Mioceno Médio e mais recente. Na Figura 10a é possível observar que a falha Piúma limita o lado sudoeste de uma estrutura do tipo horste, criando um bloco baixo localizado entre a falha Piúma e a falha denominada Norte Campos (ver mapa da Figura 8).

Define-se, como falha Colatina (Figura 9b), a prolongação para dentro da bacia do que seria o lineamento Colatina, embora se verifique a presença de uma zona de falhas, das quais as maiores foram designadas com nomes relativos a esta falha principal. O traçado da falha Colatina apresenta-se como a feição estrutural dominante deste sistema de falhas, interpretando-se que a falha de Piúma não possui continuidade no Leste daquele traço.

A falha de Alegre (Figura 9c) ocorre no prolongamento do lineamento de Alegre, caracterizado e definido por Calegari et al. (2014). A falha apresenta um rejeito normal de aproximadamente 159 metros e poderia ser considerado como um elemento estrutural que divide a Bacia de Campos em regiões sul e norte, com o bloco abatido no lado nordeste. Em águas profundas observa-se a falha Campos Sul AP (Figura 9d), a qual com maior número de linhas sísmicas poderia ser determinada a cronologia relativa das falhas Marlim e Alegre.

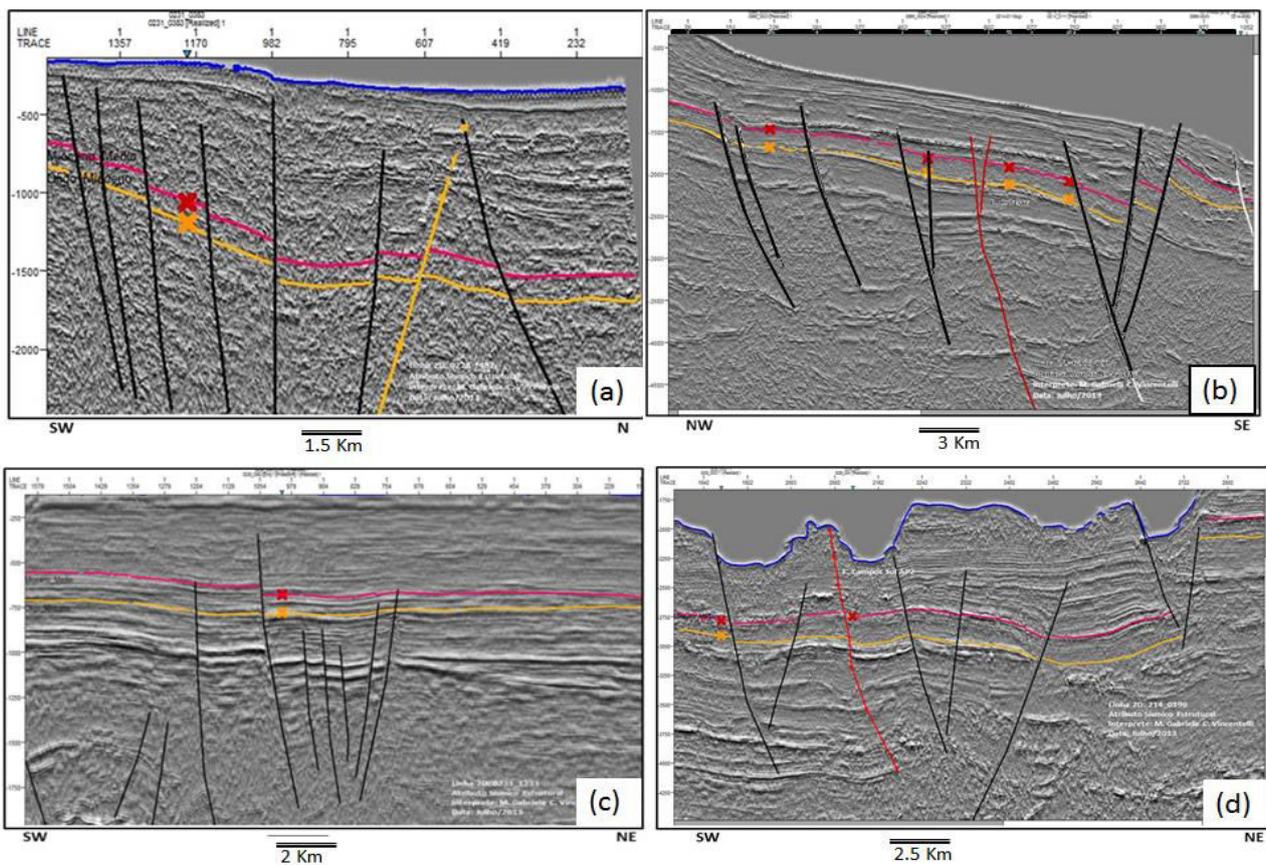


Figura 9. Falhas do tipo A interpretadas no atributo sísmico envelope + *phase shift*. (a) Falha Piúma, (b) Falha Colatina, (c) Falha Alegre e (d) Falha Campos Sul AP.

Tipo B: Falhas Neotectônicas Reativadas de Estruturas Preexistentes

Encaixam-se nesta definição dois conjuntos de falhas: falhas definidas como *strike-slip* (com movimentação lateral e vertical dos blocos) e as falhas com movimentação transcorrente.

Entre as falhas com movimentação transcorrente se encontra a falha de Borda, a qual desloca as falhas: São Matheus (Figura 10a) e Espírito Santo (Figura 10b) com movimentação destal. Embora o deslocamento da falha de Borda pareça simples, o sistema de deslocamento de blocos geológicos nesta região

é bem mais complexo, pois esta falha é envolvida no sistema de deformação Colatina em sua porção *onshore*, sendo atribuída movimentação destal para a falha de Borda.

Das falhas do tipo *strike-slip* duas das falhas mapeadas foram vinculadas ao sistema Colatina, entre elas a Paralela Colatina e Nordeste Colatina (Figuras 11a e 11b); ambas apresentam movimentação sinistral com seus blocos abatidos no lado nordeste e rejeito da ordem de 25 metros. A região pode ser definida como uma zona de acomodação tectônica na qual, até 100 m de lâmina de água, nenhum campo de petróleo foi descoberto até hoje.

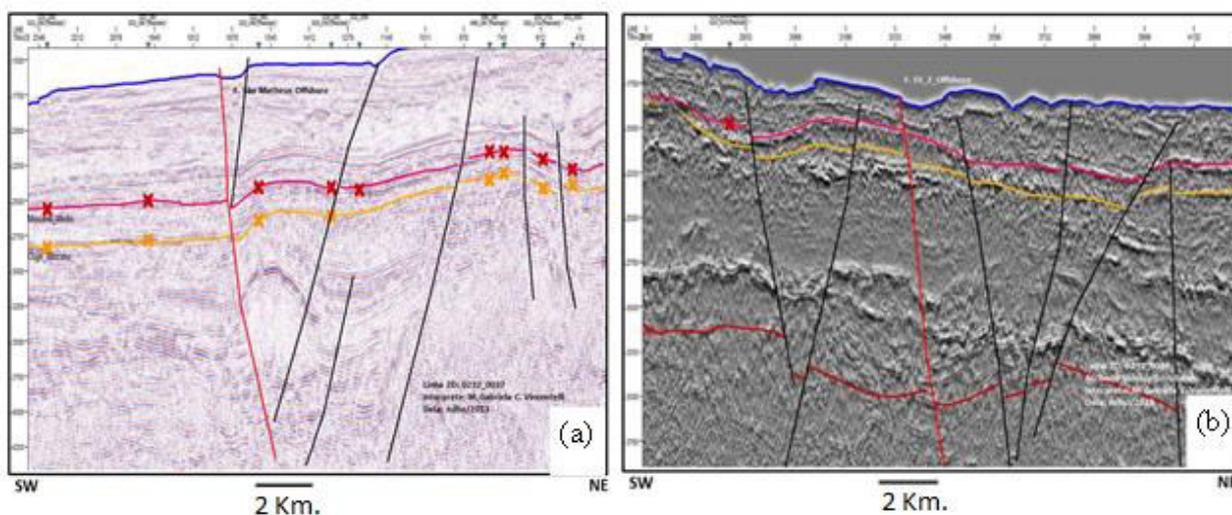


Figura 10. Falhas do tipo B interpretadas no atributo sísmico envelope + *phase shift*. (a) Falha São Matheus Offshore 1 e (b) Falha Espírito Santo Offshore.

Outra falha do tipo *strike-slip* é a Espírito Santo-1 (Figura 11c), que apresenta movimentação sinistral e limita ao norte a região produtora de hidrocarboneto conhecida como Parque das Baleias. É possível interpretar também que este elemento geológico constitua o limite físico entre as Bacias de Campos e do Espírito Santo. Esta falha apresenta rejeito da ordem de 25 a 30 metros, colocando em contato dois blocos geológicos.

Tipo C: Falhas Neotectônicas: gravitacionais

Cinco das falhas propostas podem ser identificadas como feições da última acomodação intraplaca, sem reativação de estruturas pré-existentes. São falhas que apresentam deformação tectônica sem nenhum

vínculo genético com a estruturação da fase rifte, tendo como nível de compensação da deformação os folhelhos do Cretáceo Superior da Formação Ubatuba.

Todas estas falhas se encontram a oeste do lineamento de Alegre, sendo elas: Alto de Cabo Frio 1 e 2 (Figura 11d), Linguado (Figura 11e), Marlim (Figura 11f) e Campos Sul Águas Profundas.

A falha de Marlim é a única subparalela às curvas batimétricas, estendendo-se na direção NE-SW, sempre limitando ao sudeste as grandes zonas produtoras de hidrocarbonetos da Bacia de Campos, como é o Campos de Marlim, e a região de maior produção na região dos campos de Linguado e Pampo.

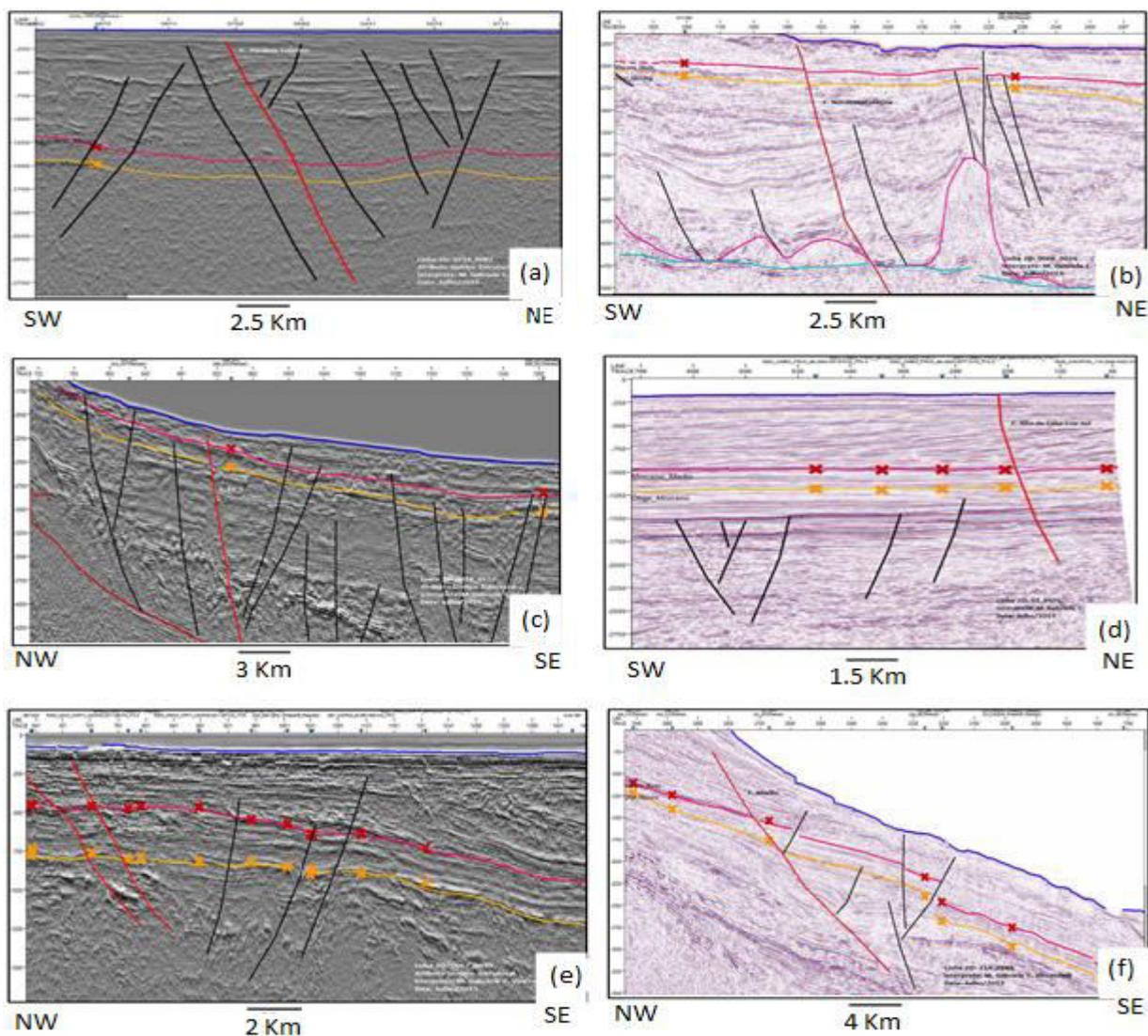


Figura 11. Falhas interpretadas no atributo sísmico envelope + *phase shift*. Falhas do tipo B: (a) Falha Paralela Colatina, (b) Falha Nordeste Colatina e (c) Espírito Santo 1. Falhas do tipo C: (d) Falha Alto de Cabo Frio Sul, (e) Falha Linguado, (f) Falha Marlim.

ANÁLISE DOS RESULTADOS

Pelo menos sete províncias de hidrocarboneto poderiam ser interpretadas com base nas maiores feições estruturais aqui interpretadas, conforme apresentado no mapa da Figura 12. Baseadas nas feições com movimentação entre o Neógeno e Quaternário, com reativação ou não de feições da fase rifte da bacia, é possível identificar uma zona que pode ser definida como de baixo potencial de hidrocarboneto, limitada por falhas do estilo definido como tipo A (PBPP). Outra zona de importante produção é limitada por uma interação entre falhas do tipo A e B definindo um polígono de altíssima produção que provém principalmente de reservatórios carbonáticos do Aptiano e Albiano (PPRC), sendo a falha de Alegre (tipo A) um divisor importante nas

águas rasas da Bacia de Campos, aqui denominados Campos Sul e Norte, não sendo observada produção importante de reservatórios carbonáticos a nordeste desta falha. Mais três zonas importantes aqui definidas como Província Marlim, Espírito Santo Sul e Espírito Santo Norte são separadas por sistemas de falhas do tipo B, com destaque para a falha de Marlim na bacia de Campos, a qual parece ser o divisor entre grandes acumulações carbonáticas e grandes acumulações turbidíticas, principalmente do Oligo-Mioceno como é o Campo de Marlim.

A caracterização de cada setor é apresentada a seguir:

Província de Baixo Potencial Petrolífero (PBPP): embora de baixo potencial, a definição

deste setor não significa que eventualmente ele não venha apresentar alguma produção de hidrocarboneto. A região é limitada pela junção das três maiores feições estruturais projetadas desde o embasamento aflorante - as falhas de Piúma, Alegre e Colatina, sendo que uma falha denominada Campos Proximal define o limite Sudeste desta zona, onde nenhum campo de petróleo importante foi identificado. O baixo potencial petrolífero pode ser explicado pelo fato da região ter se mantido como um alto estrutural ao longo da evolução da bacia, não tendo ambiente propício para a evolução de bancos carbonáticos produtores e pouco espaço para acomodação de grandes corpos turbidíticos.

Província de Transição (PT): encontra-se ao Noroeste da zona anterior, compondo uma faixa estreita que acompanha a linha de costa, sendo delimitada a sudeste pela grande falha de

Borda, desde a falha de Alegre, a sul, até o norte da área, sob lâmina de águas rasas, até cerca de 100 m.

Província Produtora de Reservatórios Carbonáticos (PPRC): esta pode ser interpretada como a principal região produtora até a presente data, em reservatórios carbonáticos do tipo coquinas, sendo que sua melhor área produtora é o sistema permoporoso do *trend* Enchova–Linguado–Thilha e Pampo. Quando observado em mapa, seus limites laterais correspondem à falha de Alegre a nordeste e à falha de Alto de Cabo Frio 2 a sudoeste. Destaca-se que o campo de Polvo, também produtor em calcarenitos do Albiano da Formação Quissamã, encontra-se na junção desta falha com a falha Marlim, com direção principal NE-SW que limita esta zona no lado sudeste.

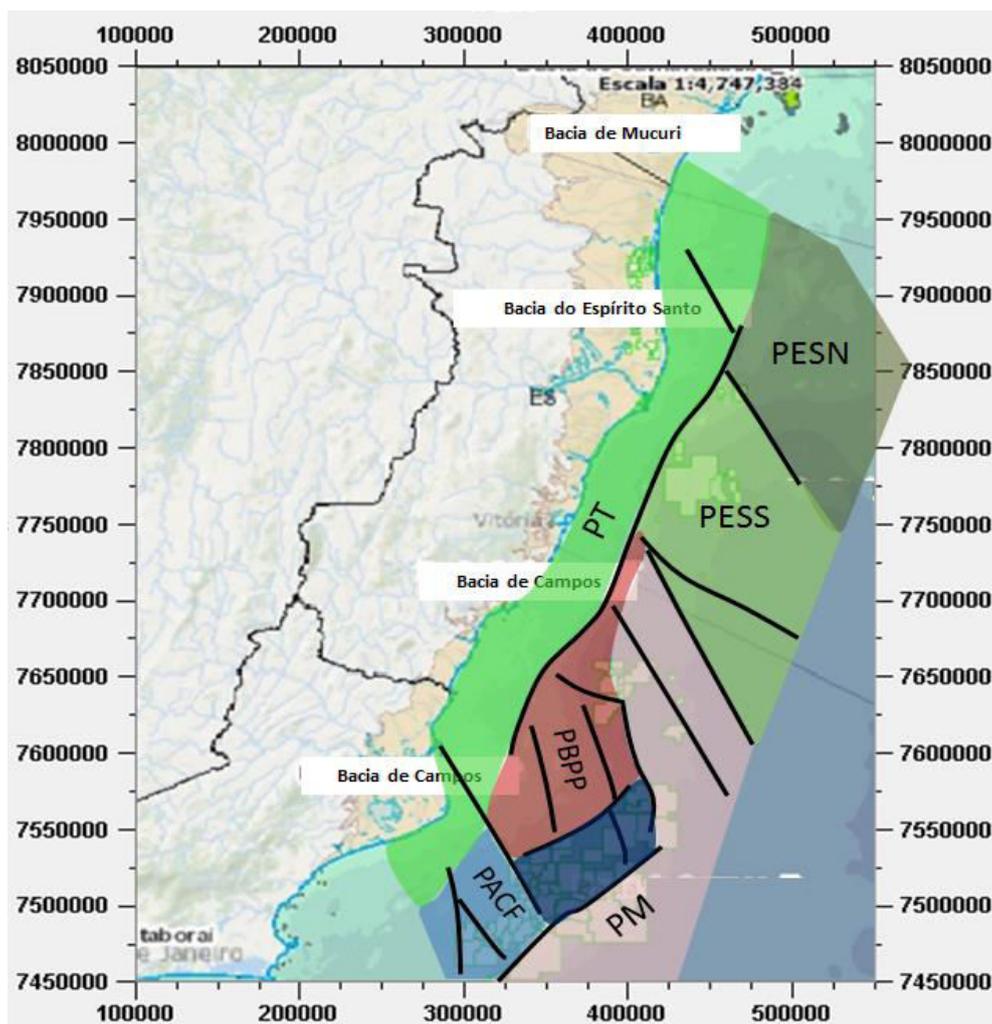


Figura 12. Mapa de distribuição das sete províncias de hidrocarboneto identificadas na porção *offshore* das Bacias de Campos e do Espírito Santo (PBPP-Província de baixo potencial petrolífero; PT – Província de Transição; PPRC – Província de reservatórios carbonáticos; PACF – Província Alto de Cabo Frio; PM – Província Marlim; PESS – Província Espírito Santo Sul; PESN – Província Espírito Santo Norte).

Província Marlim (PM): é uma zona que pode atingir os 10.000 km², na qual são característicos os turbiditos de águas profundas do tipo Marlim. Esta zona, limitada a noroeste pela falha Marlim, poderia ter limite sudoeste na falha Campos AP 2, sendo inferida uma outra falha paralela à curva batimétrica de 2.000 m que limitaria a presença deste tipo de oportunidade na bacia de Campos. Nesta zona, é difícil explicar a presença de importantes campos com reservatórios carbonáticos do Albiano, como o Campo de Garoupa, e campos menores de produção em turbiditos do Cretáceo Superior ao Paleoceno, principalmente os Campos de Anequim, Parati, Carapeba, Pargo e Vermelho.

Província Alto de Cabo Frio (PACF): é uma zona limitada por falhas do tipo B, com gênese em menos de 24 M.a. Turbiditos do Paleoceno ao Neógeno se apresentam como principais produtores nos campos de Peregrino, Papa-Terra e Maromba. Os reservatórios observados são do tipo misto estrutural-estratigráfico

dependendo deste sistema de falhas para confinar o hidrocarboneto.

Província Espírito Santo Sul (PESS): nesta província, encontra-se um dos principais campos produtores de hidrocarboneto do Espírito Santo, o Campo de Golfinho, cuja acumulação principal corresponde a reservatórios turbidíticos do Maastrichtiano, não apresentando nenhum vínculo genético com as falhas aqui definidas. A presença deste tipo de acumulação na região deve estar vinculada a outro sistema tectônico, não abordado neste artigo.

Província Espírito Santo Norte (PESN): Apresentando sua maior produção em turbiditos do Oligo-Mioceno nos campos de Peroá e Congoá, seus níveis carbonáticos do Albiano são até agora inexplorados; no entanto, este sistema de falhas mais jovens (<24 M.a) não define a acumulação. Sistemas de falhas antigas e provavelmente anteriores ao levantamento de Abrolhos no Oligo-Mioceno (32 M.a) poderiam ser responsáveis pela distribuição da acumulação.

CONCLUSÕES

As sete províncias de hidrocarboneto definidas nas Bacias de Campos e do Espírito Santo *Offshore* são limitadas principalmente por sistemas de falhas do tipo A (falhas com projeção lateral no embasamento aflorante) e do tipo B (falhas neotectônicas reativadas de estruturas preexistentes), sendo que as falhas do tipo C atuam unicamente como um sistema de compensação da movimentação nos folhelhos do Cretáceo Superior, não sendo determinantes na definição de províncias de hidrocarboneto. No entanto, as falhas do tipo C representam importante selo estrutural para campos petrolíferos como os de Frade e Roncador situados na Província Marlim (PM), onde o predomínio de acumulações é de corpos turbidíticos do estilo do Campo de Marlim.

Das sete províncias identificadas neste trabalho, a província de transição (PT) é ainda inexplorada e não se prevê a presença de

grandes acumulações de hidrocarboneto pela configuração de *pinch-out* dos principais reservatórios e a presença de grãos geralmente mais grossos (conglomerados proximais). Uma província de baixo potencial petrolífero (PBPP) é limitada pela junção das três maiores feições com projeção lateral do embasamento (lineamentos Alegre, Colatina e Piúma). Em importância de produção de hidrocarboneto destacam-se: a região definida como Província Marlim (PM), que corresponde às águas profundas da Bacia de Campos, as províncias do Sul do Espírito Santo (PESS) e Alto de Cabo Frio (PACF), e a província de produção principal de reservatórios carbonáticos no seu principal *trend* Linguado-Badejo-Trilha-Pampo. A Província Espírito Santo Norte (PESN) foi considerada ainda inexplorada, não sendo possível caracterizar seu potencial petrolífero.

AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem à Agência Nacional do Petróleo pelo fornecimento dos dados sísmicos e de poços para pesquisa acadêmica, à Schlumberger pelo fornecimento do *software* Petrel

para a realização da interpretação e à Petrobrás, pelo financiamento do projeto Mapa Neotectônico do Brasil, cujos resultados permitiram a análise necessária para a elaboração de este artigo.

REFERÊNCIAS

1. ALLEN, P.A.; ALLEN, J.R.L. **Basin Analysis: Principles and Applications**. Oxford, Blackwell Scientific Publications, 1990, 451 pp.
2. CALEGARI, S.S.; NEVES, M.A.; FRANÇA, G.C.; VINCENTELLI, M.G.C.; ARAUJO, D.R. Caracterização do lineamento Alegre no Sul do Espírito Santo e Norte do Rio de Janeiro. In: CONGRESSO GEOLÓGICO BRASILEIRO, 47., 2014, Salvador. **Anais...** Salvador: Sociedade Brasileira de Geologia, 2014.
3. CARMINATTI, M. Relação entre a evolução estrutural e a ocorrência de campos gigantes de hidrocarboneto na área nordeste da Bacia de Campos. In: SIMPÓSIO DE GEOLOGIA REGIONAL RJ-ES, 1., 1987, Rio de Janeiro. **Anais...** Rio de Janeiro: SBG, 1987, p.43-56.
4. CHANG, H.K.; KOWSMANN, R.O.; FIGUEIREDO, A.M.F.; BENDER, A.A. Tectonics and stratigraphy of the East Brazil Rift system: an overview. **Tectonophysics**, n.213, p.97-138. 1992.
5. DIAS, J.L.; GUAZELLI, W.; CATTO, A.J.; Integração do arcabouço estrutural da Bacia de Campos com o embasamento pré-cambriano adjacente, In: SIMPÓSIO DE GEOLOGIA RJ-ES, 1., 1987, Rio de Janeiro. **Anais...** Rio de Janeiro: SBG, 1987, p. 189-197.
6. ECOLOGUS ENGENHARIA CONSULTIVA. **Estudo de Impacto Ambiental - EIA**. Disponível em http://siscom.ibama.gov.br/licenciamento_ambiental/Petroleo. (acessado em 22 Maio 2012).
7. HASUI, Y. Neotectônica e tectônica ressurgente no Brasil. In: WORKSHOP SOBRE NEOTECTÔNICA E SEDIMENTAÇÃO CENOZOICA CONTINENTAL NO SUDESTE BRASILEIRO, Belo Horizonte, 1990, **Anais...** Belo Horizonte : SBG / Núcleo de Minas Gerais, p:1-34.
8. KARNER, G.D.; DRISCOLL, N.W.; MCGINNIS, J.P.; BRUMBAUGH; CAMERON, N Tectonic significance of F Syn-rift sedimentary packages across the Gabon-Cabinda continental margin. **Marine and Petroleum Geology**, n.14,p. 973-1000. 1997.
9. MARTINS-NETO, M.A, PEDROSA-SOARES,A.C & LIMA,S.A.A Tectono-sedimentary evolution of sedimentary basins from Late Paleoproterozoic to Late Neoproterozoic in the São Francisco craton and Arçuaí fold belt, eastern Brazil. **Sedimentary Geology**. p. 343-370. 2001
10. MCKENZIE, D. Some remarks on the development of sedimentary basins. **Earth Planet. Sci. Lett.** 40, 25-32. 1978
11. MELLO, M.R; KATZ B. Petroleum Systems of South Atlantic Marginal Basins-An Overview. In: Mello, M.R;Katz B.(Eds.). **Petroleum Systems of South Atlantic Margins**. AAPG. Memoir 73. p 1-13. 2000
12. MILANI, E.J.; THOMAZ FILHO, A. Sedimentary basins of South America. In: Cordani, U.G.; Milani, E.J.; Thomaz Filho, A.; Campos, D.A. (Eds.). **Tectonic evolution of South America**, Rio de Janeiro, 2000 p.389-449.
13. MOHRIAK, W.U. Interpretação geológica e geofísica da Bacia do Espírito Santo e da região de Abrolhos: petrografia, datação radiométrica e visualização sísmica das rochas vulcânicas. **Boletim de Geociências da Petrobrás**. Rio de Janeiro, v. 14, n. 1, p.133-142, 2005.
14. NOVAIS L.,C.C.;TEIXEIRA L,B; NEVES, M.T.; RODARTE J.,B.M; ALMEIDA J.,C,H; VALERIANO, C.M. Novas ocorrências de diques de diabásio na faixa Colatina – ES: estruturas rúpteis associadas e implicações tectônicas para as bacias de Campos e do Espírito Santo. B. Geociências da Rio de Janeiro, v. 12, p191-194, 2004.
15. OLIVEIRA R.; NIER M. S; RIBEIRO JÚNIOR; JOHANN S., P. R; , STEAGALL, D; KERBER, P; CARVALHO, M. Using Seismic Attributes to Estimate Net Thickness in Pinch-Out Areas – Marlim Deep Water Turbidite Oilfield, Campos Basin. **Society of Petroleum Engineers**, p. 1-6. 2005.
16. SZATMARI, P.; CONCEIÇÃO, J.C.J.; DESTRO, N.; SMITH, P.E.; EVENSEN, N.M.; YORK, D. Tectonic and sedimentary effects of a hotspot track of alkali intrusions defined by Ar-Ar dating in SE Brazil. In: International Geological Congress, 31., 2000, Rio de Janeiro, **RESUMOS...** Rio de Janeiro: SBG, 2000.
17. TUPINAMBÁ, M.; TEIXEIRA W.; HEILBRON M.. Neoproterozoic Western Gondwana assembly and subduction-related plutonism: the role of the Rio Negro Complex in the Ribeira Belt, Southeastern Brazil. **Rev. Bras. Geoc.**, v.30, p. 7-11, 2000.
18. VINCENTELLI C., M.G; Mello, M.R.; CÁCERES, S.; POSSATO, S. Análise exploratória integrada da porção noroeste da Bacia do Espírito Santo Mar. In: International Congress of the Brazilian Geophysical Society, 10., 2007, Rio de Janeiro, **Anais...** Rio de Janeiro: SBGF, 2007
19. VINCENTELLI C., M.G. Deformação tectônica do Cenozoico da Bacia de Campos, Como formador de campos de hidrocarboneto. In: XIV Simpósio Nacional de Estudos Tectônicos, 14., 2013, Chapada dos Guimarães, **Anais...** Chapada dos Guimarães: SBG, 2013.
20. WINTER, R.W.; JAHNERT, R.J.; FRANÇA, A.B. Bacia de Campos. **Boletim de Geociências da Petrobras**. Rio de Janeiro, v. 15, n. 2, maio/novembro, ,p. 511-529. 2007.

*Manuscrito recebido em: 07 de Abril de 2015
Revisado e Aceito em: 14 de Agosto de 2015*