

DETERMINAÇÃO DA DISTRIBUIÇÃO DE UM NÍVEL DE TURBIDITO NA FORMAÇÃO MACAÉ NO CAMPO DE NAMORADO ATRAVÉS DE USO DE ATRIBUTOS SÍSMICOS

Ricardo BLAQUEZ ¹, María Gabriela Castillo VINCENTELLI ²,
Joel Carneiro de CASTRO ³, Sergio Antonio Cáceres CONTRERAS ⁴

(1) Curso de Pós-Graduação em Geociências, Instituto de Geociências e Ciências Exatas, UNESP. *In memoriam*. (2) Pesquisador Visitante da ANP no PRH-05, 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.com.es.

(3) Departamento de Geologia Aplicada, 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: jocastro@rc.unesp.br. (4) Pós-Graduação em Geociências, 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: scaceres@cantv.net.

Introdução
Considerações Geológicas
Dados e Métodos
Análise dos Resultados
Conclusões
Agradecimentos
Referências Bibliográficas

RESUMO – Visando caracterizar os reservatórios turbidíticos com técnicas não convencionais, este estudo envolve interpretação sísmica 3D, caracterização petrofísica e integração rocha-perfil. Os atributos de rocha foram integrados com atributos de amplitude procedente do dado sísmico, utilizando gráficos cruzados de característica de rocha x amplitude. Paralelamente, foram interpretados sobre o volume sísmico 3D os topos das formações Lagoa Feia, Macaé, Carapebus, e Membro Quissamã. Após confeccionar os mapas estruturais dos diferentes níveis estratigráficos e integrá-los com os dados de poço, foram geradas e analisadas as respostas dos diferentes atributos sísmicos. Como resultado, obteve-se que os atributos sísmicos *AverageTroughAmplitude*, *velocidade RMS* e *TotalAbsoluteAmplitude* são os que melhor estão representando a distribuição em área dos turbiditos, especificamente do Membro Outeiro, enquanto os atributos que melhor definem o falhamento nos níveis das coquinas da Formação Lagoa Feia são *Dip-Azimuth* e *TotalEnergy*. As falhas associadas com o nível de coquinas são falhas normais de direção preferencial N10E, apresentando-se com baixa densidade na região do Campo de Namorado, fato que diminui a prospectividade daquele nível. Com relação ao Membro Outeiro, foi determinada a distribuição do turbidito Namorado já perfurado e testado pelos poços, propondo uma nova região exploratória que, segundo os dados publicados no BDEP, não foi perfurada até hoje.

Palavras-chave: Membro Outeiro, atributo sísmico, Formação Lagoa Feia, Campo de Namorado, Turbidito.

ABSTRACT – R. Blaquez, M.G.C. Vincentelli, Joel Carneiro de Castro, S.A.C. Contreras – *Determination of a turbite level distribution in the Macaé Formation, Namorado Field, using seismic attributes*. This study was developed on the basis of petrophysics characterization, 3D seismic interpretation, and rock-wire-log integration. The results were integrated with amplitude attribute through cross plot (rock attribute x amplitude value). 3D seismic data also allowed interpreting the top of Lagoa Feia, Macaé, and Carapebus formations, and Outeiro Member. The analyses of the maps of structures and attributes, integrated with wire-log data, suggest that Namorado turbidite level is candidate to be mapped with stratigraphic attributes like *AverageTroughAmplitude*, *RMS velocity* and *TotalAbsoluteAmplitude*. Lagoa Feia Formation attribute maps (*Dip-Azimuth* and *TotalEnergy*) allows to interpret a low fault density at the carbonate coquina level in the Namorado field. This level is also considered one at the best seismic reflector and an important reservoir of the Campos Basin. **Keywords:** Outeiro Member, seismic attribute, Lagoa Feia Formation, Namorado Field, turbidite.

INTRODUÇÃO

A determinação da distribuição de áreas prospectivas nas diferentes bacias, em si, constitui um elemento importante na exploração de hidrocarbonetos de um país.

O Campo de Namorado, em conjunto com outros campos maiores da Bacia de Campos, representa o início da exploração petroleira de sucesso no Brasil, iniciada na década de 70 e ainda é alvo de pesquisa, inclusive

para a PETROBRAS, em que se salienta a importância econômica dos arenitos turbidíticos do Campo de Namorado e a representatividade geral dos reservatórios turbidíticos na produção petrolífera brasileira.

Sendo esse um campo maduro, oferece dificuldades na hora de propor novas locações e do uso de técnicas modernas podem emergir novas propostas e níveis re-exploratórios, o que se torna importante ante

a perspectiva de se alcançar a auto-suficiência energética em 2006. A plataforma P-50, ancorada na Bacia de Campos, produzirá até o final do ano 180 mil barris a mais de petróleo por dia (a partir de abril) e, em conjunto com a plataforma P-34, irá garantir a auto-suficiência no final de 2006, com uma produção estimada de 1 milhão e 910 mil barris diários. Essa auto-suficiência, prevê-se, poderá ser perdida num período não maior que 5 anos, se o Brasil não for capaz de incorporar reservas.

O país poderá incorporar novas reservas aumentando as recuperáveis em campos maduros, como o Campo de Namorado, ou encontrando novas jazidas, e em ambos os casos vai-se requerer a utilização de técnicas modernas e pessoal treinado em tecnologias atuais no processo de identificar áreas prospectivas com técnicas não-tradicionais.

É nesse cenário que se insere esta pesquisa.

De um lado, muitas têm sido as pesquisas na área de processamento do dado geofísico, mas poucas são as pesquisas focadas no uso do volume de dados com visão re-exploratória e com uso de *softwares* e técnicas de última geração. Visualizar e analisar áreas que já foram exploradas, ou visualizar áreas exploratórias menores que geralmente são identificadas em processos re-exploratórios, assume grande relevância.

De outro lado, o projeto foi desenvolvido utilizando o conjunto de dados sísmicos e de poços fornecidos pela Agência Nacional do Petróleo para as universidades no CD-ROM do Campo Escola de Namorado

(1999), tendo em vista o treinamento do pessoal na área de integração de dados geofísicos e geológicos, e processamento dos dados.

O objetivo principal do estudo consiste em desenvolver uma ferramenta metodológica eficiente na caracterização de níveis turbidíticos prospectivos, tanto no Campo de Namorado como em campos análogos com presença de turbiditos. Além disto, o estudo pretende caracterizar com atributos sísmicos não-convencionais as coquinas da Formação Lagoa Feia, consideradas um dos principais reservatórios na Bacia de Campos.

Mais especificamente, pretende-se identificar uma metodologia de uso de atributos sísmicos integrado com análise de registros de poço, que permitirá caracterizar os níveis turbidíticos em áreas com a sua presença, sendo este o caso do Campo de Namorado. Além disto, será caracterizada a densidade de fraturas no nível das coquinas da Formação Lagoa Feia, utilizando mapas de atributos estruturais.

Os resultados e conclusões deste projeto estão baseados em fontes de informação públicas da Bacia de Campos, sendo possível que algumas destas propostas já tenham sido testadas, mas não publicadas por empresas de petróleo.

A área de estudo localiza-se na Bacia de Campos entre as coordenadas 22°29'23" e 22°23'37" de latitude sul, e 40°19'30" e 40°26'45" de longitude oeste, a cerca de 80 km *offshore* do Estado do Rio de Janeiro, abrangendo uma área total de 57 km² (Figura 1).

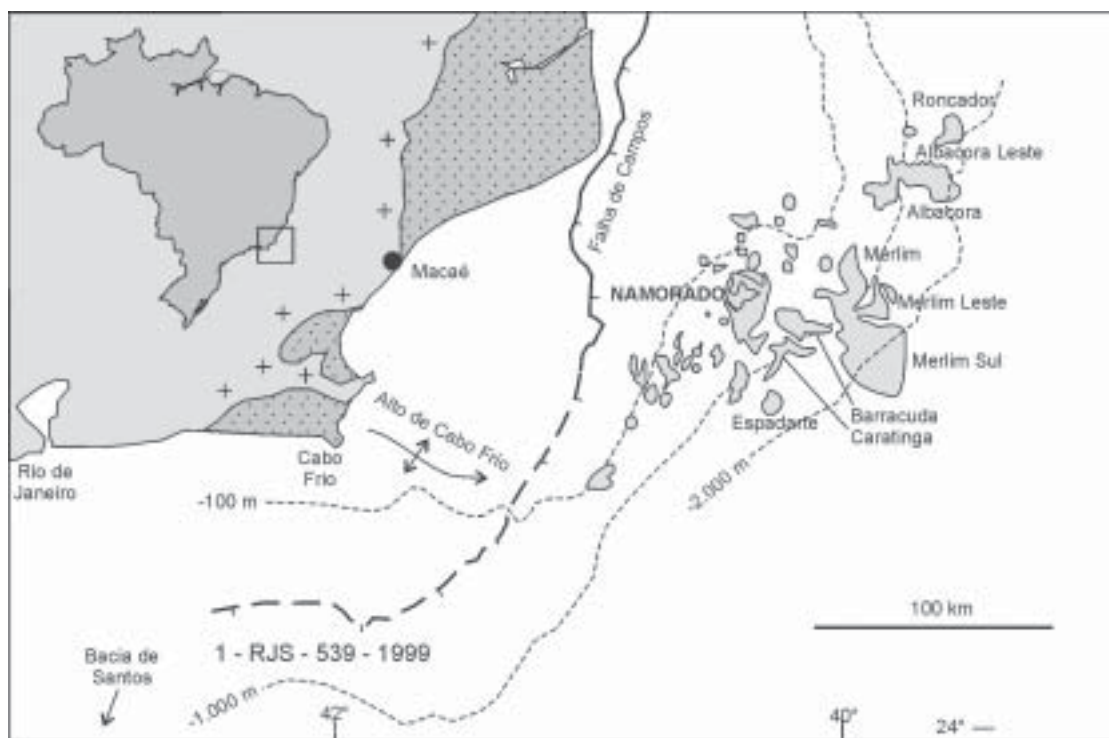


FIGURA 1. Localização da área de estudo.

CONSIDERAÇÕES GEOLÓGICAS

Um dos dois níveis estratigráficos avaliados neste estudo é o da primeira unidade arenosa turbidítica depositada durante o Albiano-Cenomaniano, conhecida informalmente como turbidito Namorado. Esta unidade corresponde ao primeiro ciclo de água profunda que se depositou sobre a plataforma carbonática albiana; um segundo nível está associado às coquinas da Formação Lagoa Feia, de idade barremiana.

Com relação à formação turbidítica, o poço 7-NA-12-RJS testemunhou todo o reservatório, que alcança 135 m. Por meio de análise faciológica-sequencial e calibração rocha-perfil do respectivo poço, foi possível compartimentar o reservatório em três seqüências deposicionais. O turbidito Namorado apresenta contato discordante-erosivo com calcilitos, margas e folhelhos do Membro Outeiro da Formação Macaé, e é recoberto abruptamente por drape hemipelágico de folhelho a calcilito, que corresponde ao selante do campo e marca o final do episódio turbidítico.

Nas três seqüências, que constituem naturalmente zonas-reservatório, com tendência de afinamento ascendente, foram identificadas oito associações faciológicas. Deve-se mencionar que a seqüência mapeada e avaliada neste estudo corresponde à segunda seqüência deposicional do turbidito, a qual está contida na porção do volume sísmico 3D do Campo de Namorado. As três principais fácies-reservatório são conglomerados, arenitos maciços e arenitos com intercalações de folhelho e estruturas de deformação.

A quase completa testemunhagem do 7-NA-12-

RJS e a localização deste na porção central do Campo de Namorado, emprestam ao poço uma grande representatividade. As três seqüências deposicionais, cada qual com tendência ascendente de detrítica a carbonática, constituem uma ferramenta adequada para o zoneamento e mapeamento dos corpos-reservatório. A ótima qualidade de seus reservatórios, especialmente os arenitos maciços, deve-se à sua possança, textura (arenito fino/grosso com seleção regular, e baixa argilosidade) e diagênese favorável (baixo a moderado grau de empacotamento). O elevado teor “argiloso” do arenito no perfil raios gama deve-se provavelmente à composição arcoseana do reservatório.

A Formação Macaé ocorre sobreposta discordantemente à Formação Lagoa Feia, esta última constituindo o segundo nível-alvo deste estudo. A Formação Lagoa Feia tem sua porção basal constituída por depósitos vulcanoclásticos, seguidos de conglomerados e arenitos líticos, siltitos e folhelhos sedimentados durante a fase rifte. Nessas rochas está intercalado o Membro Coqueiros, constituído por coquinas de pelecípodes formando corpos com 15 a 100 m de espessura (Rangel et al., 1994). Estas coquinas são bem refletidas no dado sísmico e são consideradas uns dos principais reservatórios na Bacia de Campos. Segundo Rangel et al. (1987), a interpretação paleoambiental reconhece a presença de leques aluviais, além de sistemas fluviais, interpretação esta verificada nos mapas de atributos sísmicos gerados neste nível.

DADOS E MÉTODOS

Os dados utilizados consistem em:

- conjunto de 251 linhas sísmicas 2D extraídas do volume sísmico 3D original, fornecidas no CD do Campo Escola de Namorado, carregadas no SeisVision como um volume Pseudo-3D através da ferramenta SegyBinder, aplicativo do SeisVision no *software* Geographix;
- sete poços com perfilagem de raios gama (GR), resistividade (ILD), densidade (RHOB), neutrão (NPHI), *caliper* e sônico (DT), disponibilizados em formato .LAS;
- descrições de testemunhos no formato ANASETE.

O estudo foi desenvolvido caracterizando os perfis de poços através de integração rocha-perfil. Nesta caracterização é incluída a identificação de litotipos nos níveis de arenito e avaliada com as descrições de testemunhos fornecidos no banco de dados.

A descrição petrofísica do nível-reservatório turbidito Namorado foi realizada utilizando os registros

de raios gama (GR), resistividade (ILD), densidade (RHOB), neutrão (PHIN). Estes registros foram carregados no programa PRIZM do Geographix e calculou-se a saturação de água segundo o modelo de saturação preestabelecido baseado no conteúdo de argila; neste sentido, por serem níveis com conteúdo de argila próximo de 20%, utilizou-se a equação de saturação. O volume de argila foi calculado a partir do perfil de raios gama (GR); a porosidade da formação foi calculada utilizando o registro de neutrão (PHIN) e o registro de densidade (PHID), convertendo a escala de densidade em escala de porosidade; o conteúdo de fluido foi interpretado a partir do registro de resistividade, considerando que no Campo de Namorado o poço 7-NA-0011A-RJS testou petróleo no turbidito objeto deste estudo medindo 5,5 ohm.m para a temperatura da formação, no registro de resistividade; o conjunto destes cálculos, além da saturação de água, constituem a caracterização física da rocha-reservatório.

Deve-se mencionar que para realizar o cálculo de saturação de água são necessários alguns parâmetros, como o coeficiente de cimentação (m), o coeficiente de tortuosidade (a), e o valor da resistividade da água de formação (R_w). O parâmetro a , segundo experimentos de laboratório do Vasquez (2000), é de 1,8. O parâmetro m não aparece na literatura, e quando aparece, no caso do Campo de Namorado, apresenta erros; este parâmetro foi calcu-

lado neste estudo utilizando o conceito de Fator de Formação definido por Archie (1941), obtendo-se um valor de 2,15. Com relação ao R_w , Silva (1988) mediu em laboratório a água de formação do Arenito Namorado no Campo de Namorado, com 97.000 ppm de NaCl a 25°C, o que se traduz num R_w de 0,075 ohm.m a 25°C. Para completar o ajuste do R_w é utilizado o *Pickett Plot* (Figura 2), resultando no R_w a ser utilizado neste trabalho de 0,018ohm.m a 119°C.

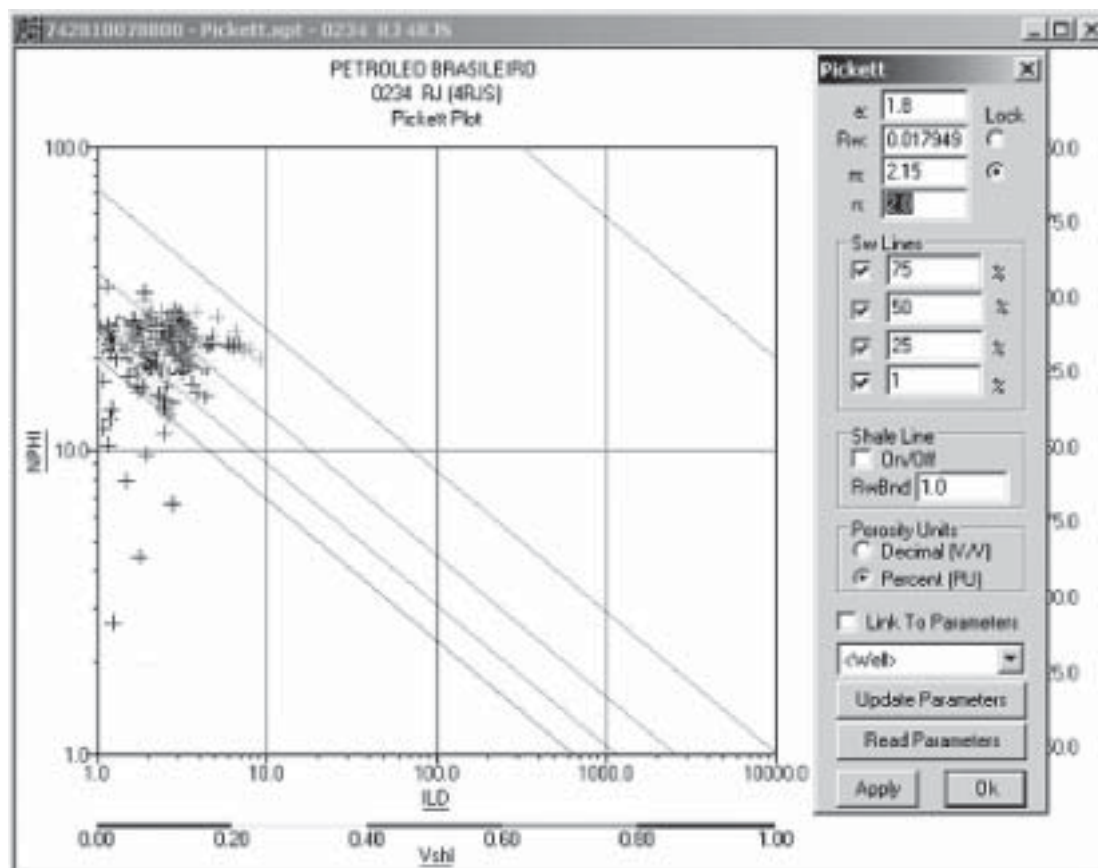


FIGURA 2. Ajuste de R_w com uso do Pickett Plot.

O processo final da análise petrofísica está relacionado ao cálculo dos parâmetros de corte para o Campo de Namorado, permitindo determinar se o turbidito aqui estudado se encontra dentro dos valores máximos de volume de argila e saturação de água que pode conter o nível para ser considerado produtor, e se contem os valores mínimos de porosidade para ser considerado potencial produtor da bacia.

Com objetivo de integrar os dados sísmicos e de poço, além de conhecer qual o parâmetro da rocha que está sendo refletido no dado sísmico, foram elaborados os gráficos cruzados de porosidade x amplitude (Figura 3), volume de areia x amplitude

(Figura 4), e volume de hidrocarboneto x amplitude (Figura 5).

Estes valores foram integrados com atributos sísmicos calculados a partir dos valores de amplitude procedente do dado sísmico. Paralelamente, foram interpretados sobre o volume sísmico 3D os topos das formações Lagoa Feia, Macaé e Carapebus, incluindo a interpretação do Membro Outeiro da Formação Macaé, e do turbidito Namorado. Estes topos estratigráficos foram calibrados com o sismograma sintético construído com o programa Syntool da Landmark (Figura 6), a partir do perfil sônico e de densidade do poço 7-NA-0011A-RJS.

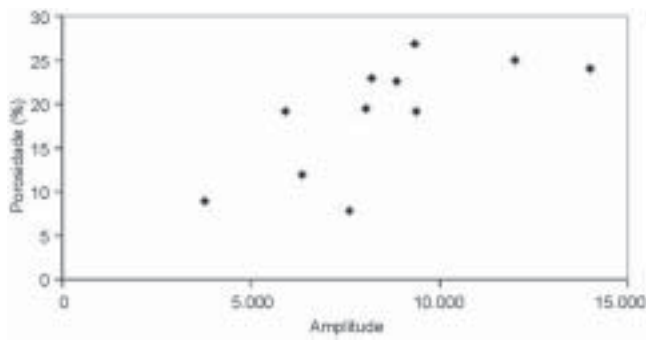


FIGURA 3. Gráfico cruzado de porosidade x amplitude.

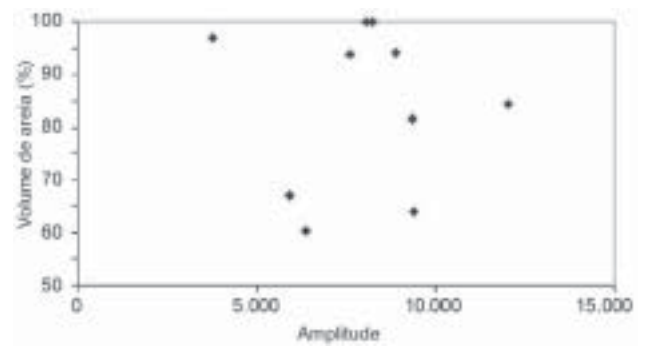


FIGURA 4. Gráfico cruzado de volume de areia x amplitude.

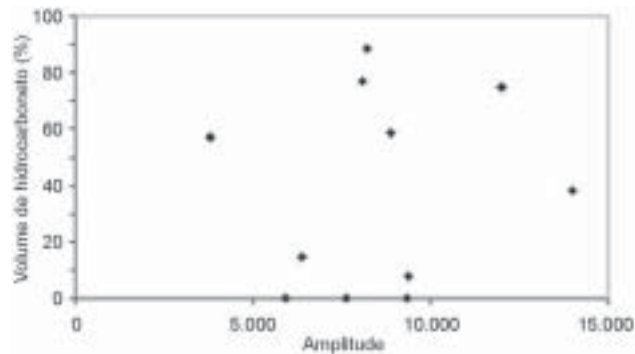


FIGURA 5. Gráfico cruzado de conteúdo de hidrocarboneto x amplitude.

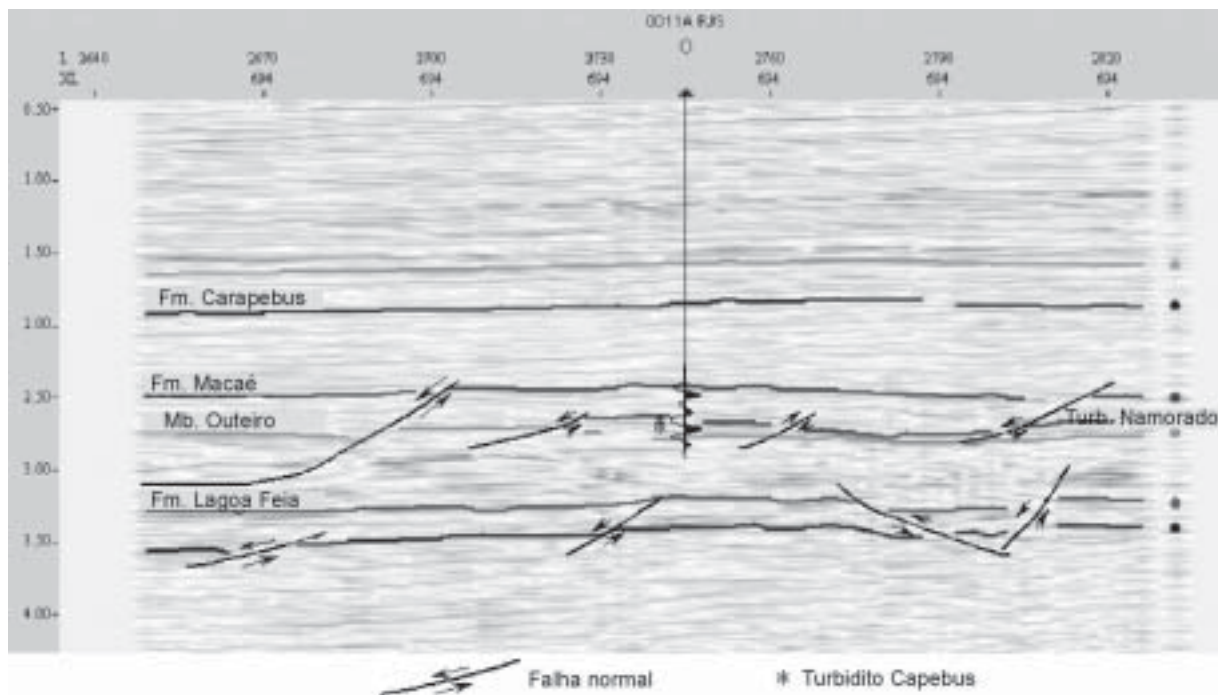


FIGURA 6. Linha sísmica em tempo (s), interpretada e calibrada no Campo de Namorado, com direção norte-sul.

A interpretação do dado sísmico foi realizada com o módulo SeisVision do Geographix, o que permitiu confeccionar os mapas estruturais dos diferentes níveis estratigráficos e integrar os mesmos com os dados de

poço. Com o mesmo programa, foram geradas e analisadas as respostas dos seguintes atributos sísmicos: *Average Energy*, *Average Reflection Strength*, *Average Trough Amplitude*, *Maximum Absolute*

Amplitude, RMS, Total Energy, Total Absolute Amplitude e Maximum Peak Amplitude.

Finalmente, a integração do dado geológico com o dado sísmico, em conjunto com a análise dos resultados, deve permitir prever, se existirem, áreas prospectivas que possam se converter em alvos re-exploratórios.

ANÁLISE DOS RESULTADOS

O primeiro resultado a ser apresentado está associado com a interpretação sísmica da primeira seqüência de turbiditos sedimentada dentro da Formação Macaé (Figura 7), esta seqüência foi identificada em poço como seqüência 2 no trabalho do Gulelmo Souza (2005).

O mapa estrutural em tempo (Figura 8) indica que a primeira seqüência turbidítica da Formação Macaé no Campo de Namorado não está distribuída ao longo de todo o campo, fato verificado no poço 3-NA-0005A-RJS, apresentando altos estruturais nas porções sudoeste e noroeste. Neste sentido, o poço NA-0019-RJ está fora do cubo sísmico, não sendo possível verificar se o alto estrutural se prolonga até este poço; se assim for, o que é marcado pela tendência do mapa, a produção deste poço poderia estar associada à sua posição

estrutural. Não é este o caso dos poços 3-NA-0017A-RJS, 3-NA-0021B-RJS e 7-NA-0011A-RJS, cuja posição estrutural não é a mais favorável para a produção de hidrocarboneto, embora eles sejam bons produtores.

As falhas apresentadas no mapa, em geral, são falhas normais que não estão contribuindo com o armazenamento do hidrocarboneto, segundo as perfurações de poço realizadas até hoje.

A partir dos gráficos cruzados calculados se verifica na Figura 9 que o único que corresponde com a linha reta é o gráfico de porosidade \times amplitude; isto indica que os mapas de amplitude estão respondendo linearmente ao atributo de porosidade da rocha e, então, quanto maior for a amplitude, maior será a porosidade apresentada pela rocha.

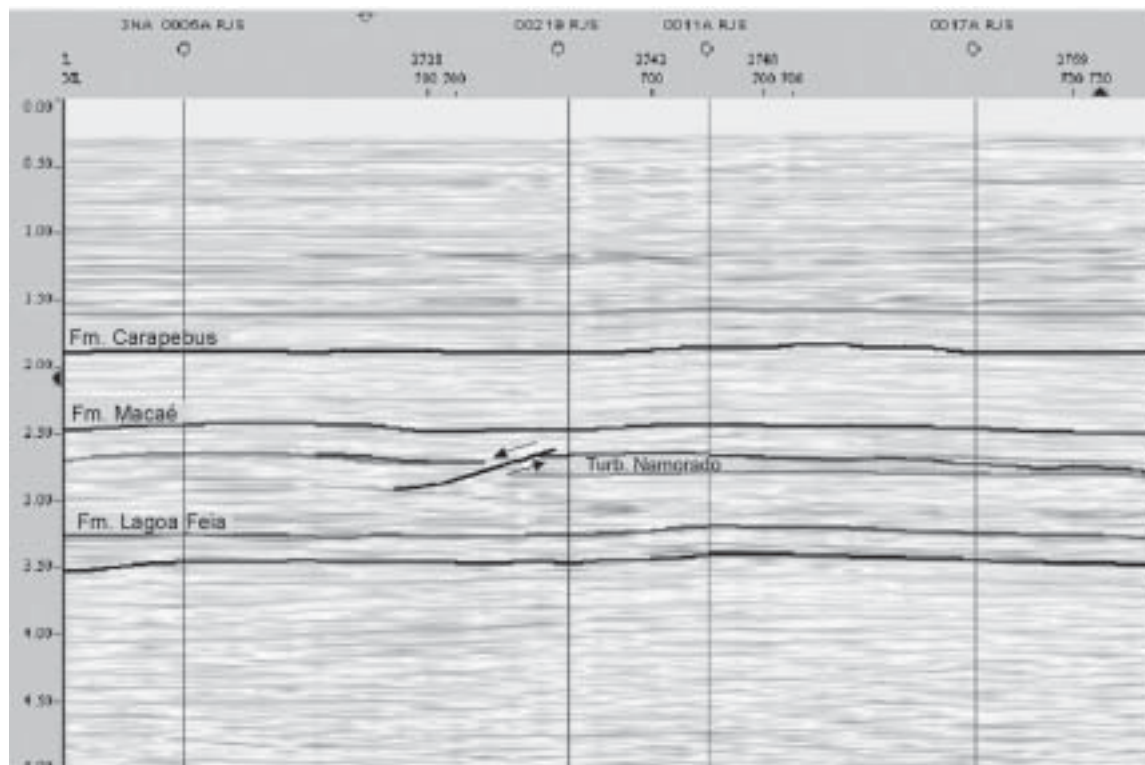


FIGURA 7. Linha sísmica aleatória em tempo (s), cruzando os poços 3-NA-0005A-RJS, 3-NA-0021B-RJS, 7-NA-0011A-RJS e 3-NA-0017A-RJS.

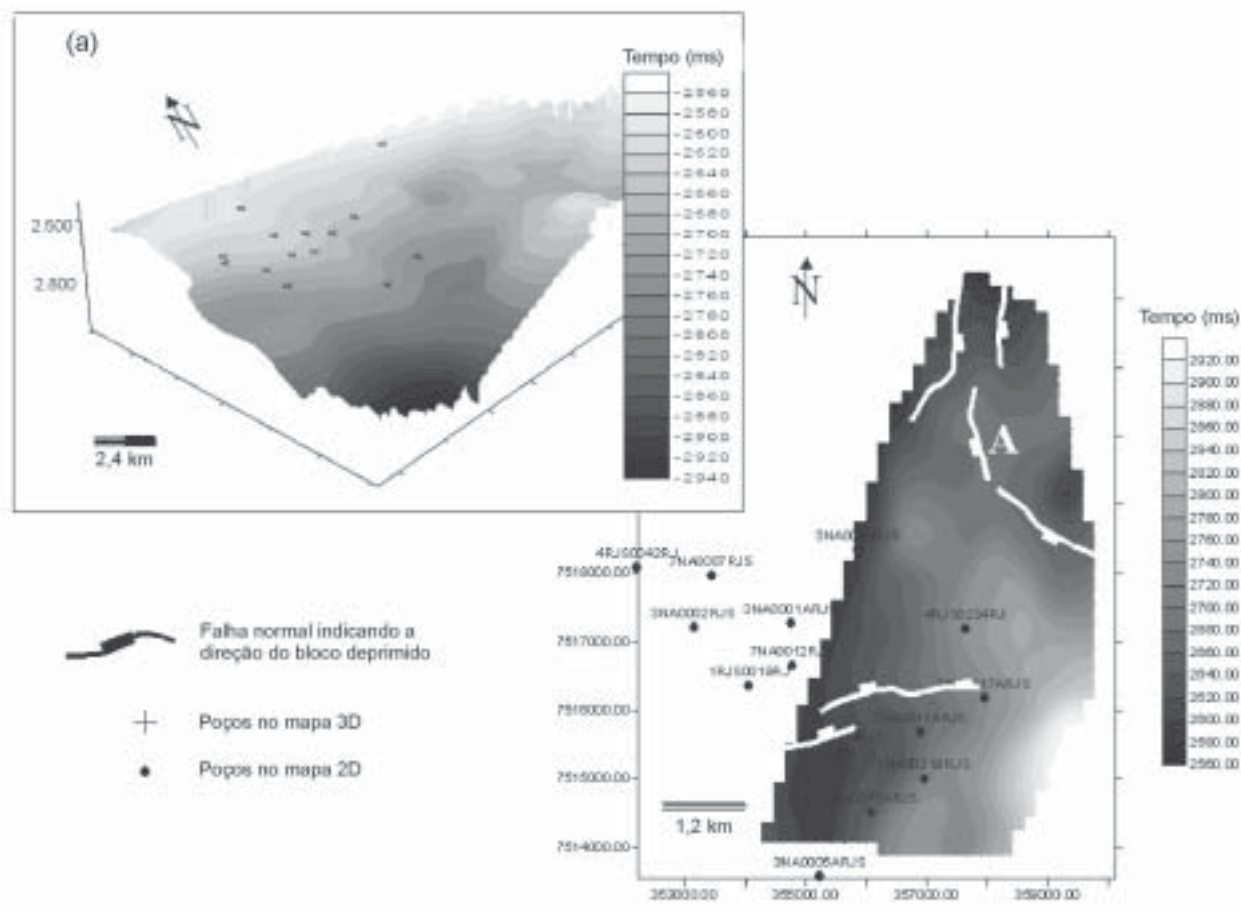


FIGURA 8. Mapa estrutural em tempo da primeira seqüência turbidítica da Formação Macaé no Campo de Namorado. (a): projeção 3D do mapa estrutural apresentando o turbidito afundando no oeste.

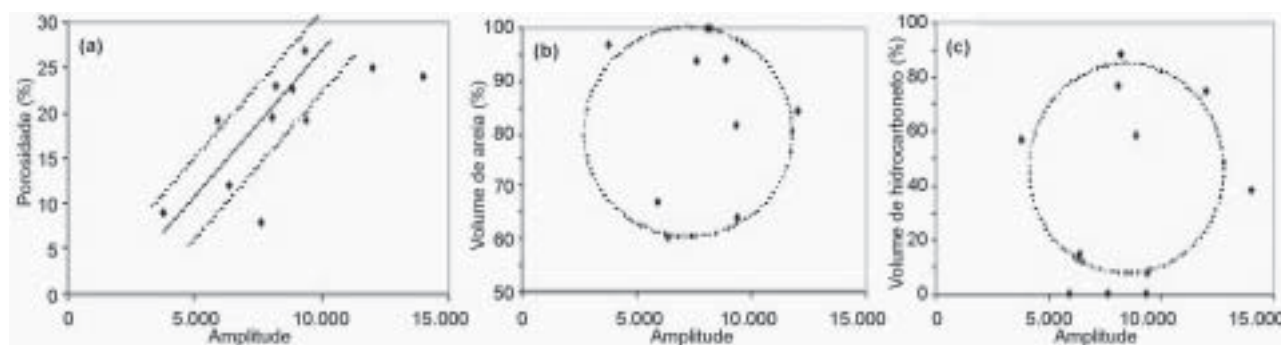


FIGURA 9. Comparação dos gráficos cruzados. (a) relação linear entre porosidade e amplitude. (b) relação não linear entre volume de areia e amplitude. (c) relação não linear entre volume de hidrocarboneto e amplitude.

Dos mapas de atributos calculados para o turbidito, são os mapas de *velocidade RMS* (Figura 10) e *Average Trough Amplitude* (Figura 11) que estão apresentando o melhor resultado para análise. A partir dos mapas é verificado que os poços produtores estão associados numa faixa de amplitude entre 10.000 e

14.000, e numa faixa de velocidade entre 8.000 e 10.000 m/s, surgindo uma área interessante e prospectiva até hoje não perfurada (segundo a posição de poços públicos e confidenciais do Banco de Dados de Exploração e Produção – BDEP). Tal área está localizada no bloco direito e soerguido da falha

identificada com a letra A no mapa estrutural (Figura 8), e que se apresenta no mapa de *velocidades RMS* e no mapa de amplitude dentro de um círculo branco.

O turbidito Namorado, em sua primeira seqüência depositada no Campo de Namorado, apresentou as características petrofísicas apresentadas na Tabela 1 referentes a quatro poços (3-NA-0006D-RJS, 8-NA-0027D-RJS, 7-NA-0035D-RJS, 7-NA-0051D-RJS), avaliados no projeto do Gulelmo Souza (2005) e não recalculados para este trabalho, mas sim considerados para a análise dos atributos de rocha integrados com atributos sísmicos.

Da tabela determina-se que o turbidito produtor

apresenta um volume de areia na ordem de 78%, uma porosidade média de 17,5 %, verificando-se 70% de areia petrolífera no poço 7-NA-0011A-RJS, e uma saturação de água de 23,9 %. Tais valores médios consideram os poços preenchidos com petróleo neste nível, enquanto aqueles poços que estão preenchidos com água não foram considerados devido a que alguns deles estão no baixo estrutural, o que poderia indicar que estão cortando a jazida abaixo do contato óleo/água; em outros poços coincidem com os valores baixos de porosidade, o que poderia estar indicando um limite lateral do reservatório devido a mudança nas características da rocha-reservatório.

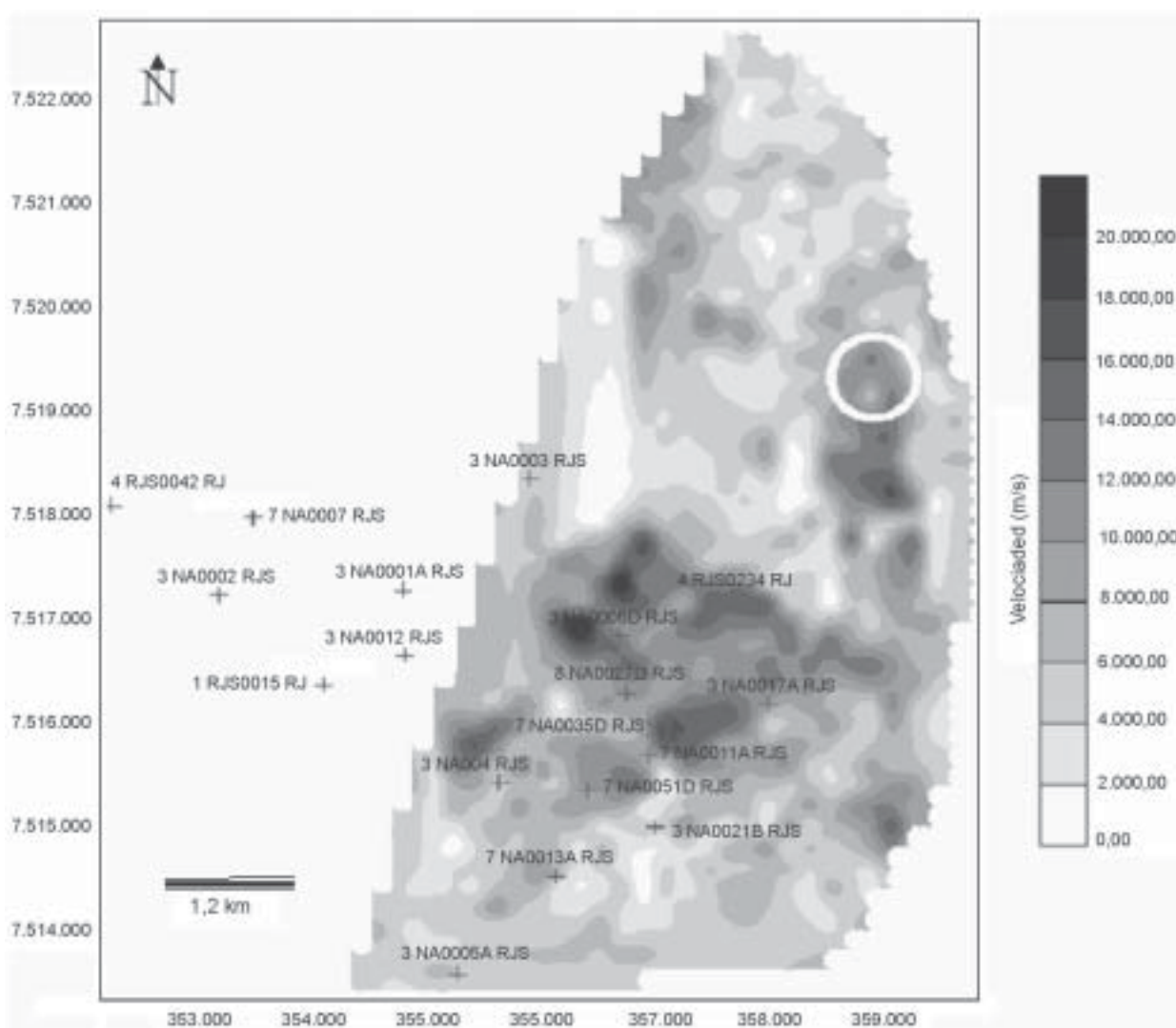


FIGURA 10. Mapa de atributo *velocidade RMS* sobre a primeira seqüência turbidítica da Formação Macaé.

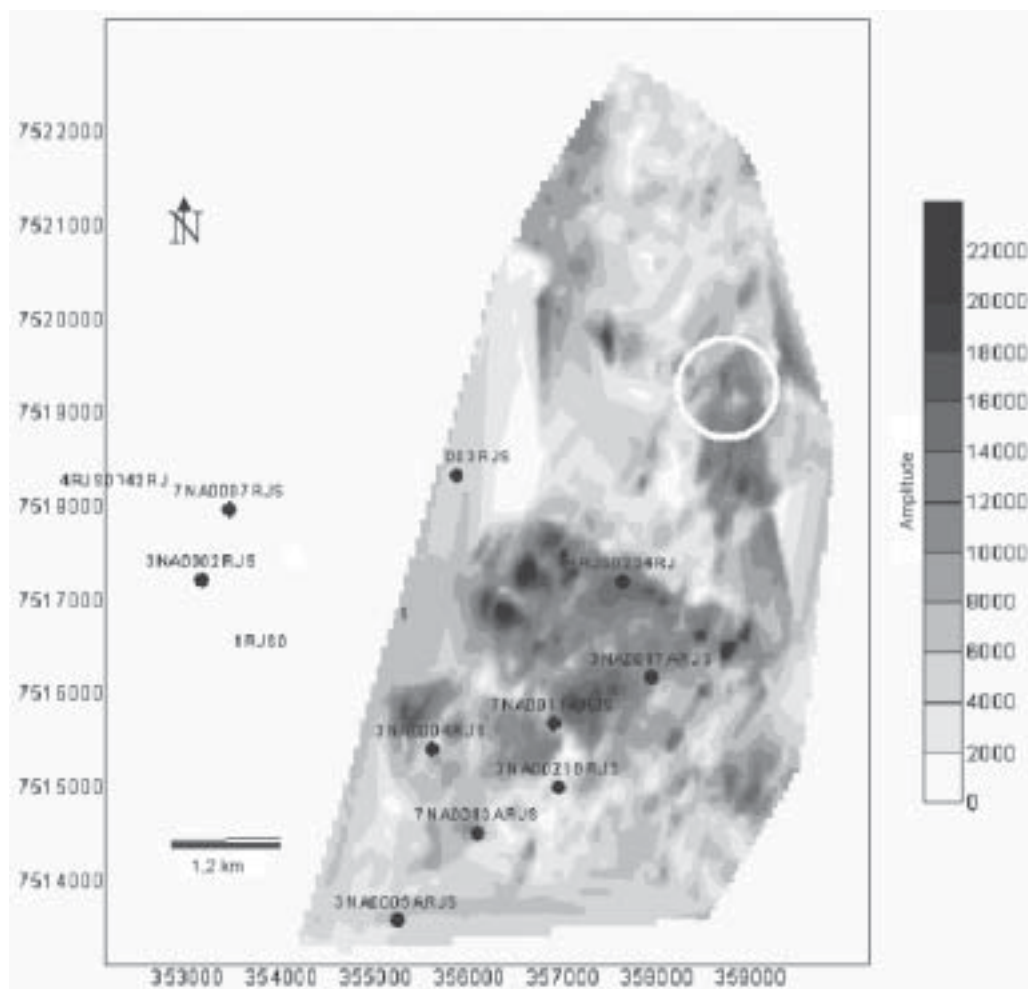


FIGURA 11. Mapa de atributo *Average Trough Amplitude* sobre a primeira seqüência turbidítica da Formação Macaé.

TABELA 1. Características petrofísicas da primeira seqüência turbidítica da Formação Macaé, Campo de Namorado.

Poço	Intervalo do turbidito (m)	Porosidade (%)	Sw (%)	ILD (Ohm.m)	Vshl (%)
4RJS0234RJ	3.293,3-3.309,5	19,24	92	0,75	36
3NA0017ARJS	3.283-3.303	12	85,6	1,15	39,6
7NA0011ARJS	3.126-3.140	19,5	23	9,57	0
3NA0021BRJS	3.074,5-3.091,5	23	11,6	23,6	0
7NA0013ARJS	3.090-3.092	9	43	13,21	3
3NA0004RJJS	3.050-3.078,5	9,6	100	2,05	33
8NA022RJS	3.237-3.237	0	0	0	0
3NA0006DRJS	S/1	25	25,08	S/1	15,55
8NA0027DRJS	S/1	26,83	100	S/1	18,42
7NA0035DRJS	S/1	22,56	41,2	S/1	5,91
7NA0051DRJS	S/1	7,93	100	S/1	6,24

Após serem calculados os parâmetros de corte (Figura 12) utilizando como resistividade mínima de produção 5.5 ohm_m (valor este medido no nível mapeado da Formação Macaé, no poço antes mencionado), calcula-se que uma jazida com prospectividade neste nível tem que apresentar uma saturação máxima de

água de 22%, volume máximo de argila de 27% e porosidade mínima de 14,7%. Comparando os valores petrofísicos de corte com as características do reservatório, determina-se que o risco está associado com a presença de água no nível estudado, o que não compromete a prospectividade da área.

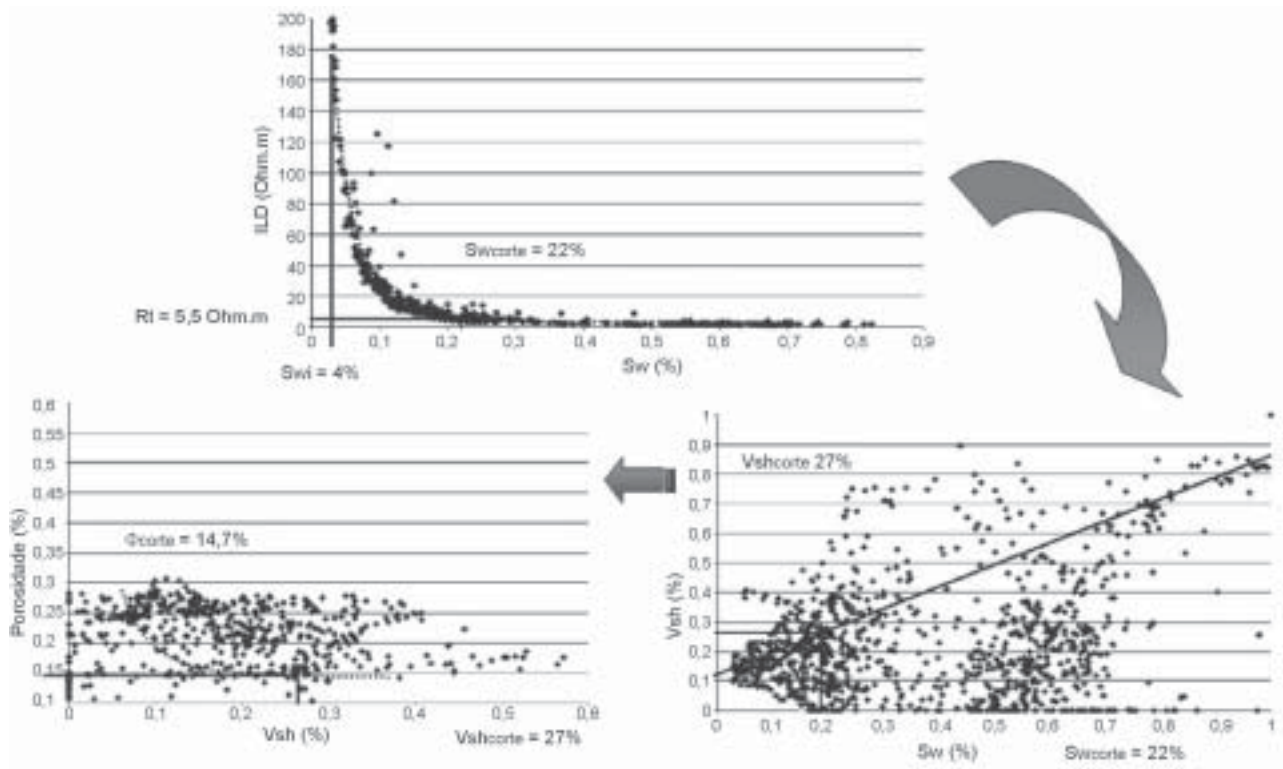


FIGURA 12. Parâmetros de corte para o Campo de Namorado ($Sw_i = 4\%$, $Sw = 22\%$, $Vsh = 27\%$, $\ddot{O}corte = 14,7\%$).

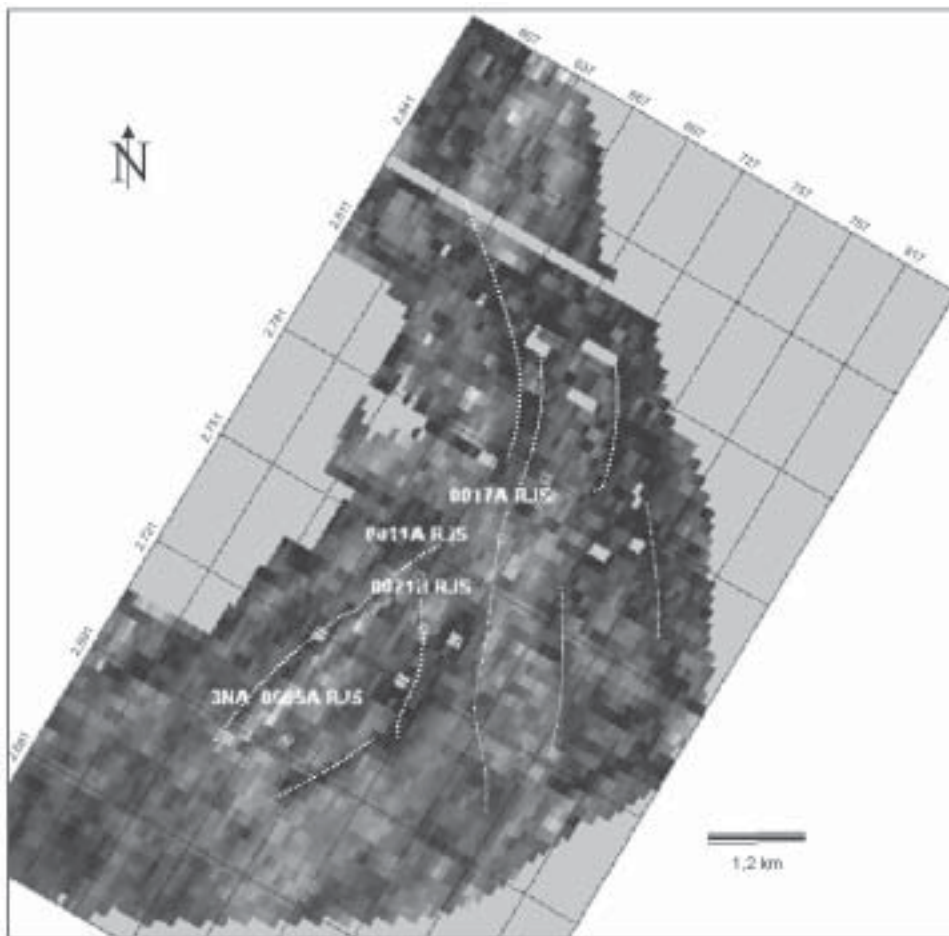


FIGURA 13. Mapa de atributo *Total Energy* sobre as coquinas da Formação Lagoa Feia. Falha interpretada, apresentando direção preferencial N10E.

No trabalho realizado sobre o nível das coquinas da Formação Lagoa Feia, correspondendo à geração de mapas de atributos com objetivo de visualizar densidade de falhas, a melhor resposta foi dada pelos mapas de *Dip-Azimuth* e *Total Energy* (Figura 13). Mesmo com objetivo estrutural, foi realizado o teste de cálculo dos mapas de atributos estratigráficos, obtendo boa resposta no mapa *Average Trough Amplitude* (Figura 14) e permitindo visualizar o paleoambiente fluvial caracterizado por Rangel (1987, segundo Rangel et al., 1994) para a Formação Lagoa Feia.

tural, foi realizado o teste de cálculo dos mapas de atributos estratigráficos, obtendo boa resposta no mapa *Average Trough Amplitude* (Figura 14) e permitindo visualizar o paleoambiente fluvial caracterizado por Rangel (1987, segundo Rangel et al., 1994) para a Formação Lagoa Feia.

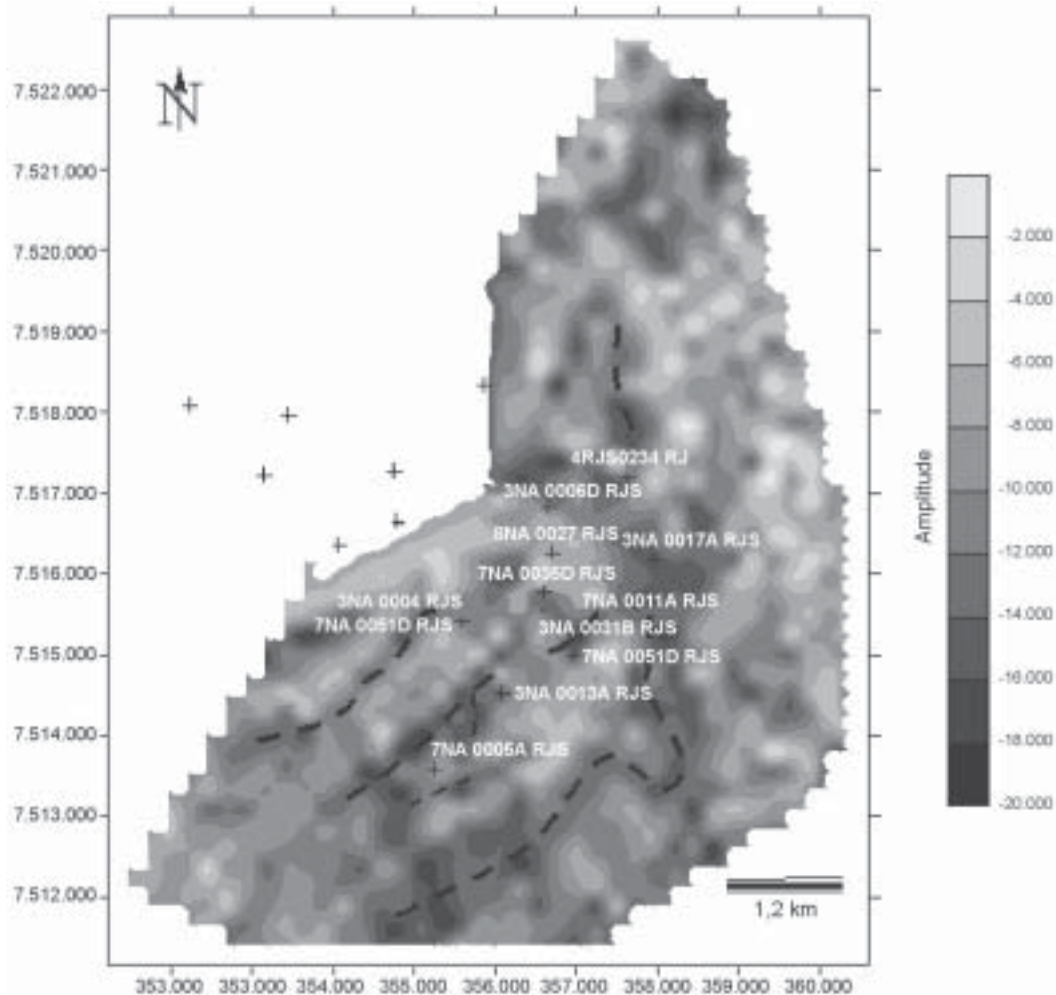


FIGURA 14. Mapa de atributo *Average Trough Amplitude* sobre as coquinas da Formação Lagoa Feia, indicando geometria de canais fluviais.

A partir dos mapas estruturais, determinou-se que as falhas associadas com o nível de coquinas da Formação Lagoa Feia são falhas normais de direção

preferencial N10E, apresentando-se com baixa densidade na região do Campo de Namorado, fato que diminui a prospectividade daquele nível.

CONCLUSÕES

Com relação ao Membro Outeiro, foi determinada a distribuição do turbidito prospectivo já perfurado e testado pelos poços 1-RJS-0019-RJ, 7-NA-0011A-RJS, 3-NA-0017A-RJS e 3-NA-0021A-RJS, baseando-se na interpretação do mapa de atributo *Maximum Trough Amplitude*; tal turbidito tem extensão lateral

para sudeste do campo de Namorado, área que segundo os dados de poços públicos e confidenciais (BDEP) não foi perfurada até hoje, abrindo-se a possibilidade de uma área re-exploratória num campo maduro como é Namorado. Deve-se relembrar que os resultados e conclusões deste estudo estão baseados em fontes de

informação públicas da Bacia de Campos, sendo possível que algumas destas propostas já tenham sido testadas, mas não publicadas por empresas de petróleo.

Finalmente, o nível das coquinas da Formação Lagoa Feia não apresenta boa prospectividade, se considerada a densidade de fraturas como elemento fundamental na capacidade de armazenamento de hidrocarboneto neste nível. O fato de ter sido visualizado

o paleoambiente fluvial nos mapas de atributos indica que este nível poderia apresentar produção de hidrocarboneto associada a este tipo de ambiente. Recomenda-se realizar um estudo detalhado neste nível com objetivo de caracterizar as feições estratigráficas e verificar se o mesmo já está produzindo hidrocarboneto, ou se ele seria potencialmente produtor de petróleo, abrindo a possibilidade de ser outro nível re-exploratório.

AGRADECIMENTOS

Agradecemos a Landmark Graphics por ter disponibilizado o *software* Geographix e Landmark via *Grant Program* ao Laboratório de Interpretação de Dados Sísmicos e Geológicos (LISG) do Instituto de Geociências e Ciências Exatas/UNESP/Campus de Rio Claro.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1. ARCHIE, G. Electrical resistivity log as an aid in determining some reservoir characteristic. In: **Petroleum Technology**, 1941. (Cópia).
2. CASTRO, J.C. & AZAMBUJA FILHO, N.C. Fácies e análise estratigráfica da Formação Lagoa Feia, Cretáceo Inferior da Bacia de Campos. In: CONGRESSO ARGENTINO DE GEOLOGIA, 8, 1981, San Luis. **Anais...** San Luis, 1981, p. 567-576.
3. DIAS, J.L.; OLIVEIRA, J.Q.; VIEIRA, J.C. Sedimentological and stratigraphic analysis of the Lagoa Feia Formation, rift phase of Campos Basin, Offshore Brazil. **Revista Brasileira de Geociências**, v. 18, n. 3, p. 252-260, 1988.
4. DIAS, J.L.; SCARTON, J.C.; ESTEVES, F.R.; CARMINATTI, M.; GUARDADO, L.R. Aspectos da evolução tectono-sedimentar e a ocorrência de hidrocarbonetos na Bacia de Campos. In: GABAGLIA, G.P.R. & MILANI, E.J. (Orgs.). **Origem e evolução de bacias sedimentares**. Rio de Janeiro: Petróleo Brasileiro S.A., p. 333-360, 1990.
5. FERNANDES, F.L. **Estudo da evolução tectono-sedimentar da região centro-oeste da Bacia de Campos, através da técnica de restauração de seções geológicas**. Rio Claro, 2001. Tese (Doutorado em Geologia Regional) – Instituto de Geociências e Ciências Exatas, Universidade Estadual Paulista.
6. GUARDADO, L.R.; GAMBOA, L.A.P.; LUCCHESI, C.F. Petroleum geology of the Campos Basin, Brazil, a model for a producing Atlantic type basin. In: EDWARDS, J.D. & SANTOGROSSI, P.A. (Eds.), **Divergent/passive margin basins**. Tulsa: American Association of Petroleum Geologists, Memor, n. 48, p. 3-79, 1989.
7. GULELMO SOUZA, P.H. **Análise estratigráfica e caracterização do reservatório “Arenito Namorado” na porção Sudeste do Campo de Namorado, Bacia de Campos – RJ**. Rio Claro, 2005. 61 p. Trabalho de Formatura (Geologia) – Instituto de Geociências e Ciências Exatas, Universidade Estadual Paulista.
8. GULELMO SOUZA, P.H.; CASTILLO VICENTELLI, M.G.; CASTRO, J.C. Análise petrofísica do “Arenito Namorado” na porção sudoeste do Campo de Namorado – Bacia de Campos, Brasil. In: INTERNATIONAL CONGRESS OF THE BRAZILIAN GEOPHYSICAL SOCIETY, 9, 2005, Salvador. **Anais...** Salvador: Sociedade Brasileira de Geofísica, 2005, CD-ROM.
9. MENESES, S.X. & ADAMS, T. Ocorrência de resistividades anômalas no Campo de Namorado, Bacia de Campos. **Boletim de Geociências da Petrobras**, v. 4, n. 2, p. 183-188, 1990.
10. RANGEL, H.D.; CORREA, G.A.; BISOL, D.L. Evolução geológica e aspectos exploratórios das áreas norte e central da Bacia de Campos. Rio de Janeiro, Petrobras. **Relatório Interno**, 1987.
11. RANGEL, H.D.; MARTINS, F.A.L.; ESTEVES, F.R.; FEIJÓ, F.J. Bacia de Campos. **Boletim de Geociências da Petrobras**, v. 8, n. 1, p. 203-217, 1994.
12. SILVA, M.M. **Análise da caracterização petrofísica de reservatórios turbidíticos da Bacia de Campos**. Ouro Preto, 1988. 86 p. Dissertação (Mestrado em Geologia) – Escola de Minas, Universidade Federal de Ouro Preto.
13. VAZQUEZ, G.F. **Comportamento do Arenito de Namorado e suas relações com atributos faciológicos**. Campinas, 2000. 210 p. Dissertação (Mestrado em Engenharia de Petróleo) – Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas.

*Manuscrito Recebido em: 7 de abril de 2006
Revisado e Aceito em: 11 de agosto de 2006*