

CARACTERIZAÇÃO GEOFÍSICA DOS RESERVATÓRIOS DO GRUPO MACAÉ NO CAMPO DE GAROUPA – BACIA DE CAMPOS

Luana Fernandes do NASCIMENTO¹ & Maria Gabriela Castillo VINCENELLI²

- (1) Curso de Pós-Graduação em Geociências, Instituto de Geociências e Ciências Exatas, UNESP, Avenida 24-A, 1515 – Bela Vista, CEP 13506-970. Rio Claro, SP. Endereço eletrônico: luanaf_n@yahoo.com.br.
- (2) 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.

Introdução
Objetivo
Contexto Geológico
Dados e Métodos
Correlação de Poços
Interpretação Sísmica
Análise dos Resultados
Conclusões
Referências Bibliográficas

RESUMO - A área de estudo abrange o Campo de Garoupa, o qual constitui a primeira descoberta *offshore* em carbonatos da Bacia de Campos. A alta significância das rochas carbonáticas reservatórios para o setor petrolífero mundial e o seu grau de complexidade, aliados ao fato do Campo de Garoupa ser caracterizado como um campo maduro, torna esta pesquisa interessante para elaborar uma visão atual da área. A metodologia desta pesquisa incluiu técnicas de correlação de poços, análise petrofísica e interpretação de dados sísmicos (3D), com o intuito de avaliar qualitativa e quantitativamente a resposta dos dados geofísicos à presença de rochas carbonáticas reservatórios. A partir da análise dos perfis geofísicos de poço (raio gama, resistividade, densidade e sônico) foi possível identificar seis níveis reservatórios nos calcarenitos da Formação Quissamã, delimitados por uma trapa estrutural-estratigráfica. Os mapas de contorno estrutural em tempo (ms) do topo do Grupo Macaé e de dois horizontes correspondentes aos níveis reservatórios foram gerados baseados na interpretação sísmica. Estes mapas mostram que a área produtora de óleo do campo é um alto estrutural localizado a oeste do cubo sísmico interpretado, classificado como um *rollover* delimitado por falhas laterais que formam um *horst*.

Palavras-Chave: Bacia de Campos, Campo de Garoupa, Grupo Macaé, Interpretação Sísmica, Perfis de Poço.

ABSTRACT - The study area is the Garoupa oil field which is offshore's first important discovery of hydrocarbon production in carbonates in the Campos Basin. The high significance of carbonate rocks reservoirs for the global petroleum industry and its high complexity, combined with the fact that the Garoupa field be characterized as a mature field, make this research interesting to draw a present view of the area. The methodology used in this paper included well correlation techniques, petrophysical analysis and seismic interpretation (3D), in order to evaluate qualitatively and quantitatively the geophysical data's response to the presence of carbonate rocks reservoirs. By analyzing the geophysical well profiles (gamma ray, resistivity, density and sonic) was possible to identify six reservoir levels in the Quissamã Formation calcarenites delimited by a structural-stratigraphic trap. The structural contour maps of the top of the Macaé Group and two horizons that correspond to the reservoir levels were generated in time (ms) based on seismic interpretation. These maps show that the oil producing area of Garoupa field is a high structural located in the west side of the seismic cube interpreted, classified as a rollover limited by lateral faults that form a horst.

Keywords: Campos Basin, Garoupa Field, Macaé Group, Seismic Interpretation, Well Profiles.

INTRODUÇÃO

O Campo de Garoupa constitui a primeira descoberta de hidrocarboneto comercial na Bacia de Campos (1974) nos carbonatos de idade Albiana. Em 1981, este campo junto aos campos de Namorado, Enchova, Badejo e Pampo iniciaram a produção comercial constituindo 53% da produção marítima de petróleo do Brasil para a data, e atualmente esta Bacia representa a principal produtora de petróleo e gás natural do país, responsável por mais de 80% da produção nacional de hidrocarbonetos (ANP, 2012).

A alta significância das rochas carbonáticas reservatórios para o setor petrolífero mundial e o seu grau de complexidade, aliados ao fato do

Campo de Garoupa ser caracterizado como um campo maduro, torna esta pesquisa interessante para elaborar uma visão atual da área de estudo, o que poderia contribuir em aumentar sua vida útil e uma melhor compreensão da distribuição de hidrocarboneto neste tipo de reservatório.

Neste contexto, esta pesquisa contribui para o aprimoramento e aplicação de técnicas na integração de dados geofísicos e geológicos para rocha carbonática, a partir da caracterização dos reservatórios do Grupo Macaé no Campo de Garoupa.

A área de estudo está situada a 75 km da costa, em cota batimétrica média de 125 m (Figura 1). O Campo de Garoupa ocupa a 26^a

posição na produção de petróleo na bacia de Campos, produzindo 3,8 Mbbl/dia (BDEP, 2012).

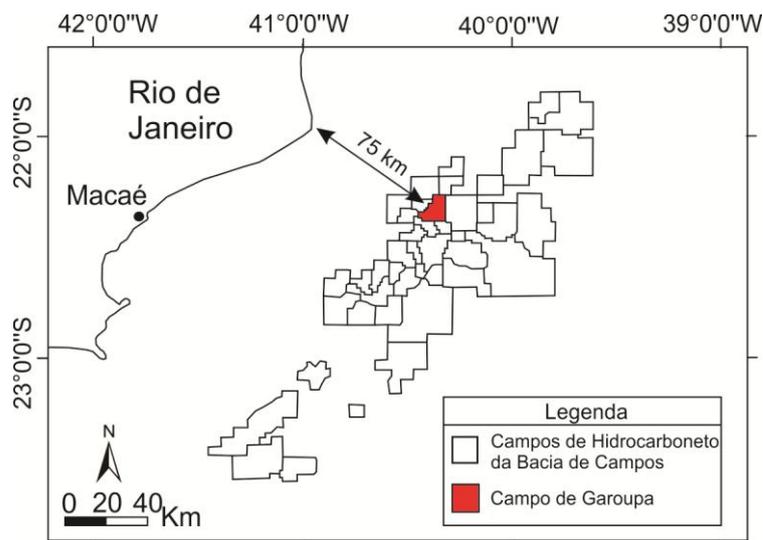


Figura 1. Localização do Campo de Garoupa.

Objetivo

O objetivo deste trabalho é analisar as propriedades físicas dos reservatórios do Grupo Macaé no Campo de Garoupa, por meio de técnicas de correlação de poços, petrofísica e

interpretação de dados sísmicos (3D), com o intuito de avaliar qualitativa e quantitativamente a assinatura geofísica destes níveis carbonáticos reservatórios.

CONTEXTO GEOLÓGICO

O Campo de Garoupa foi descoberto em novembro de 1974 a partir do poço 1-RJS-9A, perfurado com a finalidade de testar uma feição dômica mapeada por sísmica de reflexão. Os objetivos principais eram os carbonatos do Grupo Macaé e os secundários, os arenitos do Grupo Campos - Formação Carapebus (Tigre, 1988).

O Grupo Macaé consiste em uma espessa seção carbonática Albiano-Turoniana e representa o início da implantação do Atlântico Sul (Supersequência Drifte). No Macaé Superior (idade Neoalbiano-Eoturoniano), situa-se o marco estratigráfico *Chalk*, composto por um ritmo de calcilutitos/margas, depositado em resposta a elevação relativa de nível do mar, que afogou os carbonatos de águas rasas do Macaé Inferior - Eomesoalbiano – (Spadini et al., 1987).

Segundo Winter et al. (2007), o Grupo Macaé é formado em sua porção proximal por rochas da Formação Goitacás e em sua porção distal, pelas formações Quissamã (calcarenito e calcirrudito – Membro Búzios), Outeiro (calcilutito, marga, folhelho e por vezes,

camadas isoladas de arenitos turbidíticos designados de “Arenito Namorado”) e Formação Imbetiba (margas).

No Campo de Garoupa, os reservatórios são constituídos por calcarenitos oncolíticos/oolíticos do Grupo Macaé, Formação Quissamã, com topo situado a cerca de 3130 m. A coluna de óleo no campo é de aproximadamente 145 m, com porosidades que variam de 17% a 22% (Tigre, 1988). Os reservatórios do campo encontram-se limitados por falhas lítricas a oeste e a leste, estruturados em uma anticlinal.

O calcilutito da Formação Outeiro constitui a rocha selante dos reservatórios da Formação Quissamã, sendo que estes estão inseridos no contexto de uma trapa mista (estrutural-estratigráfica). Além da delimitação por falhas, os calcarenitos variam lateralmente para calcilutitos.

Abaixo da camada do Albiano, ocorre a sequência aptiana representando a fase rifte, e entre ambas, há uma camada de sal que tem sua espessura diminuída ao longo do reservatório do campo (Figura 2).

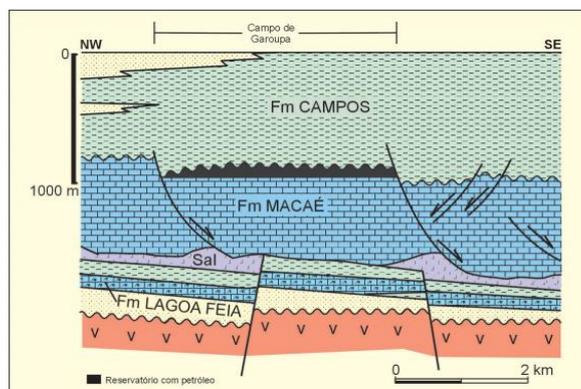


Figura 2. Seção geológica esquemática com a configuração estrutural-estratigráfica do Campo de Garoupa, Bacia de Campos. Fonte: CPRM (2003)

O campo apresenta 44 poços perfurados, dos quais 31 são produtores, 8 abandonados e 5 secos (BDEP, 2013). É importante mencionar que as reservas de óleo e gás no reservatório

Macaé deste campo foram calculadas em 58 milhões de barris de óleo e 1,6 bilhão de m³ de gás (CPRM, 2003).

DADOS E MÉTODOS

Esta pesquisa foi desenvolvida a partir do conjunto de dados sísmicos e de poços previamente fornecidos pela Agência Nacional do Petróleo (ANP) através da política de disponibilização de dados públicos para pesquisa em universidades. O banco de dados compreende um cubo sísmico 3D de 50 km², 6 poços (3GP – 0002A - RJS, 3GP – 0003 - RJS, 3GP – 0004 - RJS, 7GP – 0005A - RJS, 7GP –

0006 - RJS, 7GP – 0007 - RJS) e seus respectivos perfis compostos, pastas de poço e curvas básicas no formato .las: ILD (resistividade), GR (Raio Gama), RHOB (densidade) e DT (sônico) (Figura 3).

Estes dados foram submetidos à análise sísmica e de distribuição estratigráfica (correlação de poços).

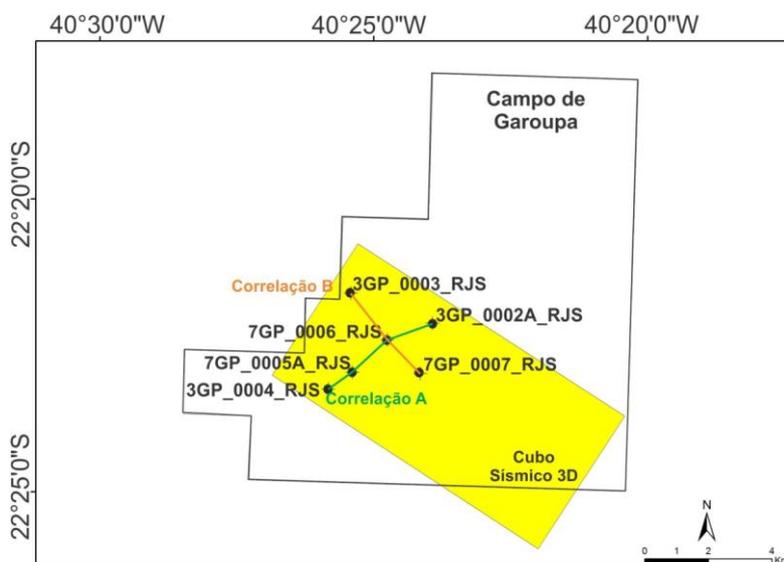


Figura 3. Localização dos poços, do cubo sísmico 3D e das correlações de poços A e B.

Correlação de poços

Para a correlação de intervalos estratigráficos, foram elaborados gráficos a partir de dados dos arquivos .las de cada poço, contendo os valores dos perfis de raio gama

(GR), sônico (DT), elétrico (ILD) e de densidade (RHOB) e de profundidade (m) no intervalo do Grupo Macaé (3000-3500 m).

A correlação de poços foi realizada a partir da identificação de camadas com geometrias e

propriedades físicas semelhantes entre os perfis dos poços na direção NW e NE do campo, a fim de proporcionar uma visão da distribuição dos reservatórios na região. Com a correlação dos intervalos reservatórios identificados nas duas seções estratigráficas, é possível observar o comportamento das espessuras e propriedades físicas dos mesmos no campo. Definidos os limites dos reservatórios, foi calculada a média de valores de resistividade e densidade a partir dos dados dos arquivos .las para estes intervalos de profundidade, e foi confeccionada uma tabela para cada poço com as propriedades destes reservatórios.

Interpretação sísmica

Os dados sísmicos (cubo 3D) foram carregados no *software* da *Landmark – Seisworks* – plataforma R5000.

O perfil sônico e de densidade foram utilizados para gerar um perfil sintético do poço

para a calibração rocha-perfil sísmico entre um poço e uma seção sísmica que se interceptam, com o intuito de identificar os refletores correspondentes aos intervalos estratigráficos dos reservatórios carbonáticos (Figura 4).

A resolução calculada nos níveis reservatórios é de 17 m e, portanto, não há um horizonte sísmico para cada reservatório, devido a suas espessuras que variam de 9 a 38 m. Assim, para esta pesquisa, adota-se que o horizonte Quissamã RA abrange os reservatórios R1 e R2, enquanto que o horizonte compreende os reservatórios R3 a R6, delimitados a partir da aplicação dos sismogramas sintéticos na sísmica.

A interpretação sísmica dos horizontes correspondentes ao topo do Grupo Macaé e reservatórios foi realizada em malha regular 5x5 na direção de *inlines* e *crosslines* ao longo do cubo sísmico.

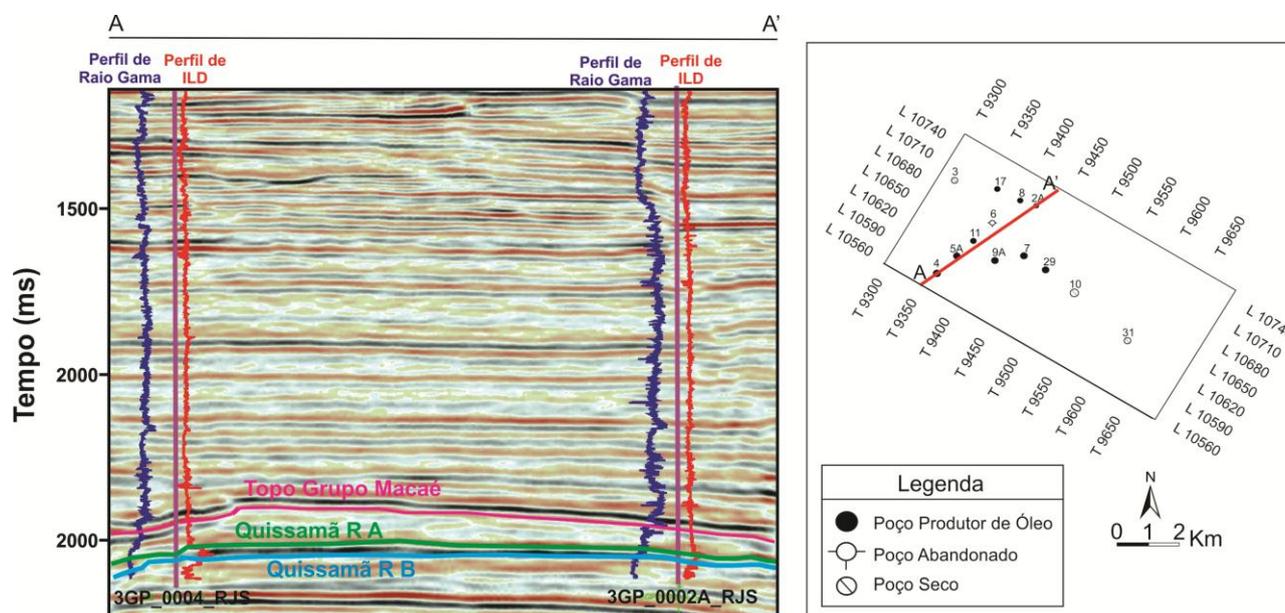


Figura 4. Seção sísmica com a identificação do topo do Grupo Macaé e dos níveis reservatórios Quissamã RA e Quissamã RB.

Também foram interpretadas nas seções sísmicas estruturas importantes na compreensão geológica da área de estudo, assim como: falhas normais, *rollover*, *horst* e *graben*.

A partir dos horizontes cronoestratigráficos interpretados, foram confeccionados mapas estruturais de contorno, em tempo (ms), no topo do Grupo Macaé e na parte superior dos níveis principais reservatórios sobre o carbonato da Formação Quissamã. Sobre estes mapas, são calculados mapas de atributos sísmicos

estratigráficos e estruturais, com o objetivo de verificar anomalias sísmicas e as alterações laterais do reservatório. Para caracterizar os níveis reservatórios, são utilizados mapas de atributos sísmicos integrados com análise de registro de poços.

Para cada mapa de atributo sísmico, o valor do atributo foi medido na localização de cada poço e organizado em uma tabela. Estas tabelas foram integradas a valores de resistividade, densidade, raio gama e

porosidade de cada nível reservatório para a confecção de gráficos cruzados ou *cross-plots*, onde no eixo das ordenadas são colocados os valores do atributo sísmico e nas abcissas são colocados valores encontrados nos perfis

geofísicos, com o objetivo de identificar qual atributo sísmico responde melhor às propriedades físicas do reservatório carbonático.

ANÁLISE DOS RESULTADOS

A partir da análise dos perfis geofísicos dos poços, foram delimitados seis níveis reservatórios no intervalo da Formação Quissamã e posteriormente, a correlação lateral destes intervalos permitiu descrever o

comportamento dos mesmos no Campo de Garoupa, em termos de suas propriedades físicas e mudanças laterais das fácies reservatórios (Figuras 5 e 6).

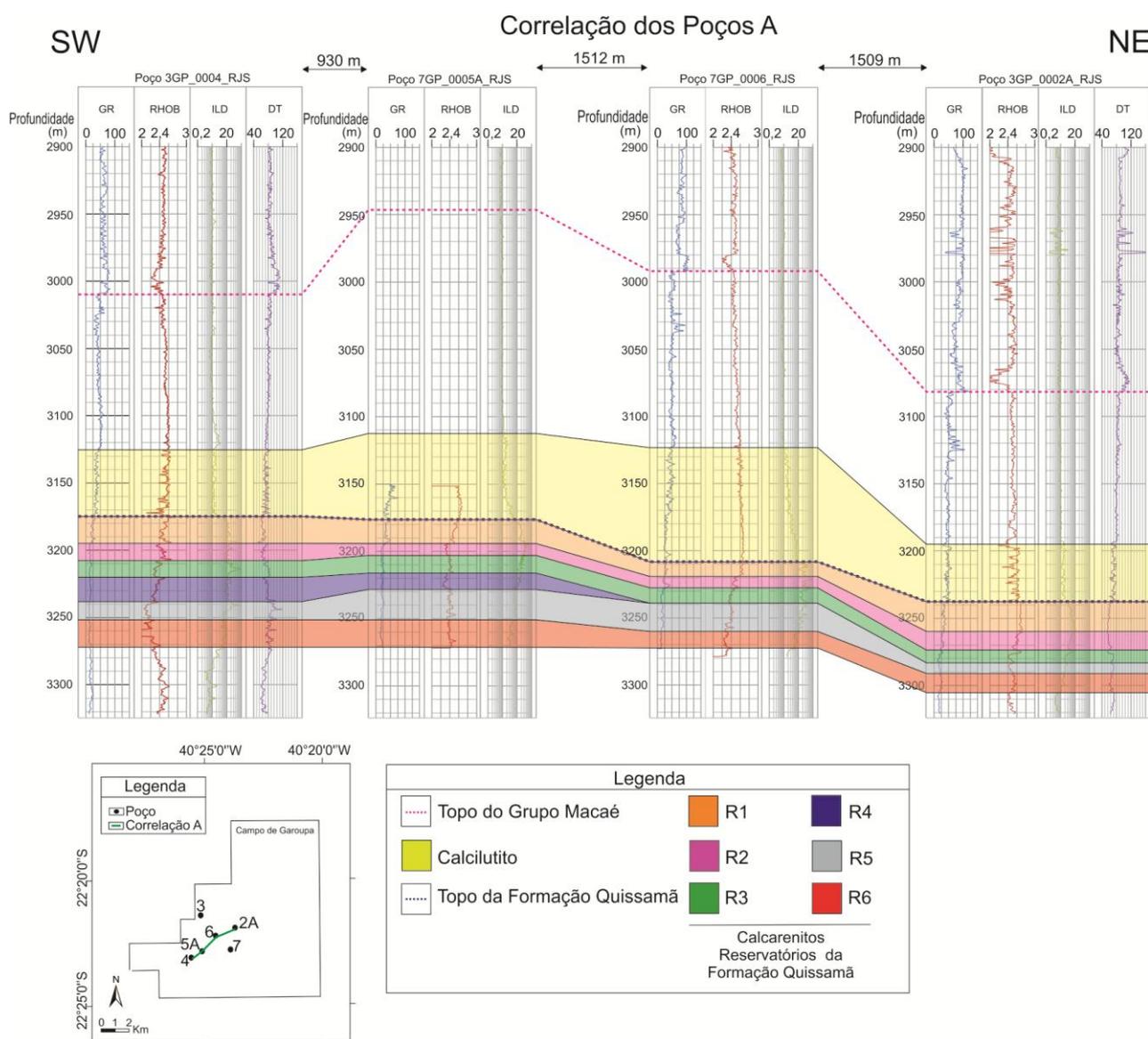
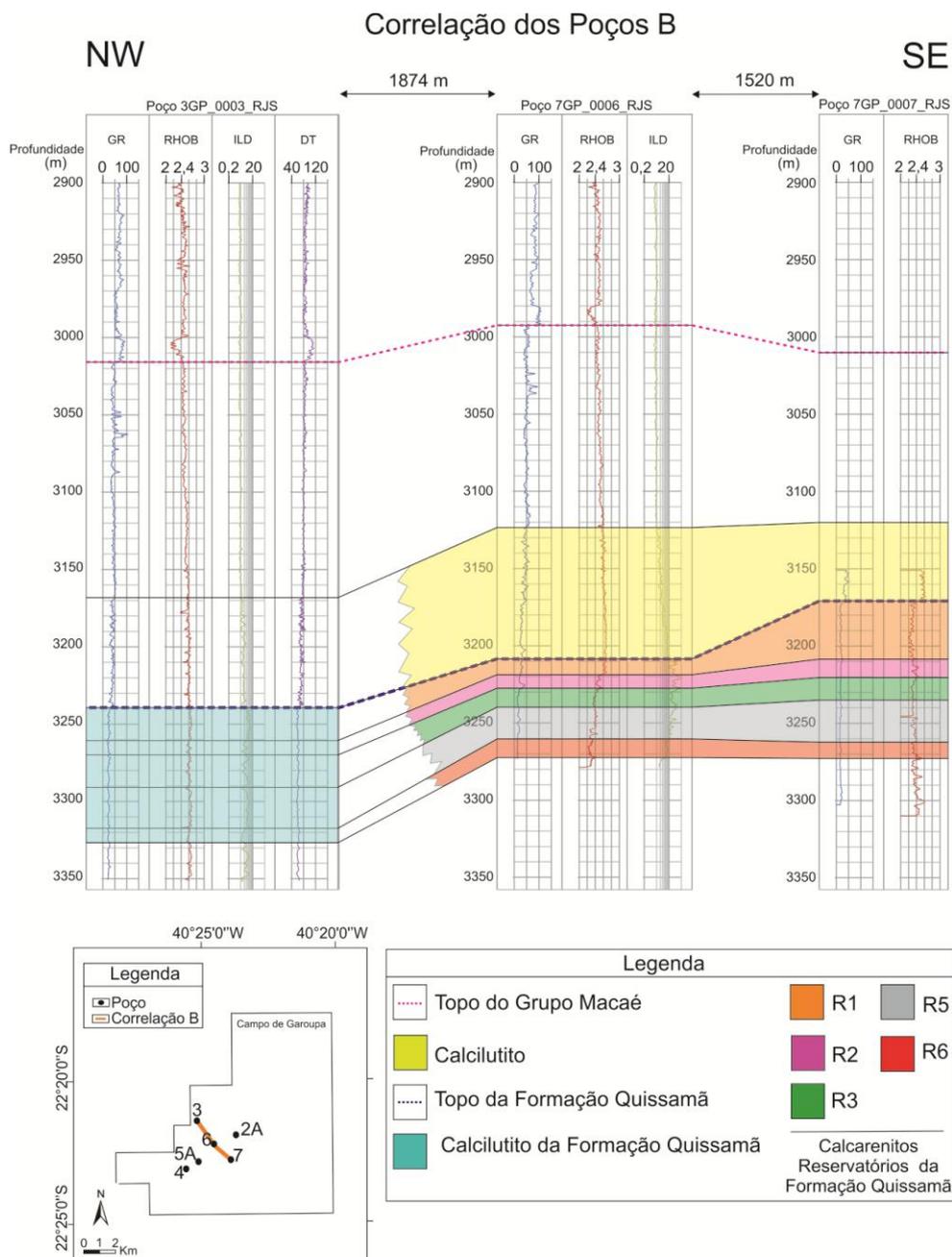


Figura 5. Correlação dos Poços A.



Nos perfis geofísicos analisados, o topo do Grupo Macaé pode ser identificado pela diminuição brusca da curva de raio gama, pelo aumento dos valores do perfil de densidade e pela resposta do perfil sônico, com comportamento semelhante ao longo de todos os poços que contém este perfil.

A Formação Outeiro (Macaé Superior) é formada principalmente pela intercalação de margas e calcilutitos e, em menor quantidade, por folhelhos e arenitos. A espessura dessa camada varia de 155 m no poço 3GP_0002A_RJS com topo a 3082 m, a 228 m no poço 7GP_0005A_RJS com topo em 2947 m (posição estrutural mais alta desta formação).

Acima da Formação Quissamã, a Formação Outeiro apresenta uma camada considerável composta somente por calcilutito, que chega a 85 m de espessura no poço 7GP_0006_RJS e forma o capeamento do reservatório R1. Este intervalo foi considerado um marco estratigráfico, pois possui extensa correlação lateral no Campo de Garoupa e os perfis geofísicos possuem comportamento diferenciado neste intervalo (aspecto serrilhado), quando comparado à perfilagem dos outros níveis do Macaé Superior.

Neste campo, a Formação Quissamã é composta predominantemente por calcarenitos, possui topo a cerca de 3170-3237 m e

compreende as fácies reservatórios do Campo de Garoupa. Algumas camadas finas de calcilitos neste intervalo constituem camadas impermeáveis que restringem o fluxo de fluido entre zonas reservatórios. No poço 3GP_0003_RJS, os calcilitos compõem todo o intervalo da Formação Quissamã, o que

sugere a variação lateral de fácies – calcarenitos que gradam lateralmente para grãos mais finos.

Para cada poço, foi confeccionada uma tabela com as propriedades físicas dos reservatórios identificados e o tipo de fluido, como a tabela abaixo do poço 7GP_0005A_RJS (Tabela 1).

Tabela 1. Dados dos reservatórios do Poço 7GP_0005A_RJS

Poço 7GP_0005A_RJS								
Reservatório	Topo (m)	Base (m)	Espessura (m)	Resistividade (m)	Raio Gama (API)	Densidade (g/cm ³)	Porosidade Relativa (%)	Fluido
R1	3175	3194	19	34	37	2,51	11	Água doce
R2	3194	3203	9	73	21	2,33	21	Óleo
R3	3203	3216	13	41	22	2,4	20	Óleo
R4	3216	3229	13	28	20	2,31	22	Óleo
R5	3229	3251	22	14	21	2,4	21	Óleo
R6	3251	3271	20	7,3	18	2,4	18	Água doce

A posição estrutural do poço 7GP_0007_RJS é topograficamente favorável, visto que as rochas reservatórios encontram-se em níveis mais elevados em relação aos outros poços da área, o que resultou na presença de um intervalo de óleo mais espesso (3170-3273 m).

O inverso ocorre no poço 3GP_0002A_RJS, onde os reservatórios produtores de óleo possuem a menor espessura (9 m e 14 m) e estão em posição estrutural mais baixa, quando comparados aos outros poços (Tabela 2).

Tabela 2. Dados dos reservatórios do Poço 3GP_0002A_RJS.

Poço 3GP_0002A_RJS									
Reservatório	Topo (m)	Base (m)	Espessura (m)	Resistividade (m)	Raio Gama (API)	Densidade (g/cm ³)	Porosidade Relativa (%)	DT (m/s)	Fluido
R1	3237	3260	23	12	35	2,67	2	5166	-
R2	3260	3274	14	10	28	2,59	6	5166	Óleo
R3	3274	3283	9	6	19	2,5	12	4618	Óleo
R5	3283	3292	9	4	19	2,46	15	4417	Água
R6	3292	3305	13	2,8	24	2,53	11	4762	Água salgada

O poço 7GP_0006_RJS foi abandonado por acidente mecânico, no entanto apresenta

potencial reservatório de hidrocarboneto, como demonstra a análise deste poço na Tabela 3:

Tabela 3. Dados dos reservatórios do Poço 7GP_0006_RJS.

Poço 7GP_0006_RJS								
Reservatório	Topo (m)	Base (m)	Espessura (m)	Resistividade (m)	Raio Gama (API)	Densidade (g/cm ³)	Porosidade Relativa (%)	Fluido
R1	3208	3220	12	48	28	2,63	4	-
R2	3220	3228	8	98	27	2,48	16	Óleo
R3	3228	3240	12	48	16	2,39	18	Óleo
R5	3240	3262	22	32	17	2,36	19	Óleo
R6	3262	3273	11	13	13	2,28	25	Água doce

Os valores de porosidade diferem muito entre reservatórios, inclusive para um mesmo poço, como exemplo do poço 3GP_0004_RJS, onde a porosidade no intervalo R1 é de 12% e aumenta até o R6, onde alcança 35%. Apesar disto, é possível observar uma tendência da

distribuição dos valores desta propriedade na Correlação A: em todos os reservatórios, a porosidade diminui da direção sudoeste para a direção nordeste do campo.

O poço 3GP_0004_RJS possui reservatórios de óleo pouco espessos – o R3 possui 12 m de

espessura e é portador de óleo de baixa produtividade, enquanto o R5 tem 14 m e produziu óleo por surgência. A Tabela 4

apresenta as principais informações dos reservatórios deste poço:

Tabela 4. Dados dos reservatórios do poço 3GP_0004_RJS.

Poço 3GP_0004_RJS									
Reservatório	Topo (m)	Base (m)	Espessura (m)	Resistividade (m)	Raio Gama (API)	Densidade (g/cm ³)	Porosidade Relativa (%)	DT (m/s)	Fluido
R1	3175	3195	20	22	24	2,5	12	4690	Água doce
R2	3195	3208	13	25	14	2,45	15	4482	Água doce
R3	3208	3220	12	47	15	2,33	21	3907	Óleo
R4	3220	3238	18	25	15	2,32	23	3958	Água doce
R5	3238	3252	14	33	12	2,14	31	3349	Óleo
R6	3252	3272	20	14	13	2,1	35	3672	Água doce

Segundo dados da pasta de poço, o poço 7GP_0007_RJS produz óleo no intervalo da Formação Quissamã de 30° a 35° API por

surgência. Os dados dos reservatórios deste poço estão descritos na Tabela 5:

Tabela 5. Dados dos reservatórios do poço 7GP_0007_RJS.

Poço 7GP_0007_RJS							
Reservatório	Topo (m)	Base (m)	Espessura (m)	Raio Gama (API)	Densidade (g/cm ³)	Porosidade Relativa (%)	Fluido
R1	3170	3208	38	19	2,3	23	Óleo
R2	3208	3220	12	20	2,35	20	Óleo
R3	3220	3235	15	17	2,32	21	Óleo
R5	3235	3247	12	18	2,29	23	Óleo
R6	3247	3273	26	15	2,35	19	Óleo

O poço 3GP_0003_RJS apresenta correlação lateral dos perfis geofísicos com os outros poços, mas é litologicamente diferenciado. Este poço foi perfurado com o intuito de verificar a extensão noroeste da acumulação de óleo descoberta pelo poço 1_RJS_9A, porém a Formação Quissamã, no local perfurado, é constituída por calcilutitos e não apresenta indícios de hidrocarbonetos (informação retirada da pasta do poço 3GP_0003_RJS).

A correlação B esquematiza a variação lateral de fácies de calcarenitos para os calcilutitos do poço 3GP_0003_RJS. Com exceção do intervalo R6, os reservatórios possuem a tendência de aumentar a porosidade da direção noroeste para a direção sudeste do campo.

A partir da calibração do poço com o dado sísmico, foram identificados os horizontes cronoestratigráficos na seção sísmica correspondentes ao topo do Grupo Macaé e para cada um dos níveis reservatórios. Devido à resolução sísmica de pelo menos 17 metros, todos os reservatórios estão incluídos entre dois refletores e estes horizontes foram utilizados

para aplicação de atributos sísmicos. Os reservatórios R1 e R2 são compreendidos no horizonte Quissamã RA, enquanto que o horizonte Quissamã RB abrange os reservatórios R3 a R6.

A Figura 7 ilustra uma seção sísmica regional do Campo de Garoupa, onde é possível identificar os seguintes níveis cronoestratigráficos: Oligoceno-Mioceno (laranja), Topo do Grupo Macaé (rosa), intervalo reservatório Quissamã RA (verde) e Quissamã RB (azul), e Aptiano (vermelho).

O nível Aptiano está inferido, visto que os poços não alcançam este nível, baseado em um horizonte contínuo com boa amplitude abaixo da camada de sal.

A Figura 8 ilustra a interpretação sísmica sobre a área de produção do poço 7GP_0007_RJS, onde é notável que o campo foi projetado sobre um alto estrutural (*horst*), como observado na seção do traço sísmico (*crossline* - azul), onde os reservatórios são limitados por falhas normais bem definidas na seção sísmica. A linha que cruza perpendicularmente a seção abordada

anteriormente (*inline*), revela que a estrutura é um *rollover*.

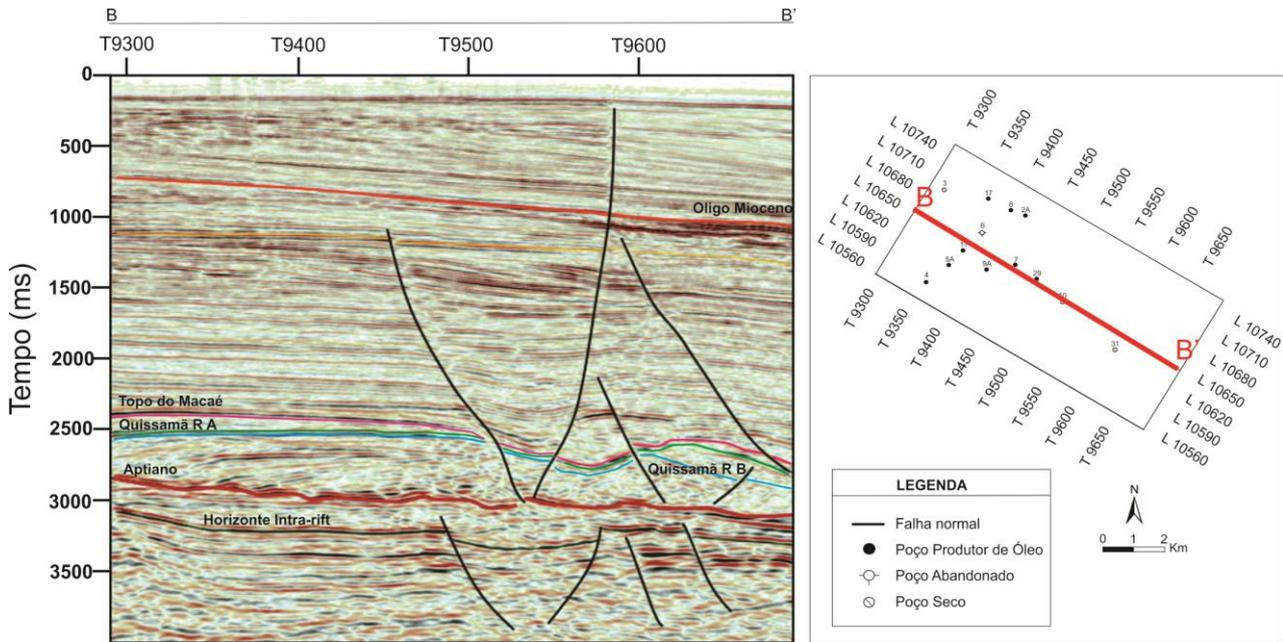


Figura 7. Seção Sísmica Regional do Campo de Garoupa.

A partir da interpretação dos horizontes Topo do Grupo Macaé, Quissamã RA e Quissamã RB em malha 5x5, foi realizada uma interpolação dos dados e a confecção de mapas estruturais em tempo (ms).

O mapa estrutural do reservatório R1, topo da Formação Quissamã, é bem definido na área que contém os poços (Figura 9). As falhas limitam o alto carbonático a oeste e a sudoeste do cubo, observa-se uma falha que origina um *rollover*. Há um outro alto estrutural a leste do cubo (em amarelo), onde o poço 31 foi perfurado e não encontrou indícios de óleo, entretanto não se sabe outras informações sobre toda extensão deste alto.

As principais falhas (linhas pretas pontilhadas) que limitam o campo são de direção NW-SE e NE-SW e a falha de maior extensão no campo (a leste do alto estrutural) apresenta um rejeito de aproximadamente 120 metros.

O mapa de contorno estrutural que envolve os reservatórios R3 a R6 - Quissamã RB – é semelhante ao mapa do Quissamã RA (Figura 10). A partir da integração dos três mapas abordados, é possível interpretar que o paleo alto estrutural (configuração anterior à encontrada atualmente) migrou do sudeste para o nordeste da área.

Nos mapas estruturais em tempo (ms), foram extraídos os valores dos atributos sísmicos estratigráficos e estruturais, calculados por um aplicativo do *software*, com o intuito de gerar mapas que evidenciem as zonas reservatórios do campo de Garoupa. Ao todo, foram gerados 15 mapas de atributos sísmicos estratigráficos e um mapa de atributo estrutural para cada nível (topo do Grupo Macaé e níveis reservatórios Quissamã RA e RB).

O atributo estrutural gera um mapa que evidencia os principais lineamentos e falhas que interceptam o nível interpretado. A Figura 11 representa a aplicação deste atributo no topo do Grupo Macaé e sua correlação esquemática com uma linha sísmica.

Sobre os mapas de atributos sísmicos do intervalo reservatório Quissamã RA é possível observar que a anomalia principal está relacionada à área onde os poços foram perfurados (Figura 12). Todos os poços secos encontram-se fora da anomalia principal e os poços direcionais encontram-se próximos desta, o que indica uma relação com a área portadora de hidrocarboneto.

Os mapas de atributos sísmicos aplicados sobre os principais níveis reservatórios do Campo de Garoupa (intervalo Quissamã RB) são melhores definidos do que no nível RA, e

pode-se observar uma aparente continuidade do reservatório no nível Quissamã RB (Figura 13).

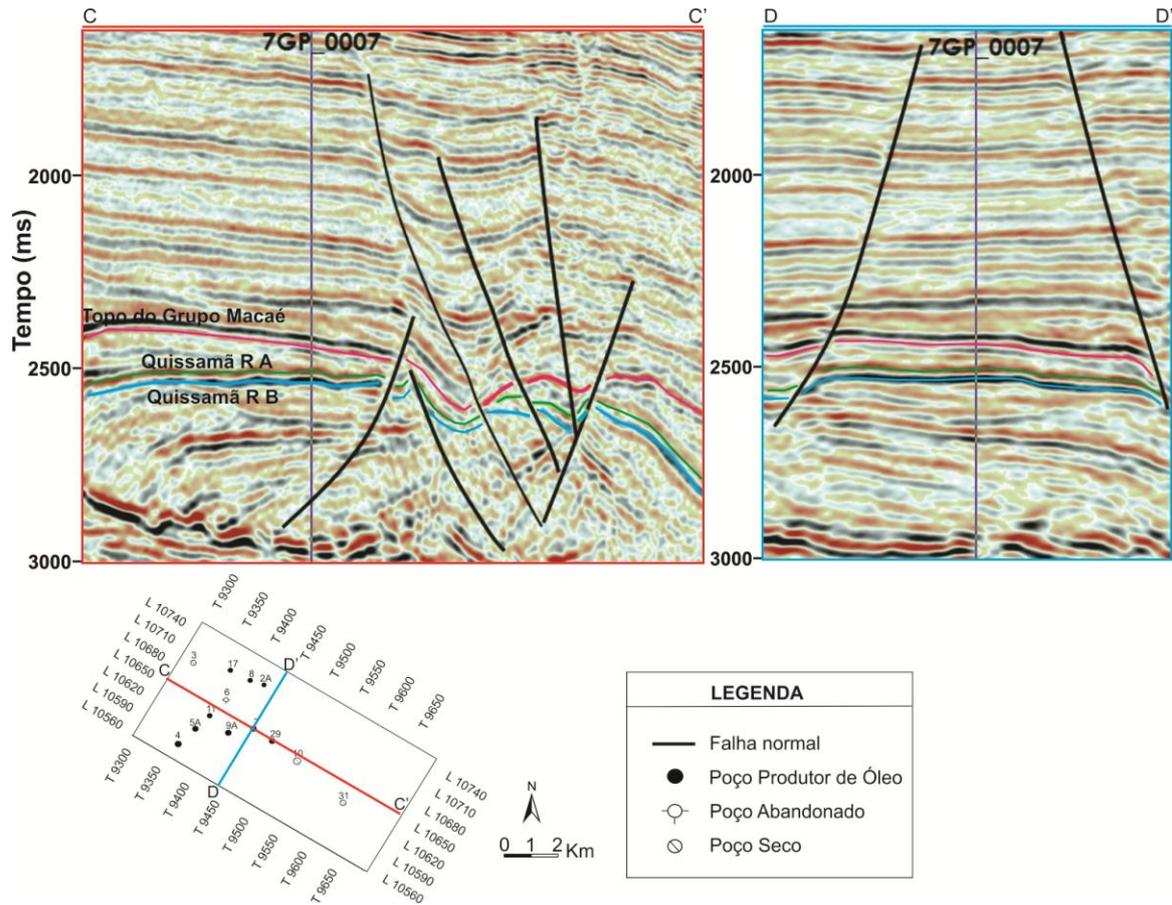


Figura 8. Seção Sísmica do Reservatório no poço 7GP_0007_RJS em tempo (ms).

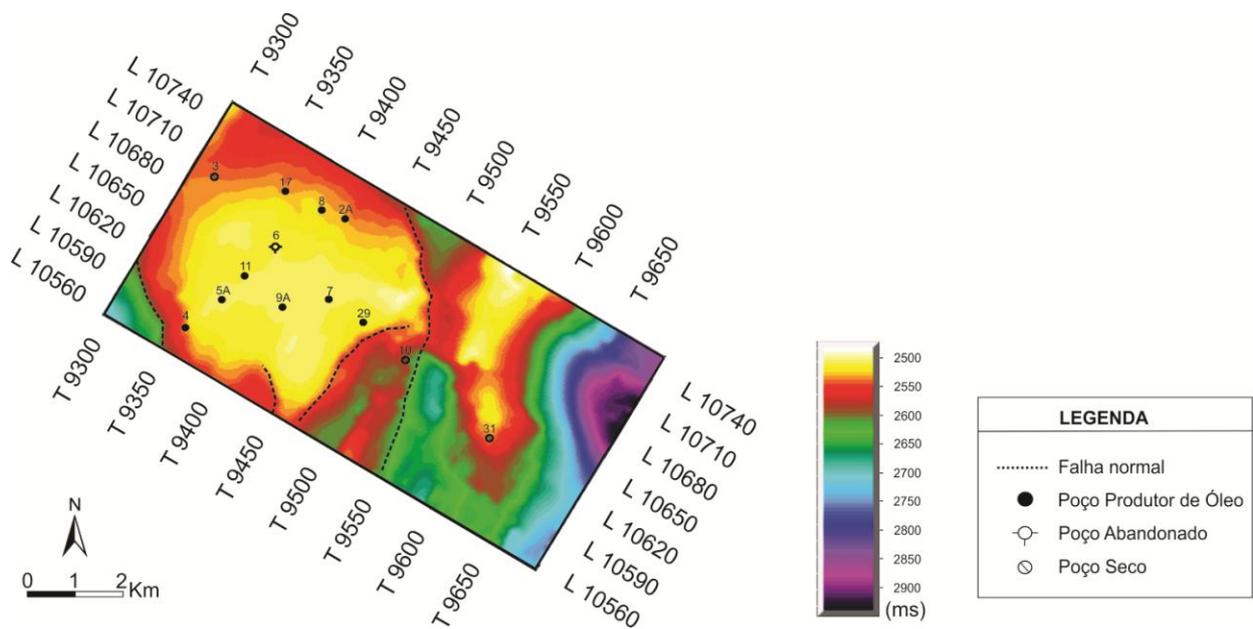


Figura 9. Mapa de contorno estrutural, em tempo (ms), do intervalo Quissamã RA (reservatórios R1 e R2).

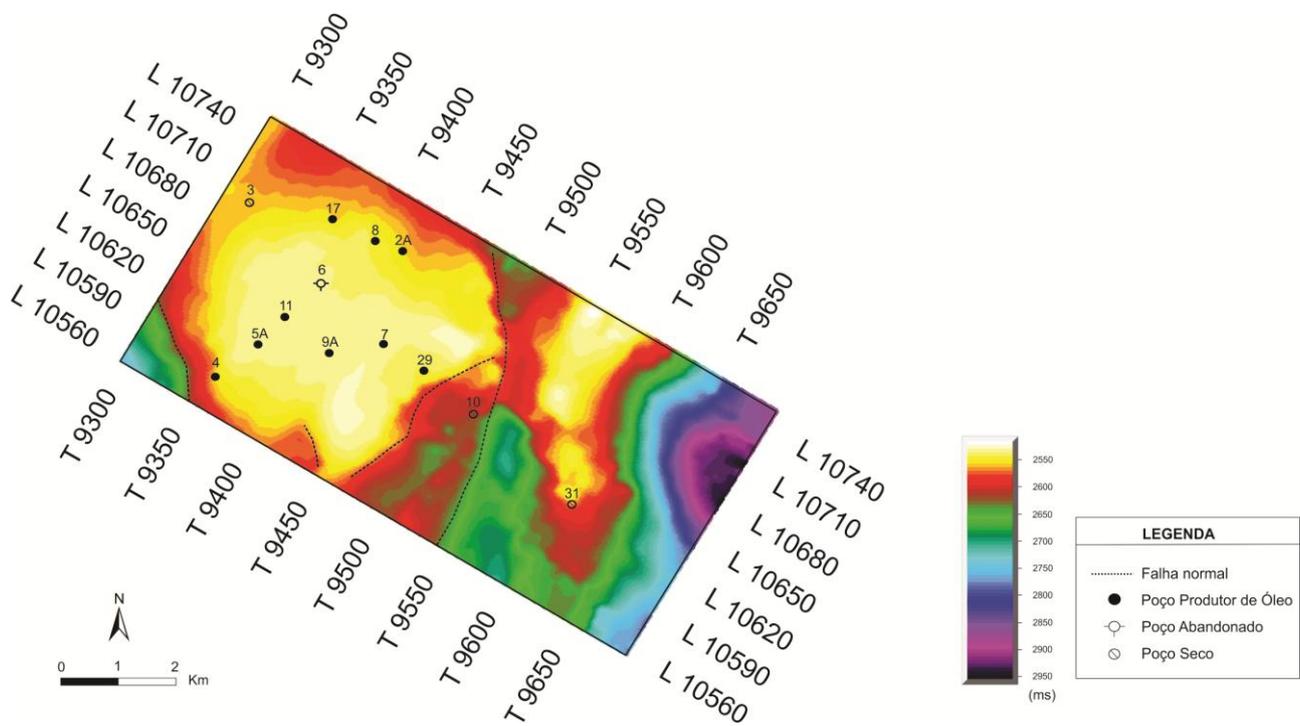


Figura 10. Mapa de contorno estrutural, em tempo (ms), do intervalo Quissamã RB (reservatórios R3 e R6).

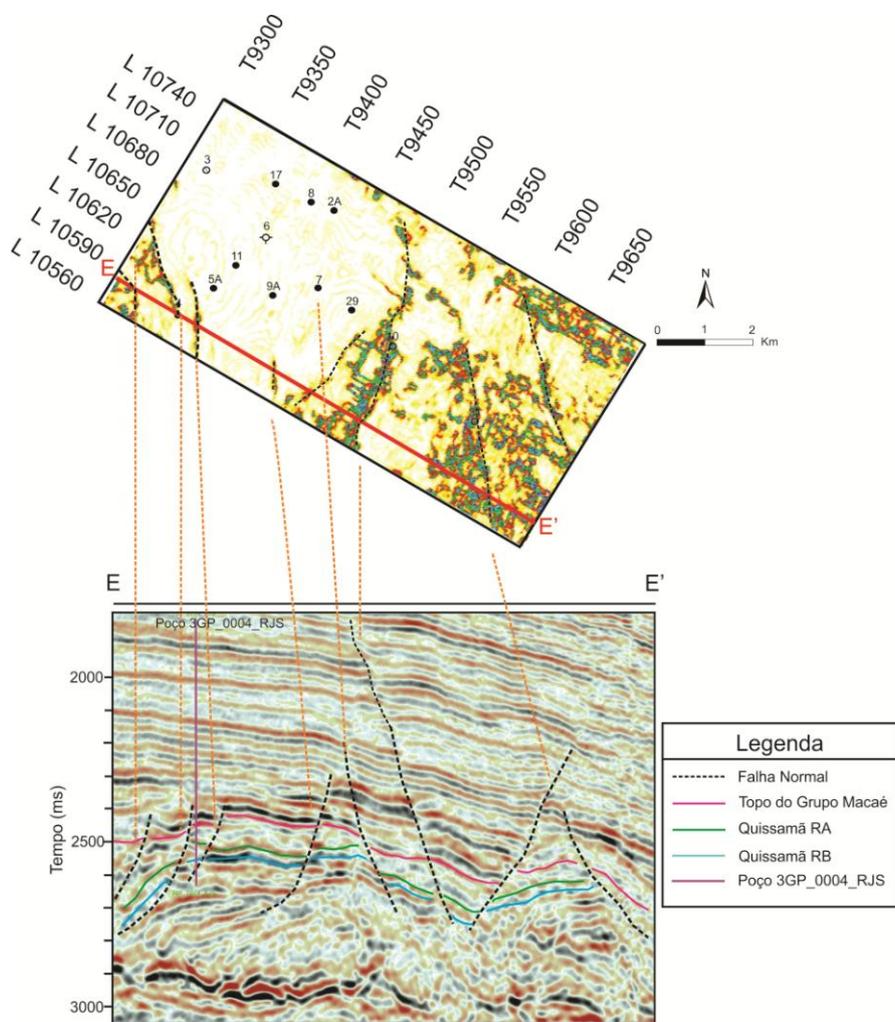


Figura 11. Relação do Mapa de atributo estrutural do topo do Grupo Macaé com a linha sísmica que cruza pelo poço 3GP_0004_RJS.

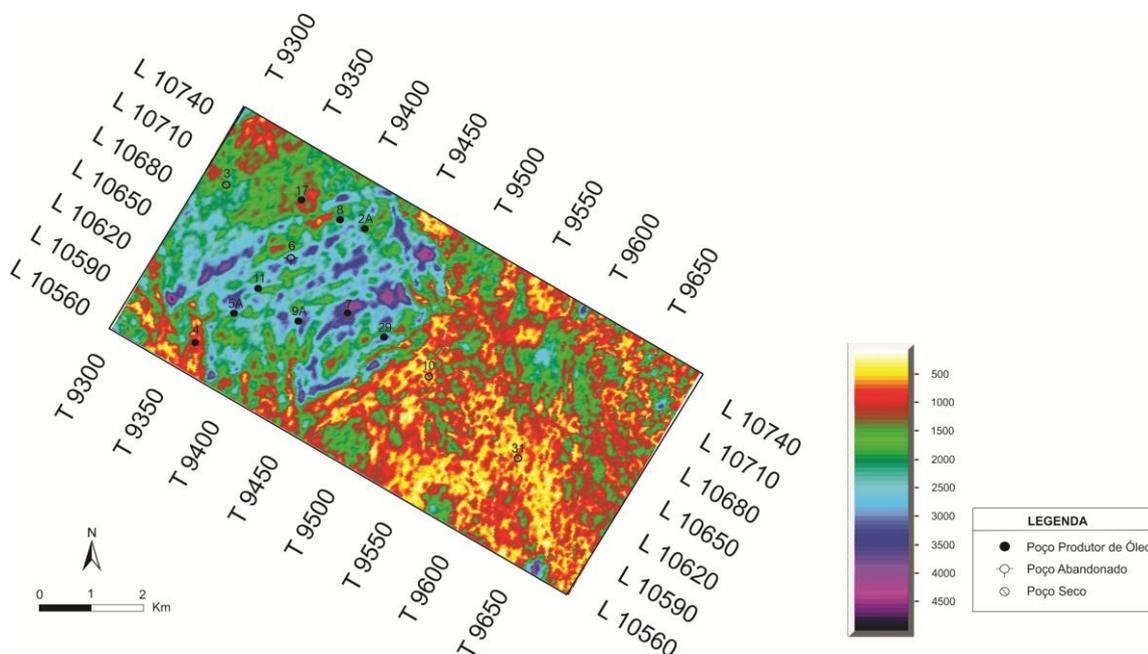


Figura 12. Mapa do Atributo Sísmico Amplitude RMS – Nível Reservatório Quissamã RA.

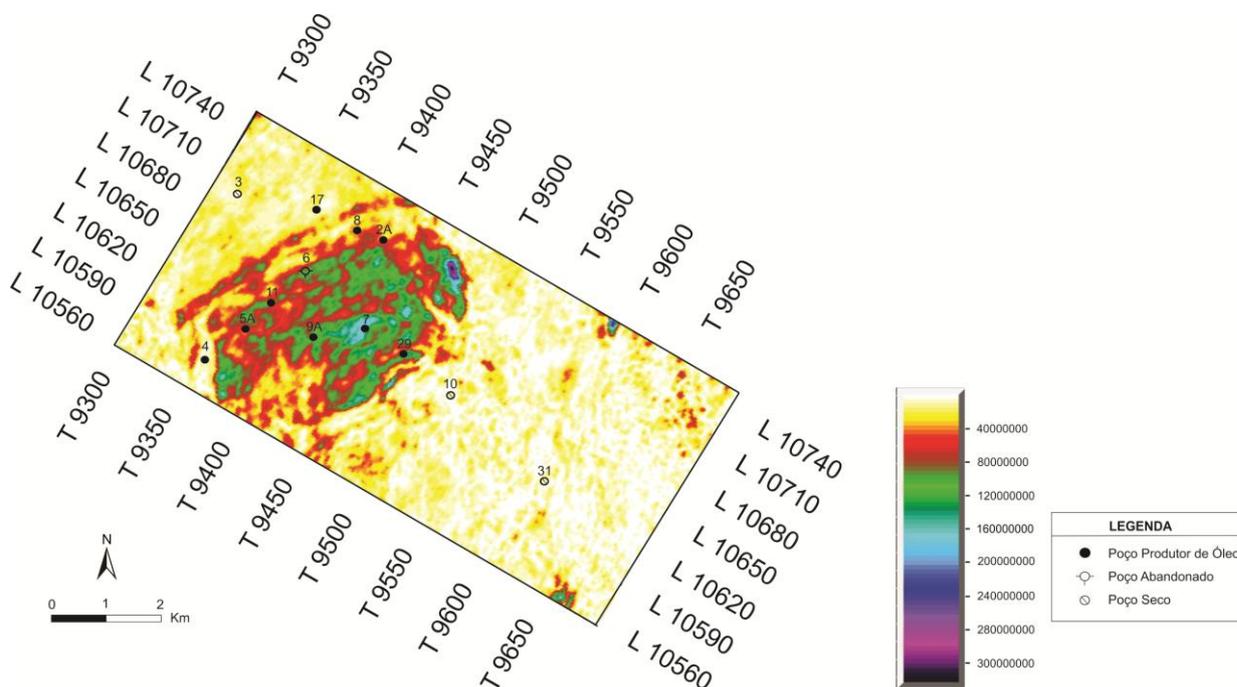


Figura 13. Mapa do atributo sísmico Energia Total – Nível Quissamã RB.

Posteriormente, os gráficos cruzados ou *cross plots* correlacionam a propriedade da rocha com uma propriedade do atributo sísmico, neste caso, através da medição do valor do atributo sísmico (eixo X) e da resistividade, densidade e porosidade medidos do perfil no nível reservatório (eixo Y). Assim, foi possível determinar qual atributo possui melhor resposta a uma específica propriedade das rochas reservatórios.

Entre os perfis analisados, destaca-se a correlação do perfil de densidade (RHOB) com o atributo Média dos Picos de Amplitude (Figura 14 - A). Os valores máximos de densidade são representados pelos menores valores de amplitude. Devido à relação entre porosidade e densidade, a equação da reta de tendência dos gráficos do perfil de densidade permite o cálculo de valores de porosidade correspondentes.

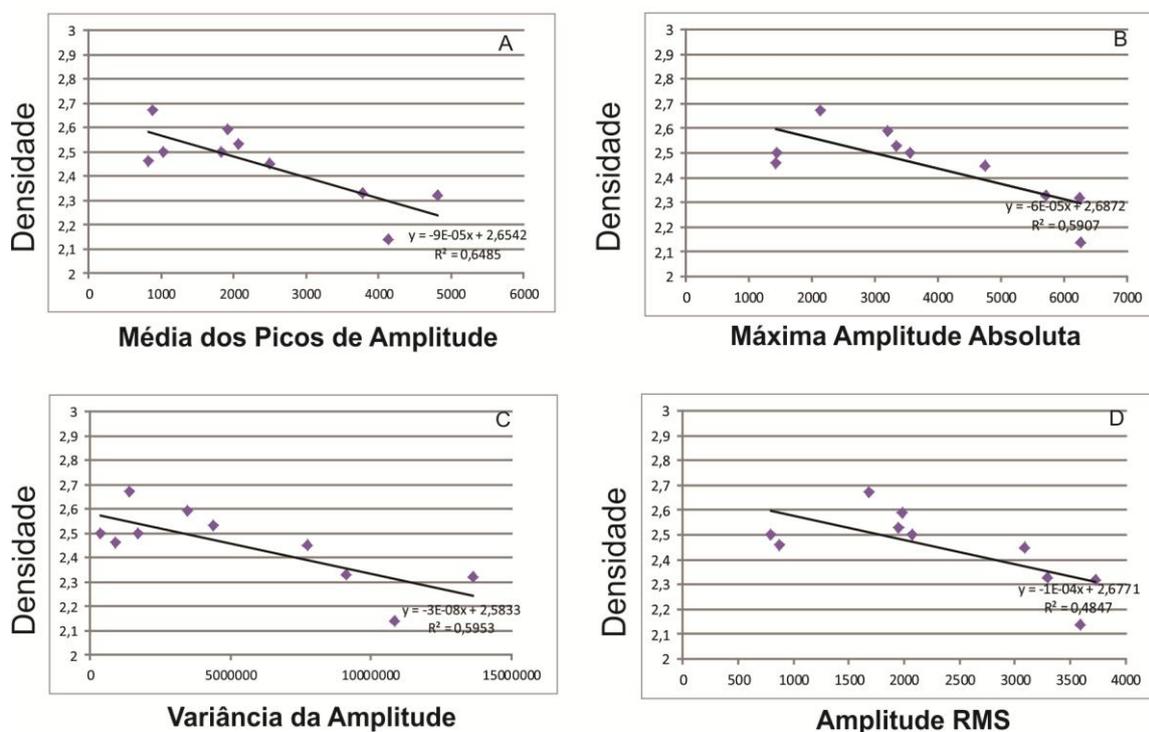


Figura 14. Gráfico cruzado entre (A) Densidade x Média dos Picos de Amplitude; (B) Densidade x Máxima Amplitude Absoluta; (C) Densidade x Variância em Amplitude e (D) Densidade x Amplitude RMS.

A partir da análise dos gráficos cruzados, é possível interpretar que a propriedade física de densidade (RHOB) da rocha reservatório possui melhor correlação com os atributos sísmicos ($R^2 > 0,49$). A porosidade e densidade podem

ser caracterizadas pelos atributos de Máxima Amplitude Absoluta, Amplitude RMS, Variância da Amplitude e Média dos Picos de Amplitude.

CONCLUSÕES

A metodologia aplicada nesta pesquisa – perfis de poço, correlação estratigráfica, interpretação sísmica, análise de atributos sísmicos e cálculos de gráficos cruzados – se mostra eficaz para a caracterização dos reservatórios do Campo de Garoupa.

A análise dos resultados obtidos permite concluir que este campo possui 6 principais níveis reservatórios, localizados em um alto estrutural a oeste do cubo sísmico interpretado, limitados por falhas normais e pela variação lateral de fácies da rocha carbonática, constituindo uma trapa estrutural-estratigráfica. Os reservatórios portadores de óleo no Campo de Garoupa, são caracterizados por alta resistividade (28 a 98 ohm.m), baixos valores de densidade (2,14 a 2,59 g/cm³) e valores de porosidade média de 20%.

Os mapas de contorno estrutural do Grupo Macaé apresentam duas direções principais de falhas no Campo de Garoupa: NW-SE e NE-

SW. A falha normal que limita o campo a leste, está bem definida, possui grande extensão na área de estudo, e no nível estratigráfico do Grupo Macaé chega a ter 120 m de rejeito.

Pode-se destacar a resposta dos mapas de atributos de Máxima Amplitude Absoluta e Amplitude RMS, pois eles evidenciam os reservatórios de hidrocarbonetos através de anomalias de amplitudes e possuem correlação linear ($R^2 > 0,6$) com o perfil de resistividade e com os perfis de densidade e porosidade. Segundo os gráficos cruzados desta pesquisa, para a área de estudo, valores altos de amplitude (> 3500) representam áreas potenciais de reservatórios de hidrocarbonetos, pois indicam altos valores de porosidade (>20%) e resistividade (>25 ohm.m), e baixos valores de densidade (< 2,4 g/cm³), características dos principais reservatórios da área de estudo.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1. AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO (ANP). **Boletim da Produção de Petróleo e Gás Natural – Maio de 2012**. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/?dw=60889>. Acessado em: 22jan2013.
2. BANCO DE DADOS DE EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO (BDEP). **Produção de petróleo e gás natural por campo – 2012**. Disponível em: <http://www.bdep.gov.br/?id=441>. Acessado em: 22jan2013.
3. BANCO DE DADOS DE EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO (BDEP). **Planilha de poços disponíveis**. Disponível em: <http://www.bdep.gov.br/?id=261>. Acessado em 20jul2013.
4. CPRM – COMPANHIA DE PESQUISA DE RECURSOS MINERAIS - SERVIÇO GEOLÓGICO DO BRASIL. **Geologia, Tectônica e Recursos Minerais do Brasil (Texto, Mapas & SIG)**. Parte IV – Recursos Minerais Industriais e Energéticos. Capítulo X – Recursos Minerais Energéticos: Petróleo, pag. 567-568, 2003.
5. SPADINI, A.R.; ESTEVES, F.R.; AZEVEDO, R.L.M. O Ritmo do Albiano Superior da Formação Macaé, Bacia de Campos, Um Marco Estratigráfico com Significado Paleoambiental e Cronoestratigráfico. **Anais do X Congresso Brasileiro de Paleontologia**, Rio de Janeiro, 19-25 de Julho, 1987.
6. TIGRE, C.A. Garoupa: descoberta, delimitação e desenvolvimento. In: PETROBRAS, **Seminário de Geologia de Desenvolvimento e Reservatório**, 3, Salvador, Anais, 87-99, 1988.
7. WINTER, R.W.; JAHNERT, R.J.; FRANÇA, A.B. Bacia de Campos. In: **Boletim de Geociências da Petrobrás** – v. 15, n. 2 – maio/novembro 2007, Rio de Janeiro, p. 511-529.

*Manuscrito recebido em: 18 de Agosto de 2014
Revisado e Aceito em: 08 de Maio de 2015*