

UNESP - UNIVERSIDADE ESTADUAL PAULISTA
Instituto de Geociências e Ciências Exatas
Campus de Rio Claro (SP)

LETÍCIA LUDIMILA PEREIRA PORFÍRIO

ESTUDO DO RESERVATÓRIO DE COQUINAS DO GRUPO LAGOA
FEIA (EOCRETÁCEO) NA ACUMULAÇÃO DE LINGUADO,
SUDOESTE DA BACIA DE CAMPOS.

Rio Claro – SP
2009

UNESP - UNIVERSIDADE ESTADUAL PAULISTA

Instituto de Geociências e Ciências Exatas

Campus de Rio Claro (SP)

**ESTUDO DO RESERVATÓRIO DE COQUINAS DO
GRUPO LAGOA FEIA (EOCRETÁCEO) NA
ACUMULAÇÃO DE LINGUADO, SUDOESTE DA BACIA
DE CAMPOS.**

LETÍCIA LUDIMILA PEREIRA PORFÍRIO

Orientador: Joel Carneiro de Castro

*Trabalho de Conclusão do Curso de Geologia do
Instituto de Geociências e Ciências Exatas – UNESP,
campus de Rio Claro, apresentado como parte das
exigências para o cumprimento da disciplina Trabalho
de Conclusão de Curso no ano letivo de 2009”*

Rio Claro – SP
2009

553.282 Porfírio, Leticia Ludimila Pereira
C198e Estudo do Reservatório de coquinas do Grupo Lagoa Feia
(Eocretáceo) na Acumulação de Linguado, Sudoeste da Bacia de Campos /
Leticia Ludimila Pereira Porfírio. - Rio Claro : [s.n.], 2009
37 f. : il., figs.

Trabalho de conclusão de curso (Geologia) - Universidade Estadual
Paulista, Instituto de Geociências e Ciências Exatas
Orientador: Joel Carneiro de Castro

1. Petróleo - Geologia . 2. Coquina Inferior. 3. Porosidade. I. Título.

Ficha Catalográfica elaborada pela STATI - Biblioteca da UNESP
Campus de Rio Claro/SP

AGRADECIMENTO

Agradeço aos meus pais pela oportunidade de estudo que eles me proporcionaram e pelo incentivo a ser perseverante na busca dos meus objetivos.

Ao Prof. Dr. Joel Carneiro de Castro pela atenção e dedicação dispensadas ao projeto e por inseri-lo no Programa de Formação de Recursos Humanos em Geologia do Petróleo e Ciências Ambientais Aplicadas ao Setor de Petróleo & Gás e de Biocombustíveis (PRH-05).

Ao Dr. Iata Anderson de Souza por ter ensinado a análise e interpretação dos dados sísmicos contidos neste trabalho.

Ao PRH-05/ANP por fornecer apoio financeiro para o projeto. Ao Landmark pela disponibilização da licença dos softwares Geografix e Landmark ao Laboratório de Interpretação de dados Sísmicos e Geológicos (LISG). E ao BDEP/ANP pelo fornecimento dos dados geofísicos utilizados neste trabalho.

E a todos os amigos e colegas que de alguma forma contribuíram para a realização deste projeto.

RESUMO

O campo de Linguado está localizado no extremo sudoeste da Bacia de Campos. Está associado ao Alto Estrutural de Badejo e pode ser dividido em dois grandes sistemas de falhas: um composto essencialmente por falhas antitéticas, com direção NW-SE, contínuas ao falhamento de Badejo, e outro identificado por falhas com orientação N-S. Além de terem afetado o embasamento e o empilhamento da bacia, estes sistemas também contribuíram para o desenvolvimento da permoporosidade nas coquinas, que contém 80% do volume de óleo recuperável do campo. A sequência marinha carbonática, de idade Aptiana, na qual estão situadas as coquinas do Grupo Lagoa Feia, foi sedimentada sob a camada de sal. O evaporito forma estruturas do tipo casco de tartaruga e jangadas (rafts) que são resultados da atuação halocinética.

Estruturalmente a coquina no campo de Linguado tem feição monoclinal com mergulho para leste, seccionada por falhas com rejeito de até 50 metros. Além do controle estrutural, a estratigrafia e a diagênese também são influentes no trapeamento do óleo no carbonato.

Em posse dos dados de perfilagem de poço foi realizada uma análise da porosidade da coquina inferior do Grupo Lagoa Feia para a identificação de níveis com óleo recuperável. Os dados de sísmica 2D e 3D, junto aos perfis, foram utilizados para a interpretação estrutural tanto em escala regional quanto em escala de reservatório.

Palavras chaves: Campo Linguado, coquina inferior, porosidade

ABSTRACT

The Linguado Field is located in the extreme southwest portion of Campos Basin. It's associated with Structural Badejo High and can be divided in two groups of faults: one mainly formed by antithetic faults, with NW-SE direction, continuous to Badejo Fault, and another identified by N-S faults. Besides these faults had affected the basement and the stratification of basin, these systems also had contributed to coquina permoporosity development, that show 80% of recoverable oil volume of the field. The carbonate marine sequence, Albian age, it was deposited under the salt. This forms structures as like as pillows and raft as a result of the halocinense.

Structurally the Linguado Field coquina has monoclinal direction with east dip, it's cut by faults with slip up to 50 meters. In addition to structural control, stratigraphy and diagenesis also were important to carbonate trap oil.

The identification of recoverable oil levels in the low phase of the coquina from Lagoa Feia Group was done by well data. The seismic 2D and 3D, with the well data, was used to structural interpretation to regional scale either to reservoir scale.

Key words: Linguado Field, lower phase of the coquina, porosity

ÍNDICE

1. <u>INTRODUÇÃO</u>	09
2. OBJETIVO	10
3. <u>JUSTIFICATIVA</u>	10
4. <u>MÉTODOS E ETAPAS DE TRABALHO</u>	10
5. <u>DISCUSSÃO DOS PERFÍS GEOFÍSICOS</u>	11
5.1 <u>Raios Gama (RG)</u>	11
5.2 <u>Resistividade Elétrica (ILD)</u>	11
5.3 <u>Perfil Sônico</u>	11
5.4 <u>Densidade (RHOB)</u>	11
5.5 <u>Sísmica de Reflexão</u>	12
6. <u>GEOLOGIA REGIONAL</u>	12
6.1 <u>Bacia de Campos</u>	12
6.2 <u>Estratigrafia</u>	13
6.3 <u>Geologia Estrutural</u>	17
6.4 <u>Evolução da Bacia de Campos</u>	18
6.5 <u>Acumulação de Linguado</u>	22
6.5.1 <u>Reservatórios</u>	22
6.5.1.1 <u>Coquinas - Reservatório Barremiano</u>	22
6.5.1.2 <u>Reservatório Albiano</u>	24

<u>6.5.1.3 Reservatório Hauteriviano</u>	26
<u>6.5.1.4 Reservatório Maastrichtiano</u>	26
<u>6.6 Contexto Estrutural</u>	26
<u>7. RESULTADOS OBTIDOS</u>	28
<u>7.1 Discussão dos Resultados Obtidos</u>	28
<u>7.1.1 Contexto Tectono-Sedimentar</u>	28
<u>7.1.2 Porosidade no intervalo inferior de coquina</u>	29
<u>7.1.3 Análise Sísmica</u>	30
<u>7.1.3.1 Interpretação da Sísmica Bi-dimensional</u>	32
<u>7.1.3.2 Interpretação da Sísmica Tri-dimensional</u>	33
<u>8. CONCLUSÕES</u>	37
<u>9. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS</u>	39
<u>ANEXO I – SEÇÃO PP'</u>	
<u>ANEXO II – SEÇÃO LL'</u>	
<u>ANEXO III – CROSSLINE</u>	
<u>ANEXO IV – INLINE</u>	

LISTA DE FIGURAS

Figura 01 - Mapa de localização da Bacia de Campos	12
Figura 02 - Carta estratigráfica da Bacia de Campos	15
Figura 03 - Carta estratigráfica da Bacia de Campos.....	16
Figura 04 - Seção geosísmica regional cruzando o Alto de Cabo Frio.....	18
Figura 05 - Modelo geodinâmico esquemático da margem continental divergente.....	19
Figura 06 - Visão macroscópica da coquina.....	23
Figura 07 - Mapa estrutural do topo do reservatório Barremiano do Campo de Linguado.....	24
Figura 08 - Seção geológica do Campo de Linguado.....	25
Figura 09 - Mapa de isópacas do basalto na deposição do marco LF-20.....	27
Figura 10 - Seção estrutural da acumulação Badejo-Pampo.....	28
Figura 11 - Mapa de localização do cubo sísmico, seções sísmicas e dos poços fornecidos pelo BDEP/ANP.....	31
Figura 12 - Sismograma sintético.....	32
Figura 13 - Seção sísmica calibrada com o sismograma sintético.....	33
Figura 14 - Mapa da superfície do topo do embasamento.....	34
Figura 15 - Mapa da superfície do topo do Andar Buracica.....	35
Figura 16 - Mapa da superfície do topo do Andar Jiquiá.....	35
Figura 17 - Mapa da superfície do topo do rifte.....	36
Figura 18 - Mapa da superfície do topo do sal.....	36

1 INTRODUÇÃO

Considerada a maior reserva petrolífera da Plataforma Continental Brasileira, a Bacia de Campos possui aproximadamente 100.000 km² e se estende do estado do Espírito Santo nas imediações da cidade de Vitória, até Arraial do Cabo, no litoral norte do Estado do Rio de Janeiro. Completou 30 anos de produção em 2007 e contém cerca de 90% das reservas de petróleo já descobertas pela Petrobras no Brasil. Atualmente são extraídos cerca de 1,49 milhão de barris de óleo diários e 22 milhões de metros cúbicos de gás. As previsões para 2010 são que a produção aumente para 1,8 milhão de barris de óleo por dia e 34,6 milhões de metros cúbicos de gás (Winter et al., 2007).

A Bacia de Campos é estratigraficamente dividida nas fases: pré-rifte, rifte, transicional e margem continental passiva (Mohriak, 2004).

A Formação Lagoa Feia pertence a fase rifte da bacia de Campos (Eocretáceo) e está depositada num ambiente de plataforma carbonática rasa. Possui dois níveis de coquinas compostas por bivalves sendo o nível inferior o mais importante para o trend Badejo – Linguado – Pampo, pois este compõe o reservatório responsável pela produção de óleo do trend. Localizado na porção sudoeste da bacia de Campos o trend mencionado é um conjunto de campos que apresenta a mesma tendência quanto as características estruturais, estratigráficas e diagenéticas nos reservatório de coquina e, por esta razão foi sugerida a existência de uma única trapa fundamentalmente suportada por elementos diagenéticos, segundo Castro et al. (1981); Baumgarten (1985); Horschutz et al., (1992), seguidos por elementos estruturais e estratigráficos.

O controle estrutural pode ser reconhecido como o principal condicionante do desenvolvimento dos reservatórios em razão da ocorrência de poços não produtores situados num intervalo de coquinas com baixa espessura e/ou baixo teor poroso ou ainda situados num intervalo fechado. Sob este aspecto constatou-se que talvez o trend não seja uma acumulação estrutural – estratigráfica única; seria portanto, compartimentado. Ademais, os três campos que nomeiam o trend não estão seguramente delimitados (Horschutz et al., 1992; Castro, 2006) devido a dificuldades de mapeamento da permeabilidade das coquinas. Neste contexto, o presente trabalho apresenta dados de sísmica 2D e 3D, e perfilação de poços, que serão analisados juntamente com os aspectos geológicos visando estabelecer o potencial de recuperação de óleo suplementar do campo de Linguado.

2 OBJETIVO

A proposta deste estudo é realizar uma análise da permoporosidade do intervalo de coquinas do Grupo Lagoa Feia por meio da correlação do imageamento sísmico com a perfilagem de poços.

3 JUSTIFICATIVA

O campo de Linguado, além de ser associado ao alto estrutural mais proeminente da Bacia de Campos possui dois estilos estruturais: um caracterizado por um sistema de falhas antitéticas, com direção NW-SE, que são contínuas à falha de Badejo e, outro com falhamentos N-S (Castro, 2006). Estes sistemas exerceram influência no desenvolvimento de permoporosidade nas coquinas, que contém 80% do volume de óleo recuperável do campo. Portanto este trabalho visa contribuir para uma melhor compreensão deste reservatório tanto para auxiliar a recuperação de óleo suplementar quanto na tentativa de delimitar o campo.

4 MÉTODOS E ETAPAS DE TRABALHO

O trabalho foi realizado de acordo com as etapas listadas abaixo:

- levantamento bibliográfico;
- interpretação dos dados de poços;
- interpretação sísmica;
- integração dos dados.

Inicialmente foi realizado um levantamento bibliográfico sobre a geologia da Bacia de Campos além de pesquisas sobre trabalhos anteriores desenvolvidos no mesmo assunto que o do projeto proposto.

A organização dos dados de poços fornecidos pelo BDEP/ANP compreendeu a segunda etapa do trabalho. Foi necessária a conversão do seu formato numérico, em extensão .LAS, através do software Geographix no Módulo Prizm, para a geração dos perfis no formato digital final. Dessa forma foi possível tanto a interpretação preliminar das litologias e unidades perfiladas quanto a realização da cronocorrelação entre os poços. Subseqüente à esta etapa foi realizada a interpretação sísmica 2D e 3D. Para esta etapa foi necessário a criação de um sismograma sintético, obtido através do cálculo dos perfis sônico e densidade no módulo SynTool. A calibração da sísmica convencional com o sismograma sintético permitiu o traçado das feições estruturais e estratigráficas em subsuperfície. A interpretação da sísmica 3D permitiu o detalhamento do projeto, pois os

dados gerados estão em escala de reservatório.

A última etapa consistiu na integração dos dados de poços com as interpretações sísmicas e caracterizou o entendimento do intervalo de coquina, objeto deste trabalho.

5 DISCUSSÃO DOS PERFIS GEOFÍSICOS

5.1 Raios Gama (G R)

A gamaespectrometria mede a radiação natural das rochas por meio da quantificação das concentrações de K, U e Th. A intensidade da radiação, emitida pela superfície da rocha, se relaciona com a sua composição química e mineralógica (Wilford et al., 1997 apud Nascimento, 2008). Assim, o perfil Raio Gama consegue distinguir litologias arenosas de argilosas, pois estas fornece valores mais altos em relação àquelas em razão da maior presença de minerais ricos em potássio.

5.2 Resistividade Elétrica (ILD)

A resistividade elétrica é uma propriedade física intrínseca à cada substância e quantifica a maior ou menor dificuldade de passagem de corrente elétrica através desta substância. É subordinada à granulometria, composição, grau de saturação, porosidade e salinidade do fluido que preenche os vazios da rocha analisada, medida em unidade de resistência elétrica multiplicada por unidade de comprimento (Ohm.m) (Nascimento apud Koefoed, 1979).

5.3 Perfil Sônico (DT)

O perfil sônico é baseado na propagação das vibrações elásticas compressoriais que atravessam as formações e os fluidos nelas contidos (Asquith & Gibson, 1982 apud Leite, 2008). É influenciado pela variação do diâmetro do poço, pela presença de gás na lama e pela presença de fraturas radiais (Welex, 1984 apud Leite).

5.4 Densidade (RHOB)

Mede a variação de densidade da coluna de rocha atravessada pelo poço. Deste parâmetro podem ser facilmente extraídas medidas de porosidade com relativa precisão. Calibrada a outros perfis como, o sônico, além de fornecer a porcentagem de porosidade também auxilia na identificação litológica (Correa e Ramos, 1976).

5.5 Sísmica de Reflexão

O estudo voltado aos hidrocarbonetos através da sísmica de reflexão 2D tem sido amplamente disseminado, porém o maior desafio desta sísmica convencional tem sido alcançar grandes profundidades, com a perda significativa de informações sob o ponto de vista de resolução (Campos, 2008). Esta fornece um panorama regional de feições estruturais e estratigráficas em subsuperfície. O detalhamento é realizado por meio da sísmica 3D, pois esta permite a observação da geometria em escala de reservatório.

6 GEOLOGIA REGIONAL

6.1 Bacia de Campos

A bacia de Campos (Figura 01) localiza-se entre o Alto de Cabo Frio, a sul, e o Alto de Vitória, a norte, abrangendo uma área de mais 100.000 km² entre a linha de charneira aptiana e a região de águas ultraprofundas, junto ao limite do sal (Waisman, 2008). O trend Badejo-Linguado-Pampo situa-se no extremo sudoeste da Bacia de Campos, e a espessura de lâminas d'água varia de 85 a 120 metros.

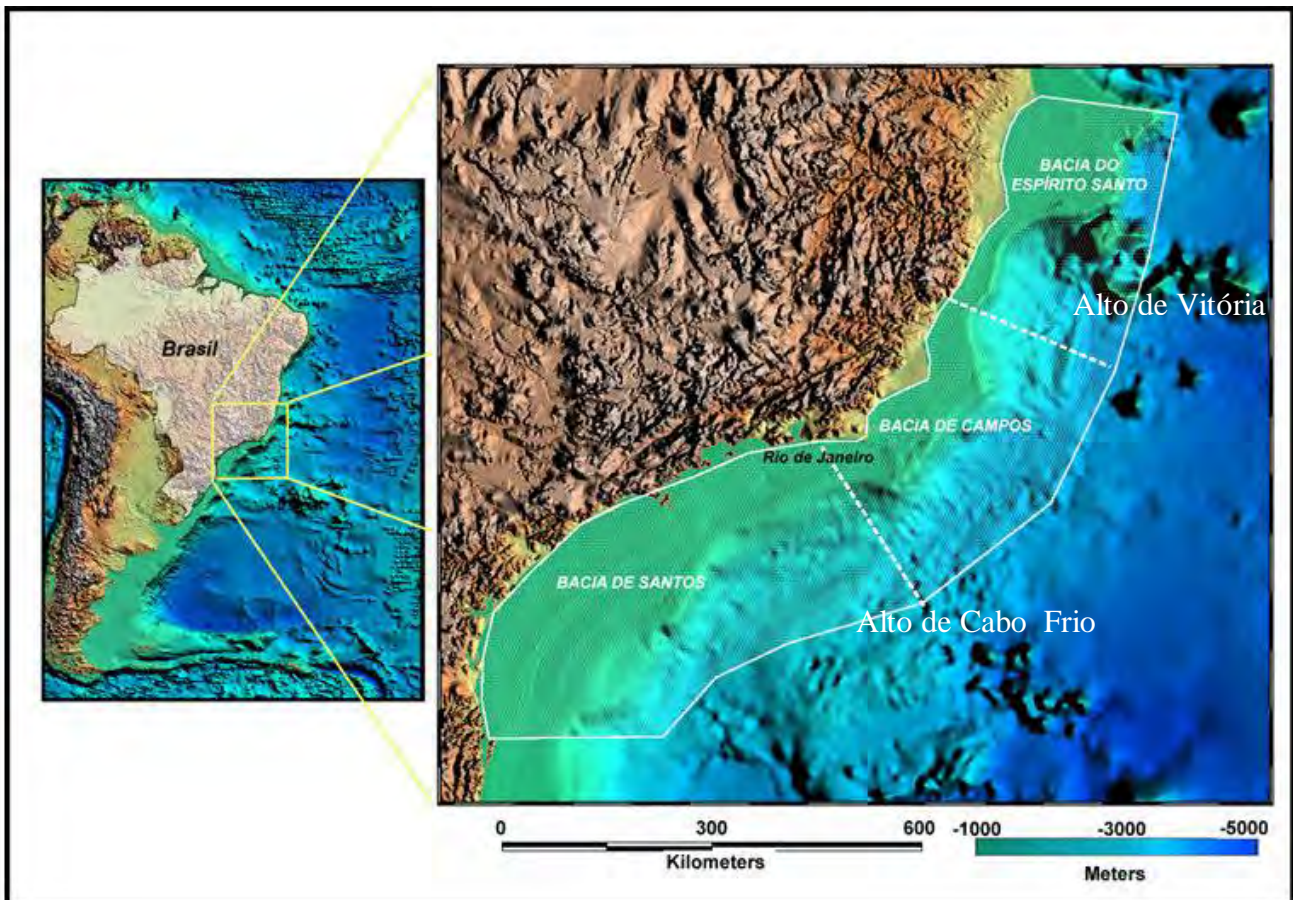


Figura 01 : Mapa de Localização da bacia de Campos, modificado de Bentz, 2005.
Fonte: http://www.rbc.ufrj.br/_pdf_57_2005/57_1_07.pdf

6.2 Estratigrafia

A Bacia de Campos pode ser dividida nas seguintes fases: pré-rifte, sin-rifte, transicional e margem continental passiva. Os sedimentos da Bacia de Campos estão sobre o basalto extrudido durante as fases iniciais do rifteamento, que é contemporâneo a Formação Serra Geral, com idade entre 120 e 130 M.a. Os basaltos apresentam relativo enriquecimento em sódio (Na) e potássio (K), classificados como subalkalinos (Mizusaki, 1986 apud Guardado, 1989), e os que se apresentam fraturados são identificados como reservatórios nos campos Linguado e Badejo.

A fase rifte da Bacia de Campos pode ser separada em três sequências (Figura 03): K20-K34, K36 e K38 com idades Hauteriviano, Barremiano (porção superior do Andar Aratu) e Eoaptiano (Andar Juquiá).

A sequência K20-K34 são representadas por basaltos e diabásios e secundariamente pó arenitos, siltitos e conglomerados classificados como *intertrapes*, pois ocorrem entre os derrames. O contato com a sequência superior é marcado pela discordância localizado no Topo da Formação Cabiúnas. Acima desta discordância situa-se a porção basal do Grupo Lagoa Feia que é identificada pela sequência K36. Esta engloba as formações Itabapoana e Atafona pertencentes ao Andar Barremiano equivalente aos Andares Aratu e Buracica (Figura 03).

Os conglomerados, arenitos, siltitos e folhelhos avermelhados proximais de borda de bacia e de borda de falha são característicos da Formação Itabapoana. Os siltitos, arenitos e folhelhos de ambiente alcalino com predomínio de minerais de talco e estevensita são pertencentes a Formação Atafona.

O limite com a sequência superior, K38, é demarcada pela discordância pré-Jiquiá (125,8 M.a.). Compreende a porção intermediária do Grupo Lagoa Feia composta pelas formações Itabapoana e Coqueiros de idade entre o Barremiano superior e Aptiano inferior (equivalente ao Andar Jiquiá).

A formação Coqueiros possui camadas de folhelhos e carbonatos lacustres compostos por moluscos bivalves. Os depósitos de carbonato foram formados em ambiente de alta energia e são reconhecidos como barra de coquinas podendo atingir 100 metros de espessura.

A discordância pré-neo-Algoas, 120 M.a., delimita o contato com supersequência superior formada em ambiente tectonicamente brando. A porção basal corresponde a rochas argilosas dos folhelhos Alagoas intercaladas com coquinas retrabalhadas do Jiquiá. Nas porções proximais a litologia dominantes são arenito e conglomerados com

típico padrão progradacional.

As formações da porção superior do Grupo Lagoa Feia são Itabapoana, Gargaú e Macabu, correspondentes a sequência K46 e K48. Foram depositados no Andar Aptiano médio a superior e originadas durante a mudança de ambiente continental lacustre para o ambiente marinho resultando em grande expansão da bacia. As formações Gargaú e Macabu exibem sedimentos carbonáticos, margas e arenitos em depósitos de ambiente raso a transicional.

A sequência K50 compõe-se dos evaporitos da Formação Retiro pertencente ao Grupo Lagoa Feia (Andar Albiano inferior) e exibe ciclos deposicionais de evaporitos. Esta sequência destaca-se na bacia de Campos, pois a halocinese foi responsável pela modificação do substrato marinho e conseqüentemente afetou a deposição das areias no Cretáceo Superior.

A sequência K70 é representada pela Formação Namorado do Grupo Macaé. Seu limite superior marca a passagem do Cretáceo Inferior para o Cretáceo Superior, na porção proximal, e o Marco Chalk na porção distal. A base da sequência é conhecida informalmente como Seção Bota, composta, na porção proximal e mediana, por calcilutitos planctônicos da Formação Outeiro, e por conglomerados polimíticos, e arenitos da Formação Goitacás na porção proximal. Com o aumento da profundidade há o enriquecimento em folhelhos e margas. A sua deposição ocorreu através de uma progressiva subida relativa do nível do mar resultando no afogamento da plataforma rasa. Os depósitos da Formação Namorado são arenosos e estão encaixados em baixos deposicionais gerados e afetados pela tectônica salífera albiana (Winter, 2007).

A última fase, datada do Albiano até o Recente, e é composta por carbonatos do Albiano depositados sobre clastos do final do Cretáceo até o Terciário. Os carbonatos basais de águas rasas gradaram para folhelhos durante o Senoniano indicando aumento da lâmina d'água dentro da bacia. Após o Paleoceno a deposição de sedimentos grossos, com predomínio da fração areia, tornou a bacia progressivamente mais rasa. O assoreamento progressivo da bacia contribuiu para a instalação de um trato de sistema de mar baixo responsável pela sedimentação episódica de espessos pacotes de turbiditos controlados principalmente pela halocinese e pela flutuação relativa do nível do mar.

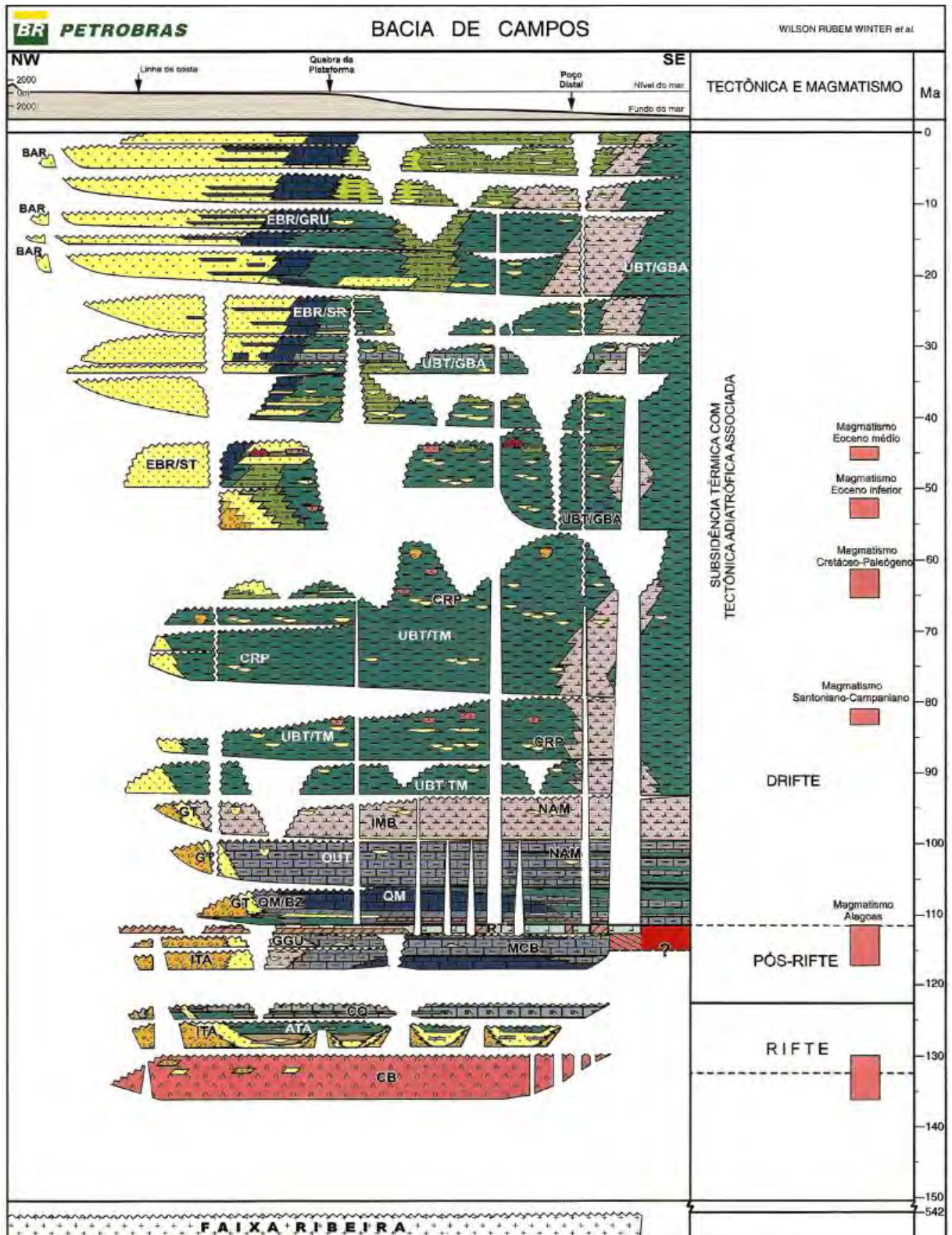


Figura 03: Carta estratigráfica da Bacia de Campos
 Fonte: Winter et al.(2007)

6.3 Geologia Estrutural

A bacia de Campos pode ser delimitada em duas grandes porções: a porção leste é mais espessa e composta por sedimentos do Cretáceo Inferior e a porção oeste é mais rasa e apresenta os sedimentos terciários depositado sobre o embasamento.

A bacia de Campos é dominada por dois estilos estruturais comuns às bacias marginais: um destaca a fase extensional do embasamento (rifte), denotado por um sistema de blocos abatidos limitados por falhas normais com direção preferencial NE/SW envolvendo a crosta, basaltos e os sedimentos do pré-sal (Guardado et al., 1989), e o outro estilo é evidenciado nos sedimentos pós-sal afetados por falha lítricas normais e estruturas originadas pela halocinese.

O Alto de Badejo é o horst mais proeminente da Bacia de Campos e foi criado durante o Eocretáceo. Estende-se para o norte até o Cabo de São Tomé e a partir desse ponto bifurca em dois altos paralelos.

Na fase rifte as falhas extensionais influenciaram a distribuição das fácies do Grupo Lagoa Feia ao longo do EoCretáceo. A maioria das falhas se tornou inativa com o desenvolvimento da discordância pré-Alagoas, sendo raros os casos de reativação nas sequências superiores.

Após um período de relativa quiescência tectônica, durante a Idade Alagoas (Aptiano), a bacia deslocou-se vagarosamente para leste com um diferencial de compactação que desencadeou a halocinese e o consequente desenvolvimento de falhas de crescimento. Este tipo de falhamento, que se tornou ativo durante o Albiano e foi persistente até o Holoceno, exerceu controle nas fácies sedimentares e na formação de trapas para a maioria das acumulações da Bacia de Campos.

A movimentação do sal formou almofadas, diápiros, entre outras feições resultantes da movimentação do sal, que controlaram a distribuição dos carbonatos de águas rasas (Albiano) do Grupo Macaé. O gradual desenvolvimento das estruturas de sal foi concomitante ao das falhas lítricas sindeposicionais que permitiram o basculamento das camadas e a propagação de falhas de crescimento associadas as estruturas tipo rollover e anticlinais falhados. (Figueiredo et al., 1985 apud Guardado).

6.4 Evolução da Bacia de Campos

A evolução da Bacia de Campos segue o modelo atualmente proposto para as bacias de margem continental atlântica que admite um estiramento litosférico e afinamento da crosta e litosfera durante a fase rifte sucedido por uma fase de subsidência termal associada ao resfriamento da anomalia térmica da astenosfera (McKenzie, 1978 *apud* Mohriak, 2004). Este modelo mostra-se coerente com os dados fornecidos por refletores profundos da base da crosta da porção oeste da Bacia de Campos (Mohriak *et al.*, 1990b; Meisling *et al.*, 2001 *apud* Mohriak, 2004).

De acordo com as interpretações tectônicas e a estratigrafia de sequência observada na Bacia de Campos, a sua evolução pode ser dividida nas fases pré-rifte, sin-rifte, transicional e margem continental passiva (Asmus & Ponte, 1973; Asmus, 1982; Cainelli & Mohriak, 1998 *apud* Mohriak, 2004).

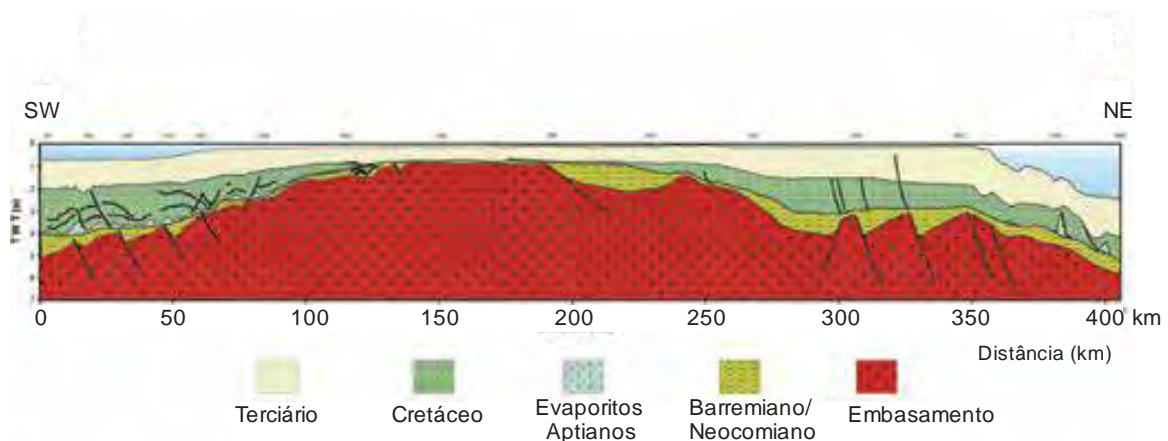


Figura 04 - *Transect CF - Santos - Campos*. Seção geosísmica regional cruzando o Alto de Cabo Frio, entre as bacias de Santos e Campos (em tempo e com conversão para profundidade)
Fonte: Mohriak (2004)

A figura 04 mostra uma interpretação simplificada do perfil geológico (baseada em seção sísmica regional) das principais sequências sismoestratigráfica da fase rifte, fase transicional e fase de deriva continental. Observa-se a ausência de sedimentos da fase rifte e transicional no Alto de Cabo Frio, e um alto regional que corresponde ao Alto de Badejo na Bacia de Campos (Mohriak, 2004).

EVOLUÇÃO TECTONO-SEDIMENTAR

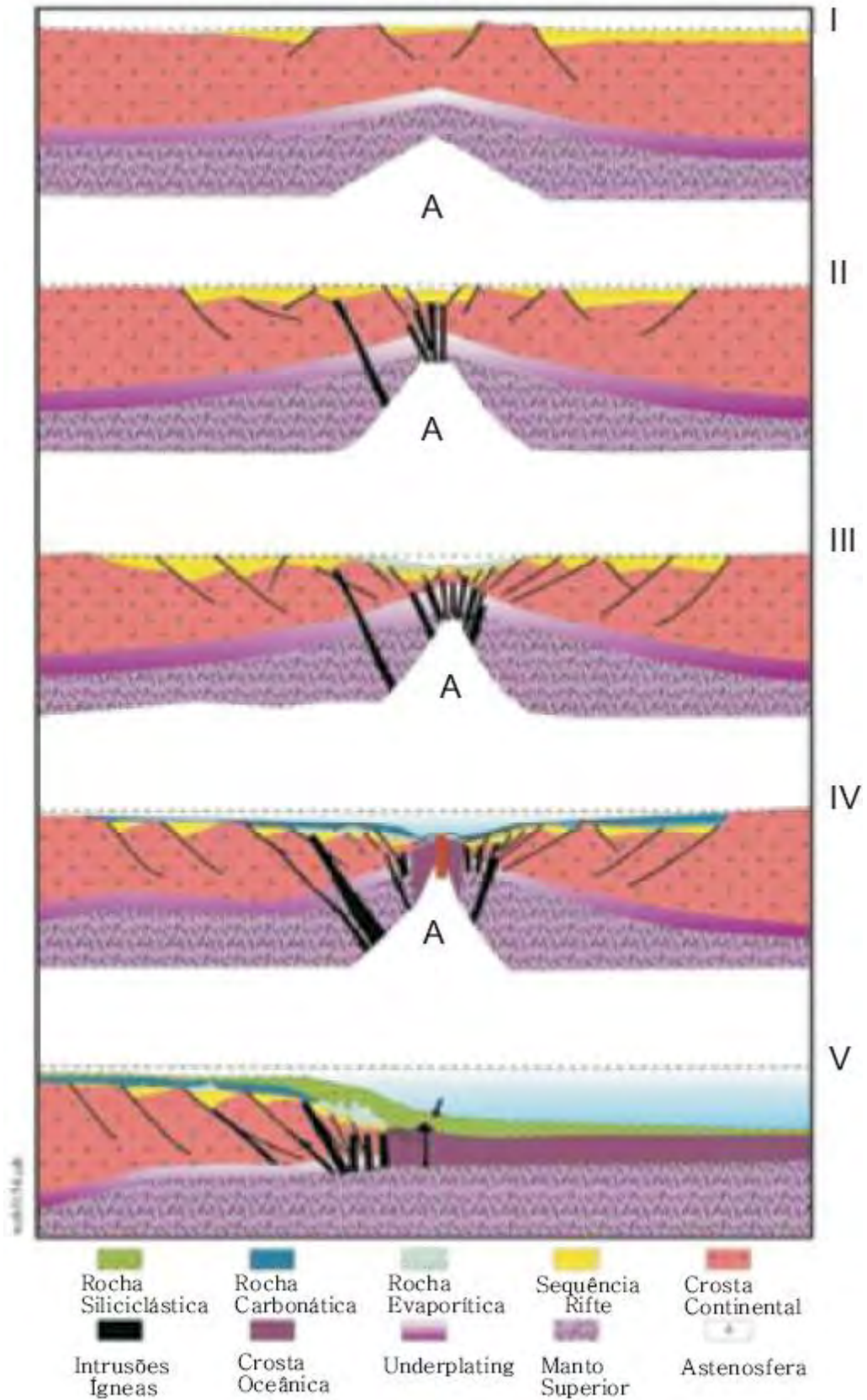


Figura 05 – Modelo geodinâmico esquemático da margem continental divergente
Fonte: Mohriak (2004)

A megasequência pré-rifte é formada por amplas e suaves depressões preenchidas por sedimentos de águas rasas que caracteriza a fase intracratônica do Supercontinente Gondwana, anterior ao rifteamento do Atlântico Sul (Figura 05-I). Durante o Mesozóico as bacias sedimentares da margem leste brasileira foram afetadas pela ruptura do supercontinente Gondwana que deu origem a feições extensionais de riftes superpostos aos sedimentos anteriormente depositados e recobertos por derrames basálticos associados à abertura do Atlântico Sul. Os eventos tectono-magmáticos também são marcantes tanto no Neocretáceo quanto no Eoterciário.

O início da fase sin-rifte (Figura 05-II) é caracterizada por um aumento do estiramento litosférico durante o intervalo Neojurássico-Eocretáceo. Este marca o ápice da fase extensional que foi coincidente ou subsequente a formação de lavas basálticas (Rabinowitz & LaBrecque, 1979; Müller *et al.*, 1997 apud Mohriak, W.U., 2004), seguido por grandes falhas que afetaram a crosta continental resultando na formação de semi-grabens. Os sedimentos continentais lacustrinos que preencheram os semi-grabens são contemporâneos as litologias que possuem excelente potencial de geração de hidrocarbonetos (Neocomiano - Barremiano). (Abrahão & Warme, 1990; Mello *et al.*, 1994 apud Mohriak, 2004).

Segundo Almeida, 1976 *apud* Mohriak, 2004, durante o intervalo Neojurássico-Eocretáceo ocorreram esforços tensionais causadores de uma anomalia mantélica, de origem térmica, que resultou em soerguimento regional do embasamento, representado pela elevação da Serra do Mar e do Arco de Ponta Grossa, com intrusões de diabásio segundo as direções NW e NE. Estes derrames constituem a Formação Serra Geral e são contemporâneos aos derrames do embasamento econômico da bacia de Campos. Posteriormente, essa região foi afetada por falhamentos de direção NE a E-W (entre Ilha Grande e Cabo Frio) que resultaram em calhas de deposição de sedimentos continentais lacustrinos durante o Neocomiano.

O final da fase rifte (Figura 05-III) é assinalado por um novo aumento da extensão litosférica, por meio de grandes falhas que rotacionaram os blocos de rifte anteriormente formados, sendo então cobertos por sedimentos menos rotacionados. Marcada também por magmatismo continental e oceânico, reativação de grandes falhas, e erosão de blocos de rifte por uma discordância regional, denominada pré-Alagoas, que arrasou a topografia anterior, e separou ambientes de deposição tipicamente continental (lacustrino e fluvial) de ambientes transicionais e marinhos. O limite cronológico superior dos falhamentos da fase rifte é marcado pela discordância da ruptura continental do Gondwana, designada como *break-up*

unconformity (Falvey, 1974; Falvey & Middleton, 1981), que marca o início de uma fase de quiescência tectônica (Figura 05-III). Sobre essa discordância angular, e abaixo de sedimentos da seqüência transicional evaporítica, algumas bacias registram uma espessura significativa de sedimentos aptianos, pouco afetados por falhas, que constituem uma seqüência sedimentar do estágio final de rifte (*sag basin*). (Henry & Brumbaugh, 1995, apud Mohriak, 2004).

A megaseqüência transicional (Figura 05-III) representa as primeiras incursões marinhas sobrepostas aos sedimentos depositados no Neocomiano–Barremiano, destacada por apresentar uma topografia residual suave.

A movimentação do sal iniciou-se entre o Neoptiano e o Eoalbiano e causou uma série de falhas lítricas que se propagaram para a seção sedimentar mais nova, criando estruturas do tipo almofadas de sal, casco de tartaruga, diápiros de sal, muralhas de sal, falhas extensionais e compressionais (Figueiredo & Mohriak, 1984 apud Mohriak, 2004).

A base da megaseqüência marinha é predominantemente carbonática, sendo o período Albiano dominado por plataformas de águas rasas. No final desse intervalo, durante o Cenomaniano e Turoniano, ocorreu um aumento de paleobatimetria, culminando na deposição de sedimentos marinhos de águas profundas (Figura05-V). Ao final do Cretáceo a falha antitética de Cabo Frio resultou na progradação clástica de sedimentos do Albiano Médio a Terciário Inferior, associados ao soergimento da Serra do Mar e Serra da Mantiqueira (Mohriak *et al.*, 1995b apud Mohriak, 2004). A sobrecarga sedimentar contribuiu para a movimentação da camada de sal, cujo fluxo foi controlado por uma grande falha de deposição marinho profundo, seguido por uma progradação geral no Terciário, com feições de *offlap* nas seqüências sismo-estratigráficas, e vários cortes de cânions (Ricci & Becker, 1991 apud Mohriak, 2004).

6.5 Acumulação de Linguado

6.5.1 Reservatórios

O campo de Linguado foi descoberto pelo poço 1-RJS-49 em maio de 1978 e tem área de 32 km². Está localizado à 80 km do Cabo de São Tomé, no extremo sudoeste da Bacia de Campos, a uma profundidade desde 95 até 110 metros. As rochas reservatório, que ocorrem entre 1700 e 3000 metros, são basaltos fraturados do Hauterivian, coquinas de bivalves, calcarenitos oolíticos e oncolíticos do Albiano e, secundariamente, arenitos de turbiditos do Cretáceo. O reservatório principal é formado por coquinas do Grupo Lagoa Feia que contém 80% do volume total de óleo recuperável, estimado em 130,15 milhões de barris. Neste campo é produzido um óleo de alto grau de qualidade dentro do intervalo de 29 a 31° API. Os reservatórios podem ser individualizados conforme o andar em que foram formados, como visto no artigo de Horschutz et al., 1992.

6.5.1.1 Coquinas – Reservatório Barremiano

A coquina (Figura 06) é depositada sobre altos relacionados às falhas normais do estágio rifte sindeposicional em duas fases (Baumgarten, 1985). Estas fases são separadas por rochas pelíticas siliciclásticas, que representam fácies periféricas de ambiente fluvio-lacustre e são bons horizontes guias.

O zoneamento da coquina (Figura 10), ocorrido pela intercalação de camadas impermeáveis, consiste em seis zonas incluindo três subzonas. As zonas I, II e III contém a fase superior da deposição da coquina. As zonas IV, V e VI contém a fase inferior (Baumgarten, 1985). A zona VI, por causa da sua extensa área, é a mais importante e interliga o campo de Linguado, ao norte com o campo de Badejo, e ao sul com o campo de Pampo. A separação teórica dos campos pode ser vista no mapa estrutural do topo do reservatório barremiano (Figura 04)

Estudos detalhados da coquina indicam que esta tem geometria de bancos constituídos, da porção inferior à superior, de calcilitos, calcarenitos, calciruditos e calciruditos com matriz de calcarenito. Os calciruditos são os melhores reservatórios e exibem porosidade de 15% e permeabilidade de 120 md, às vezes alcançam 20% e 1 darcy, respectivamente. A porosidade apresenta-se de dois tipos: inter-grão e vugular (vazios de dissolução).



Figura 06: Visão macroscópica da coquina, principal reservatório do campo de Linguado
Fonte: Horschutz et al. (1992)

O mecanismo de produção para este reservatório consiste na combinação de gás em solução na água. A estrutura do campo de Linguado para o nível da coquina é uma monoclinal com mergulho para leste (claramente observado na figura 10), seccionada por falhas com rejeito de até 50 metros. Além do controle estrutural, a estratigrafia e a diagênese também são influentes no trapeamento do óleo nas coquinas (Baumgarten et al., 1988). O mecanismo estratigráfico é encontrado no acunhamento da zona porosa no oeste do campo e associado com a discordância localizada no topo da zona I (figura 10). A diagênese foi responsável pela criação de barreiras de permeabilidade pela cimentação com calcita e sílica em muitos níveis da coquina. Na Zona I e II a trapa é controlada principalmente por fatores diagenéticos e menos importante por fatores estruturais. Nas zonas V e VI a diagênese é controlada pela estrutural, e é o principal fator responsável pelo trapeamento do óleo (figura 10).

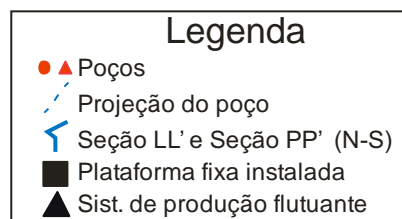
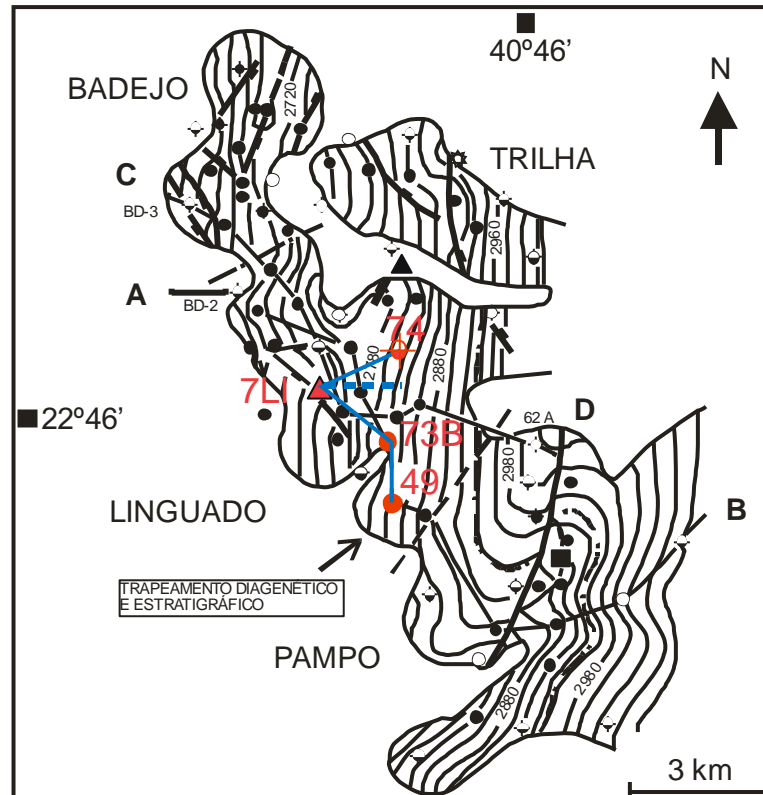


Figura 07: Mapa estrutural do topo do reservatório Barremiano do Campo Linguado. (modificado)
Fonte: Horschutz et al.(1992)

6.5.1.2 Reservatório Albiano

O reservatório Albiano contém 31% do VOIP (Volume de Óleo in Place) e consiste principalmente de oncolitos, oolitos, e calcarenitos peloidais e calciruditos do Grupo Macaé, depositados em ambiente de plataforma rasa. A média de porosidade e permeabilidade é, respectivamente, 20% e 250 md, e a densidade do óleo é 20° API. A geologia estrutural consiste num domo com mergulho suave, cortado por pequenas falhas de crescimento. A natureza do trapeamento neste reservatório é essencialmente estrutural-estratigráfica. A geologia estrutural é representada por falhas normais de crescimento e a estratigrafia por variações de fácies na parte superior do reservatório, onde os calciruditos gradualmente passam para calcilutitos, no oeste e sudoeste do campo.

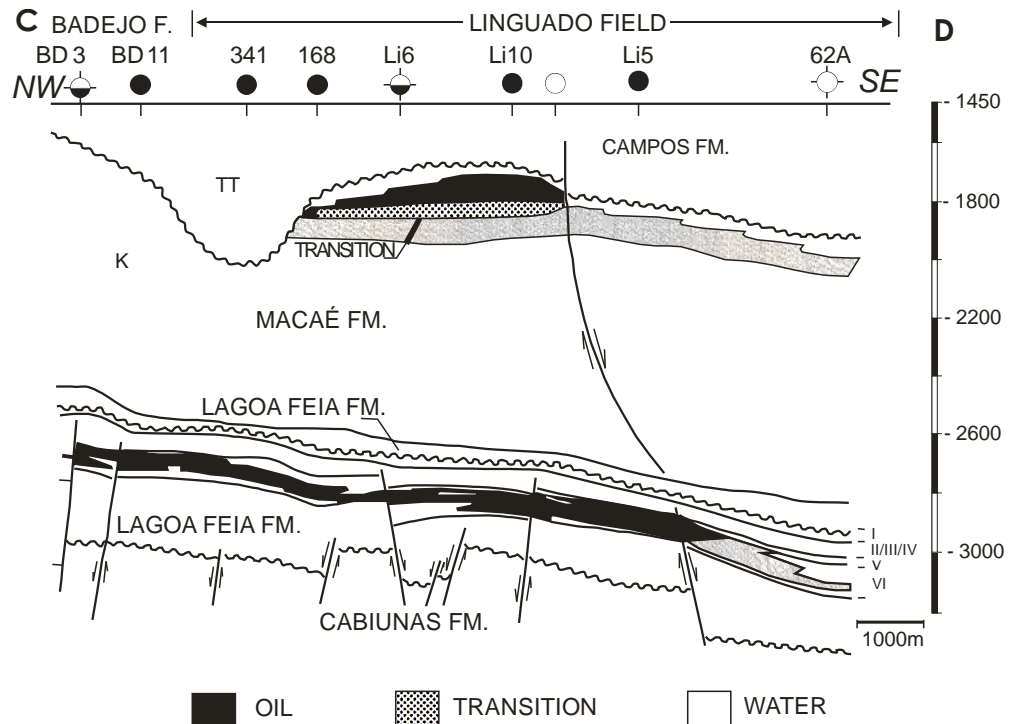


Figura 08 – Seção geológica do Campo Linguado
Fonte: Horschutz et al.(1992)

O reservatório de óleo aparece no bloco alto da falha que atravessa o Grupo Macaé e a trapa é controlada por dois fatores; diagenético e estrutural. O fator diagenético reconhecido é o acunhamento da trapa devido ao contato erosivo com o Grupo Campos. Esta falha vista no Grupo Macaé é provavelmente reativação da falha encontrada no Grupo Lagoa Feia, que permitiu a migração do óleo da rocha geradora, folhelho do Grupo Lagoa Feia, para a rocha reservatório, calcilutito do Grupo Macaé. No Grupo Lagoa Feia as zonas de coquinas se mostram mais espessas nos blocos baixos, pois possuem maior espaço de acomodação, porém a zonas encontram-se mais saturadas nos blocos altos (Figura 08).

6.5.1.3 Reservatório Hauteriviano

Contém 1% do VOIP e consiste primeiramente de basalto fraturado vesicular/vugular e secundariamente por brecha vulcânica da Formação Cabiúnas. O sistema de poros é principalmente representado por fraturas, seguido por vesículas e a porosidade da matriz. A estrutural é formada por um semi-domo alongado na direção NE-SW, cortado por falhas normais de pequeno rejeito. O trapeamento é essencialmente estrutural e é caracterizado por falhamentos e fraturamentos (Figura 09).

6.5.1.4 Reservatório Maastrichtiano

Consiste em arenitos de turbiditos pertencente à Formação Carapebus do Grupo Campos e contem 3% do VOIP. A média de porosidade e permeabilidade são 24% e 300 md, respectivamente. O óleo é muito viscoso – 18 a 20° API. A espessura do reservatório atinge o máximo de 15 metros e seu traçamento é essencialmente estratigráfico-estrutural.

6.6 Contexto Estrutural

O mapa estrutural da coquina Inferior (topo da subzona VI-A) apresenta dois estilos estruturais e destaca o controle estrutural da falha de Linguado na sedimentação. Um estilo é identificado como um sistema de falhas antitéticas que delimitam o campo de Linguado a oeste, com orientação NW-SE, em continuidade com a falha de Badejo. Seu traçado curvilíneo pode ser visto entre os poços LI-7 e RJS-140D. Um patamar formado entre os poços RJS-78 e LI-2 separa esta área do segundo padrão estrutural, representado por curvas de orientação N-S que se desenvolvem a partir do poço LI-2 e mostram mergulho homoclinal para leste (Figura 10). Outra estrutura importante é o alto intermediário formado entre as falhas a oeste de Linguado (F3) e a falha de Pampo (FP): nele ocorre um adelgaçamento da coquina, com desenvolvimento permoporoso relevante (Figura 10). Esta estruturação salienta o crescimento da seção da coquina nos blocos baixos adjacentes, mostrando a contemporaneidade tectônica-sedimentação. Tais falhas podem ter favorecido o acesso de água meteórica para a criação de porosidade secundária no reservatório, (Castro, 2006).

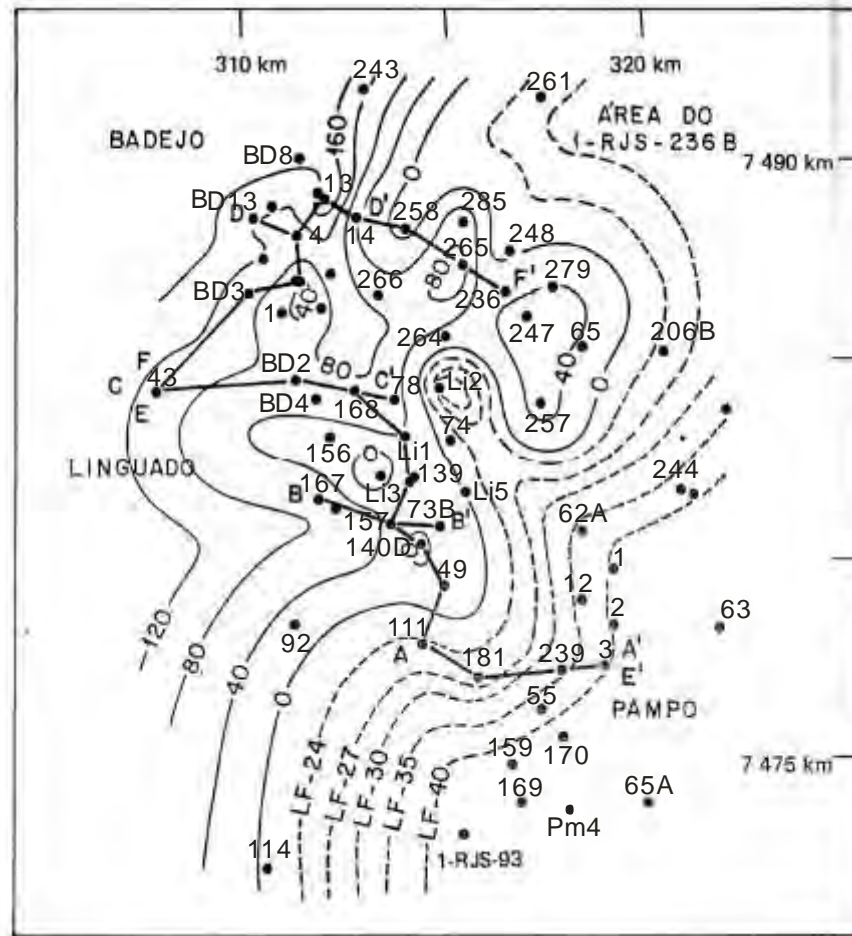


Figura 09 – Mapa de isópacas do basalto na deposição do marco LF-20.
Fonte: Baumgarten, 1985

O mapa da figura 09 mostra a configuração do basalto no período de deposição do Grupo Lagoa Feia. A camada ígnea sofre adelgaçamento no sentido leste da bacia denotando a existência de um bloco baixo no lado oeste da bacia.

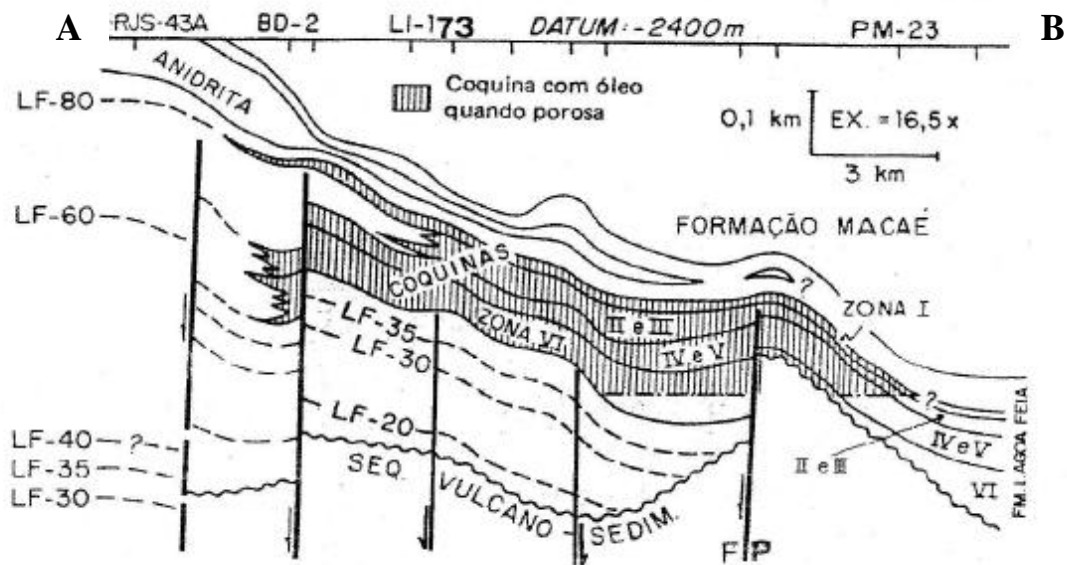


Figura 10: Seção estrutural destacando a continuidade da acumulação Badejo-Pampo. Um provável horste no campo de Linguado acrescentado na figura original de Baumgarten (1985).

7 RESULTADOS OBTIDOS

Através da interpretação das seções sísmicas concedidas pela Agência Nacional de Petróleo e Gás Natural (ANP) foram reconhecidos os horizontes, desde a porção inferior até o topo do sal, o embasamento – representado por rochas ígneas básicas, o topo da sequência rifte, e o topo da camada de sal, representado neste horizonte pela anidrita. Na seção mostrada na figura 13 pode ser notado a grande influência de falhas normais na configuração do embasamento, responsáveis pela geração de blocos altos e baixos. A interpretação das seções sísmicas balizaram a análise da sísmica 3D.

7.1 Discussão dos Resultados Obtidos

7.1.1 Contexto Tectono-Sedimentar

Os poços foram dispostos conforme mostra a figura 11, em duas seções estratigráficas: uma seção PP' (em anexo), em escala 1:10.000, com ênfase nas unidades atravessadas pela perfilagem, e outra, seção LL' (em anexo), em escala 1: 1000 com ênfase na camada de coquina inferior.

Na seção estratigráfica PP' os poços foram nivelados a profundidade de 200 metros e também foi analisado o contexto estrutural de cada unidade em acordo com o seu tempo de deposição.

As Rochas Ígneas Básicas, o Grupo Lagoa Feia e o Grupo Macaé apresentam o mesmo comportamento estrutural, configuram um horste no poço 7LI_0003 e grabens

nos demais poços. Devido a este comportamento estrutural entende-se que existam falhas normais no basalto que estão refletidas nas unidades mencionadas. Entre os poços 1RJS_0074 e 7LI_0003 a falha tem direção NNW-SSE e entre os outros poços as falhas tem direção NE-SW.

O contato das litologias do Cretáceo Superior com o Grupo Macaé é delimitado pela sequência denominada de Bota. Na porção mais ao norte da seção PP', a Bota é identificada entre os poços 1RJS_0074 e 7LI_0003, no perfil raio gama por meio de uma sequência granocrescente descendente, iniciada por carbonato puro que gradua para margas até atingir no topo o folhelho, bem marcado pelo seu pico de alta radioatividade. Outra particularidade da Bota pode ser vista nos perfis sônico (DT) e densidade (RHOB), pois estes são especulares em relação ao perfil raio gama. Nos demais poços a Bota aparece muito delgada, poço 1RJS_0049, ou inexistente, como é o caso do poço 3RJS_0073B. Esta inexistência ou baixa espessura pode ser explicada através da erosão ou não deposição da sequência nos referidos poços. Na realidade, a pouca expressividade da Bota marca uma discordância de aprofundamento da plataforma carbonática, onde foi depositado o Grupo Macaé, e sugere que o poço 3RJS_0073B forma uma acumulação bota. O horizonte guia da seção LL' é a camada de evaporito. Nota-se na cronocorrelação uma grande variação lateral da coquina inferior. Esta é mais delgada e intercalada com siliciclásticos na porção mais ao sul da seção e tende a ser mais pura e espessa na porção mais a norte. Este fato pode ser entendido por causa da localização do aporte sedimentar na porção oeste da bacia e, como visto na seção PP', também apresenta a charneira da plataforma carbonática com ganho de profundidade para norte, por isso a coquina se mostra mais espessa nessa região. Outra litologia que confirma o posicionamento estrutural das camadas é o evaporito, espesso na região mais rasa da seção e exhibe adelgaçamento com o seu aprofundamento. Ao longo de todos os perfis ocorrem sucessões de granocrescência ascendente e descendente, estes ciclos são atribuídos a regressão e transgressão marinha, respectivamente.

7.1.2 Porosidade no intervalo inferior de coquina

Os valores de porosidade foram extraídos da coquina ampliada na seção LL'. Estes valores são resultados da conversão dos dados de densidade, medidos diretamente no perfil, em porosidade através da utilização de um ábaco (em anexo). O teor de corte

adotado é igual a 6% (informação verbal)¹ de porosidade, abaixo desta porcentagem as rocha não contém porosidade significativa.

O intervalo de coquina se mostra mais limpo e espesso no poço 1RJS_0074, equivalente a 90 metros, no entanto ela é considerada fechada, pois os valores de porosidade estão abaixo do teor de corte (6%). No poço seguinte, 7LI_0003, a camada de coquina está mais rasa e exibe 50 metros de espessura, com destaque para três níveis de porosidade. O primeiro localiza-se na profundidade 2791 metros e possui dois metros e meio, com porosidade igual a 13%. O segundo nível encontra-se a 2797 metros de profundidade e exibe 10 metros de carbonato com porosidade entre 14 a 18%. O último nível tem quatro metros e exibe a melhor porosidade que varia de 16 a 21%, a 2834 metros de profundidade. A espessura total do reservatório com óleo neste poço é igual a 13,5 metros. A espessura da coquina no poço 3RJS_0073B diminui para 39 metros e está mais profunda em relação ao poço anterior. No poço 3RJS_0073B observa-se o melhor nível do reservatório de carbonato da seção, pois contém 27 metros ininterruptos de coquina, entre 9 e 18% de porosidade, preenchida por óleo. No último poço, 1RJS_0049, a camada mostra cinco metros de excelente porosidade, variando entre 24 e 30% a 2856 metros de profundidade. Destaca-se a 2861 metros de profundidade um intervalo de 11 metros com porosidade entre 9 e 19% e outro a 2879 metros com teor médio de porosidade igual a 13% e 10 metros de espessura.

A diferença encontrada entre as camadas de coquina das seções estratigráfica (PP') e estrutural (LL') no poço 7LI_0003, que configuram um alto estrutural e um baixo estrutural, respectivamente, ocorreu devido a utilização de um datum diferente para cada seção. No primeiro caso, seção PP', o datum utilizado foi a profundidade 200 metros, enquanto que na seção LL' o datum utilizado foi a camada de anidrita. Através da profundidade dos contatos da camada de coquina na seção LL' e pela visualização da seção PP', pode-se perceber que a camada de coquina configura um alto estrutural.

7.1.3 Análise Sísmica

O mapa (Figura 11) mostra a localização dos poços, das seções sísmicas e da sísmica 3D, fornecidos pela ANP. Estes elementos estão posicionados no bloco de Linguado, pertencente à Bacia de Campos. As informações contidas nas seções sísmicas formam integradas às informações dos poços com o propósito da obtenção de um caráter

¹ Teor de corte sugerido pelo Prof. Dr. Joel Carneiro de Castro.

regional do campo Linguado. Na interpretação em escala de reservatório as informações extraídas do contexto regional foram agregadas às da sísmica 3D.

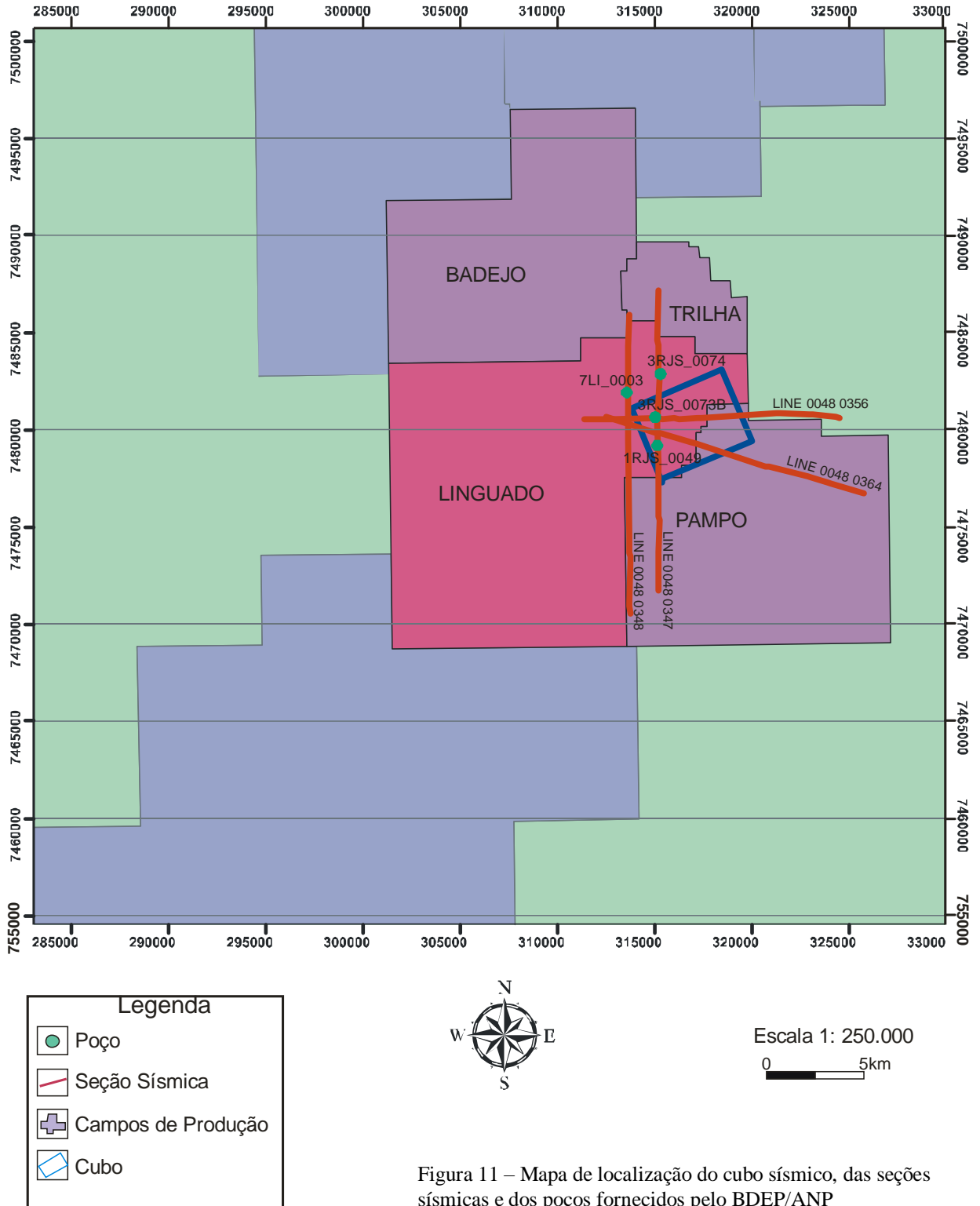


Figura 11 – Mapa de localização do cubo sísmico, das seções sísmicas e dos poços fornecidos pelo BDEP/ANP

7.1.3.1 Interpretação da Sísmica Bi-dimensional

A interpretação da seção sísmica foi realizada nas seções fornecidas pela BDEP/ANP (Figura 11) por meio do software *Geographix* no módulo *SeisVision*. Este software faz parte do pacote de softwares Landmark Graphics Co, licenciados e disponibilizados pelo Laboratório de Interpretação Sísmicos e Geológico (LISG).

A interpretação das seção sísmica é dependente da sua correlação com os poços atravessados por estas seções. Porém as informações de poço são apresentadas em profundidade e as das seção sísmicas em tempo. Logo, primeiramente é necessário calibrar na mesma escala as informações de poço com as das seções sísmicas através da geração de um sismograma sintético. (Figura 12)

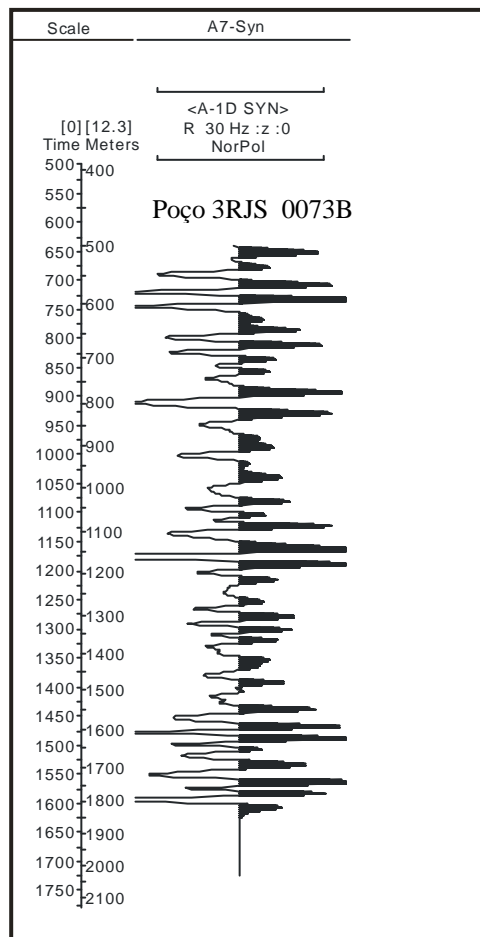


Figura 12 – Sismograma sintético

Depois de gerado o sismograma sintético este é posicionado na seção sísmica para a calibração do tempo, como pode ser visto na figura 13. A linha rosa mostra a calibração da escala temporal do sismograma sintético com a escala de tempo da seção sísmica. Na coluna da esquerda a profundidade é medida em tempo e na coluna da direita ela é

medida em metros (Figura 12). Após a calibração dos tempos, as amplitudes exibidas pelo sismograma são identificados nos refletores da seção sísmica como o topo das seqüências estratigráficas.

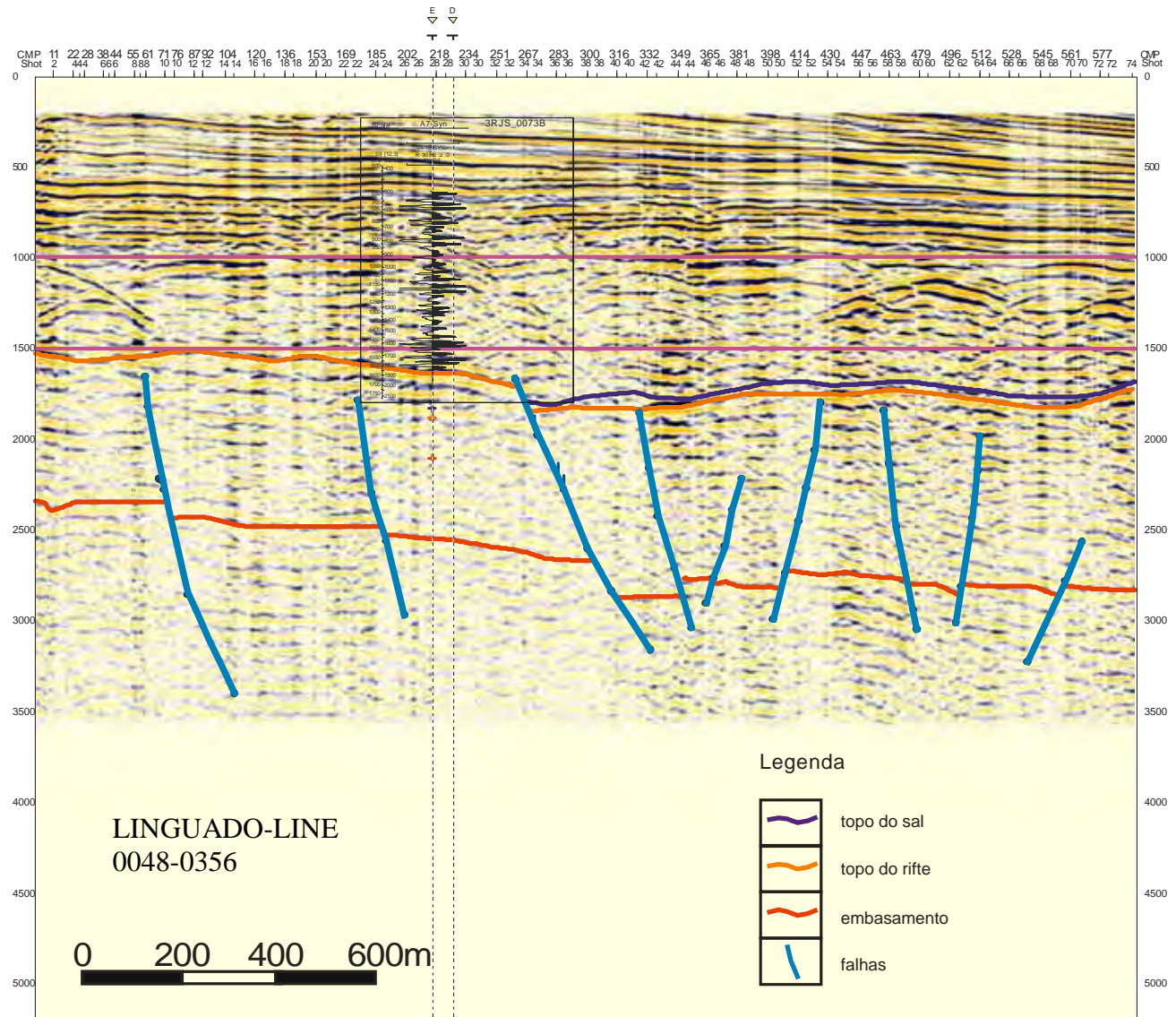


Figura 13 – seção sísmica calibrada com o sismograma sintético.

7.1.3.2 Interpretação Sísmica Tri-dimensional

A interpretação da sísmica 3D (Figura 11) foi realizada por meio do cubo sísmico *survey 0265_PAMPO_LINGUADO_01A* no software *Geographix* no módulo *SeisVision 3D*. Este software faz parte do pacote de softwares *Landmark Graphics Co*.

O cubo foi dividido em duas seções ortogonais entre si, inline e crossline, em intervalos regulares de 30 metros (ver anexos *Crossline* e *Inline*). A interpretação destas seções é semelhante a das seções sísmicas, os topos dos horizontes são traçados nos

refletores mais nítidos em acordo com o sismograma sintético.

Após a interpretação de todas as seções foi feita uma interpolação das informações extraídas afim de gerar um mapa de contorno estrutural, em escala de tempo (milissegundos), para cada horizonte. Com o propósito de obter uma melhor visualização dos mapas estes foram exportados para o software Geosoft e neste foram geradas as superfícies de cada horizonte, apresentadas nas figuras abaixo (Figuras 14 a 18).

Os mapas de superfície dos horizontes mostram os horizontes em perfil, suas variações em profundidade, e a integração destes perfis através da interpolação dos dados extraídos exibe a configuração dos horizontes em superfície.

A análise geral dos mapas mostra que todos os horizontes estão mais rasos no lado oeste- noroeste e mais profundos no lado leste-sudeste. A coloração indica que o aprofundamento dos horizontes é gradual, assim como analisado nas seções PP' e LL'.

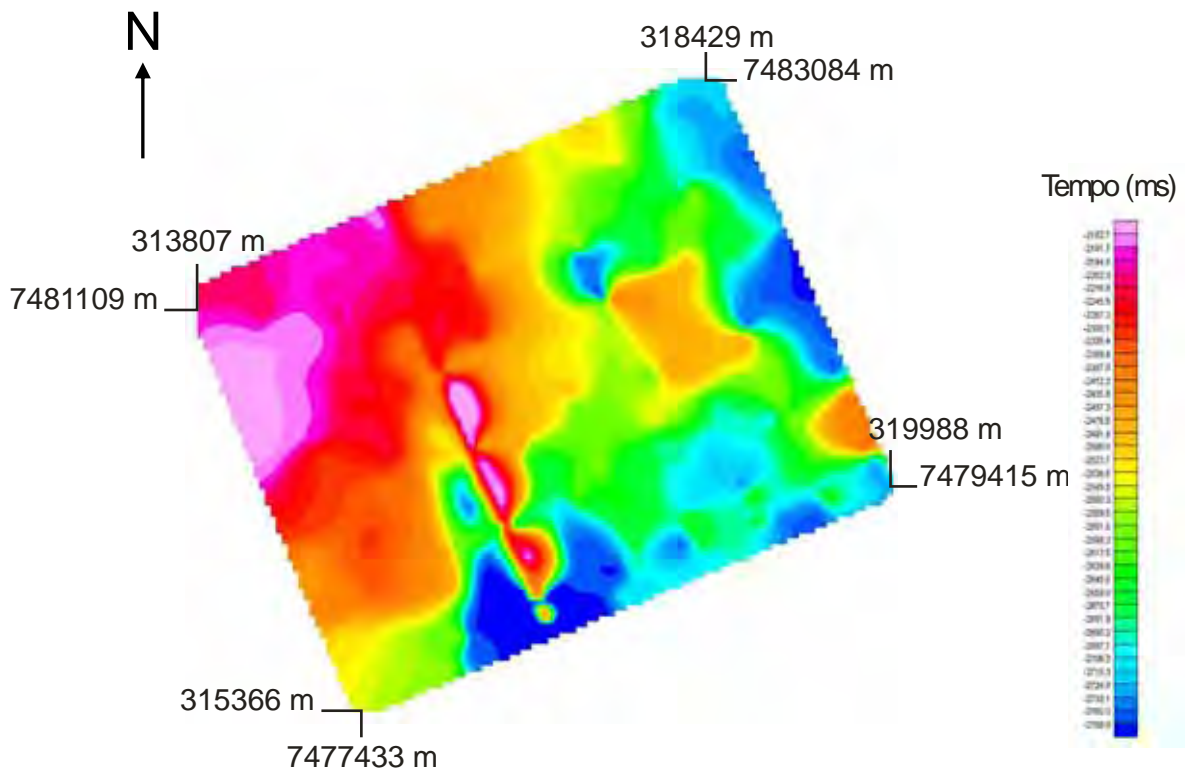


Figura 14 – Mapa de superfície do Topo do embasamento

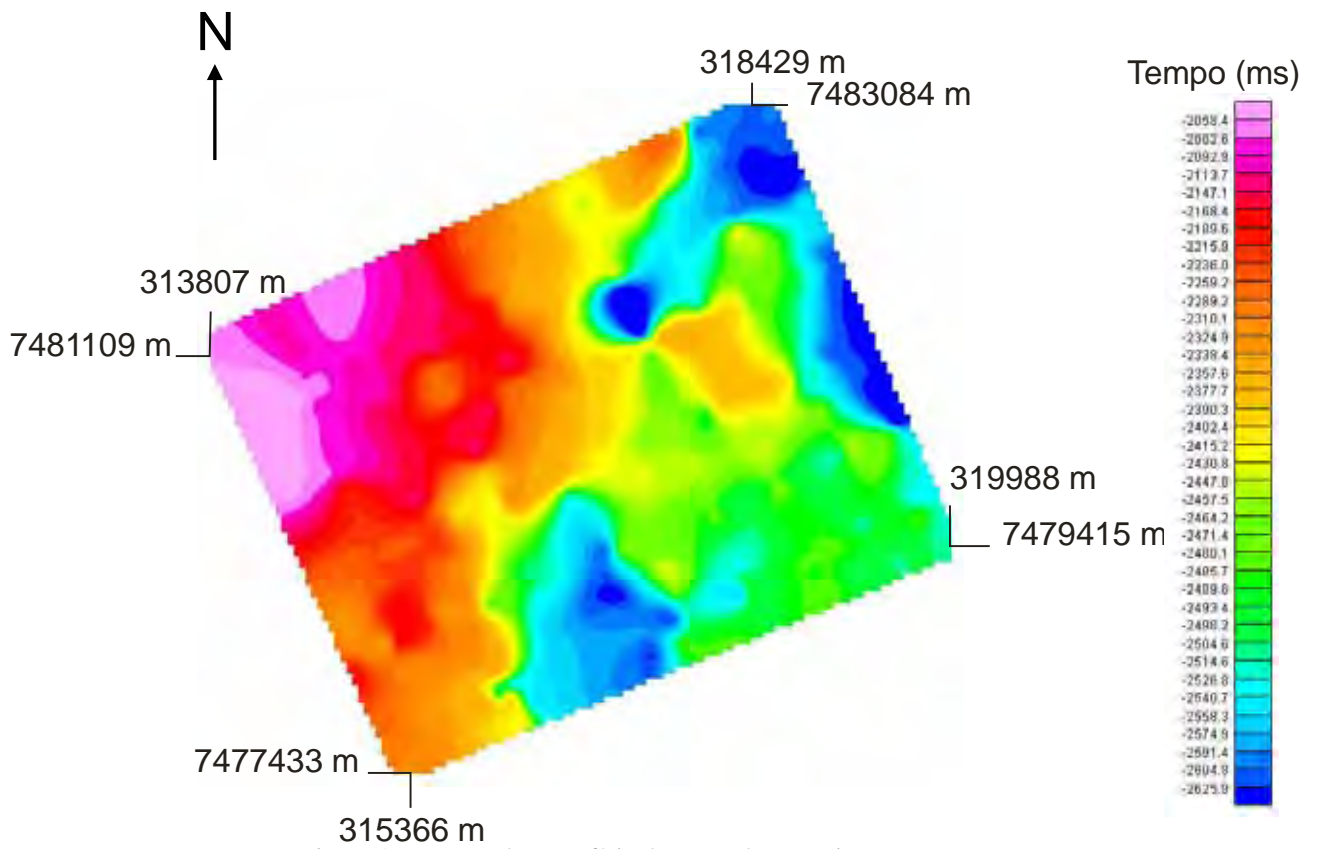


Figura 15 – Mapa da superfície do Topo do Buracica

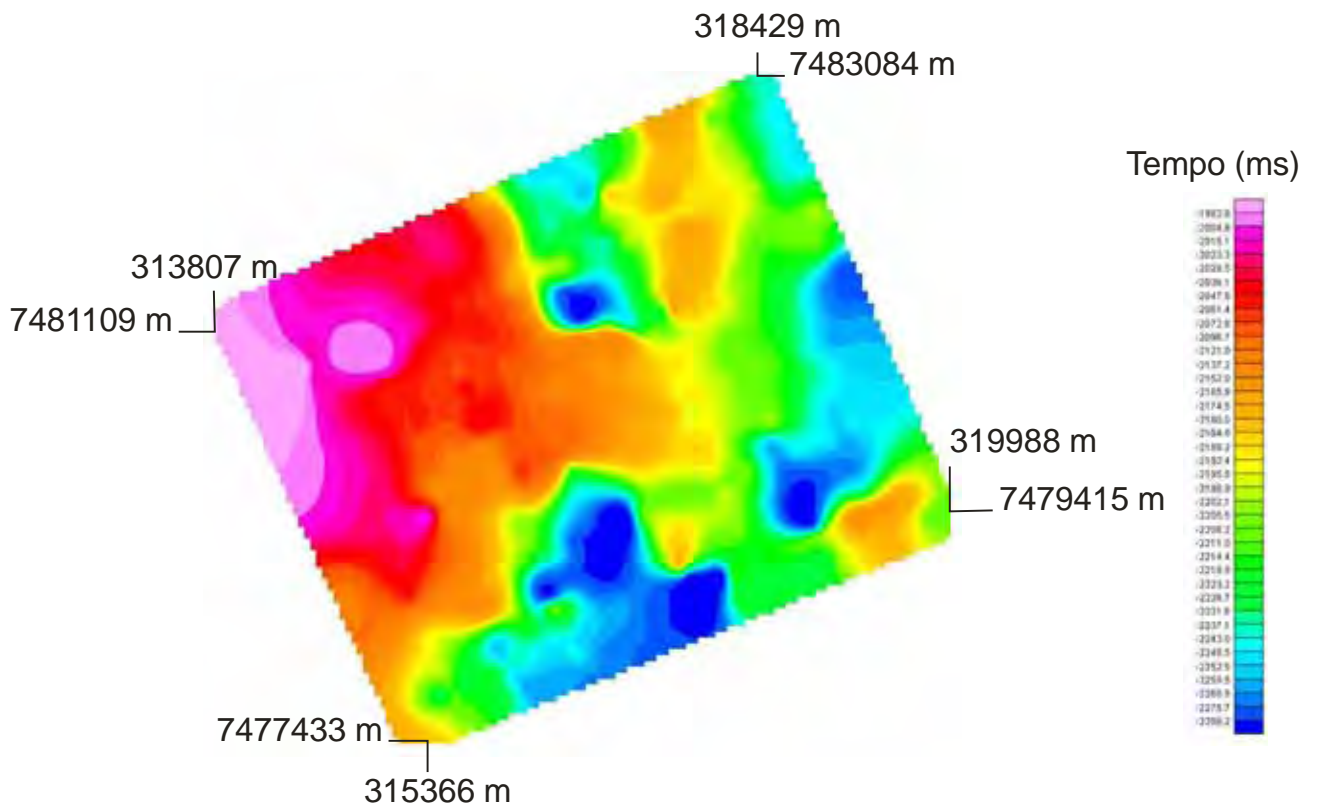


Figura 16 – Mapa da superfície do Topo do Jiquiá

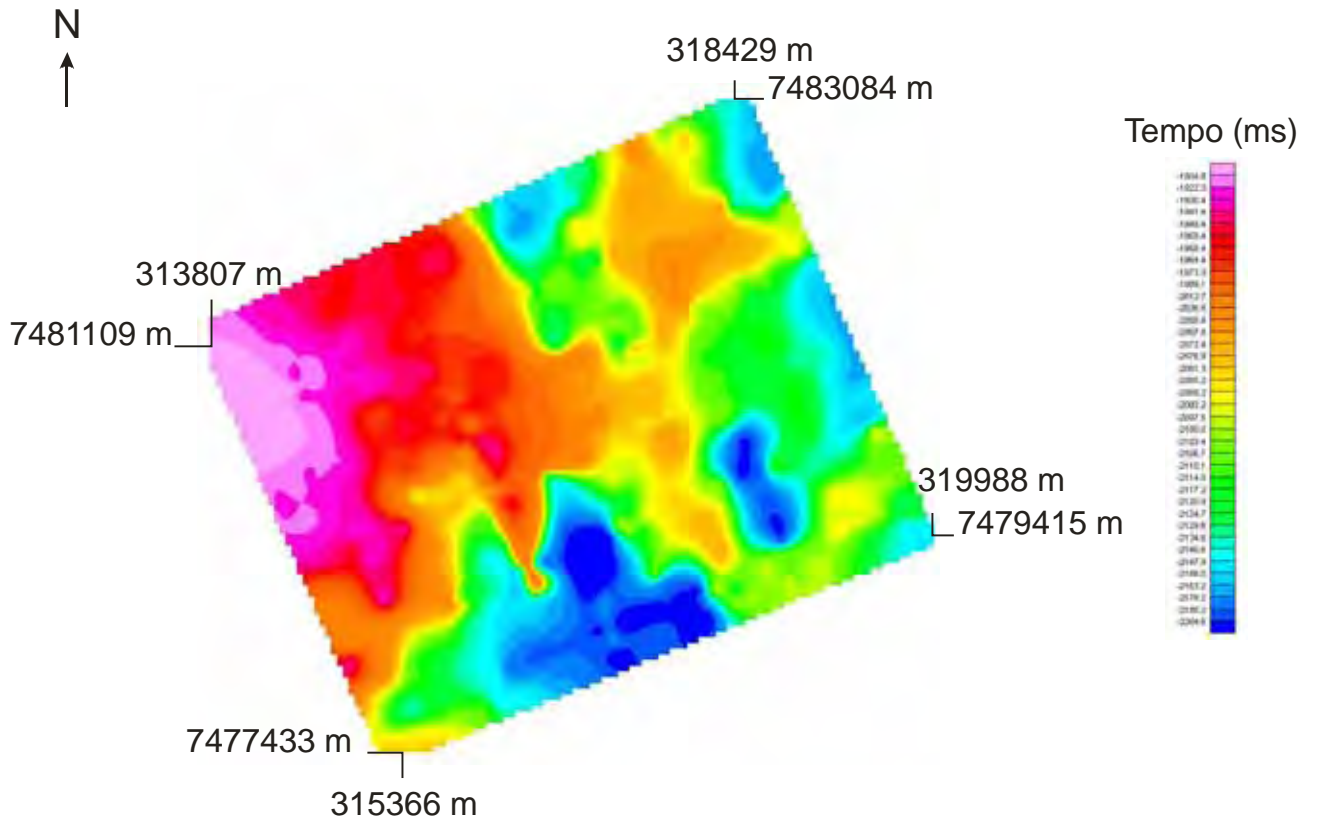


Figura 17 – Mapa da superfície do Topo do Rifte

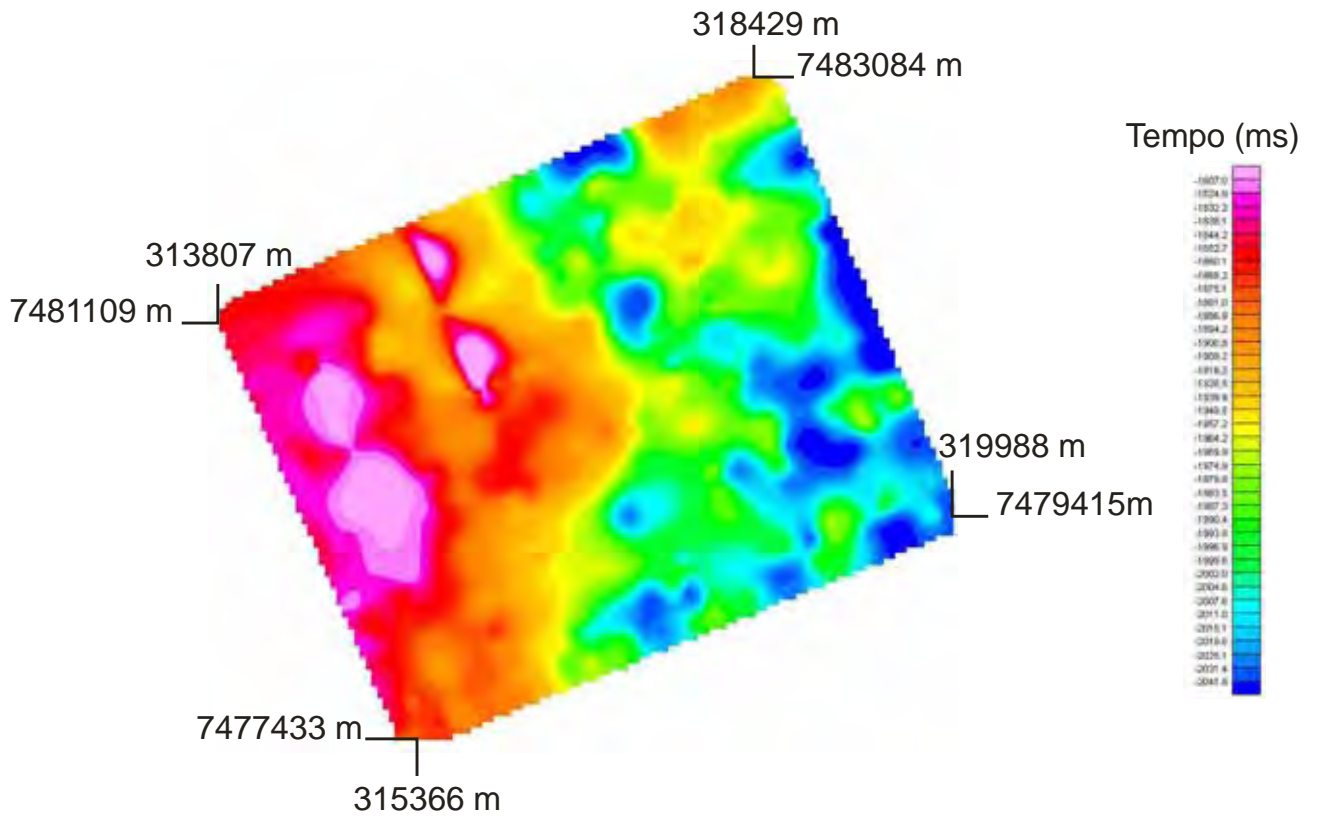


Figura 18 – Mapa da superfície do Topo do Sal

8 CONCLUSÃO

As coquinas estão depositadas em altos estruturais, porém a análise das correlações mostrou que a coquina inferior do Grupo Lagoa Feia se apresenta mais espessa nos blocos baixos, como é o caso do poço 1RJS_0074. Este fato comprova que as falhas encontradas neste horizonte são contemporâneas a deposição sedimentar e corrobora com o descrito pela literatura.

As falhas interpretadas na sísmica tiveram papel importante na formação da trapa, pois, segundo o levantamento bibliográfico, é através destas falhas que a água meteórica pôde percolar para a criação de permoporosidade. Outro fator importante na geração de permoporosidade foi a diagênese. A sua atuação pôde ser notada pela existência de camada de coquina fechada, visto no poço 1RJS_0074, pela diferença de porosidade entre os poço e pela individualização de níveis com porosidade distintas no mesmo poço. Na porção sul da correlação LL' é possível evidenciar a localização do aporte sedimentar pela camada de coquina inferior e pela sequência Bota, que marca o contato entre o Grupo Macaé e o Grupo Campos, coincidente com a porção oeste da bacia. A camada carbonática se mostrou mais impura, intercalada com siliciclásticos, na porção sul e se torna gradualmente mais pura na direção norte das seções. Além disso, a camada de coquina aumenta sua espessura na direção norte da correlação evidenciando maior profundidade nesta porção em relação a porção sul. Na correlação PP' a Bota ocorre na porção norte e na porção sul, em seu lugar, é observada uma discordância de aprofundamento. De acordo com a literatura consultada, após a fase extensional os sedimentos da sequência rifte sofreram uma subsidência termal e é provável que este fator também tenha contribuído para os aprofundamentos observado nas seções.

A interpretação sísmica mostrou a ampla atuação das falhas no Campo Linguado e a importância destas na configuração do reservatório, tanto sob a ótica estrutural quanto sob a ótica da permoporosidade. Os mapas de superfície mostraram sua porção oeste predominantemente mais rasa em relação a porção leste concordante com o registro bibliográfico que apresenta a bacia de Campos mais espessa à leste e mais rasa à oeste. A quantidade de dados obtidos não foi o suficiente para gerar produtos que conseguissem contribuir para a melhor delimitação do Campo Linguado, portanto o trabalho continua seguindo as delimitações teóricas apresentadas pela literatura (Figura 04).

Em relação a recuperação de óleo suplementar, apesar da reduzida quantia de dados a interpretação da correlação de detalhe permitiu classificar o Campo Linguado como um campo interessante. Devido a atuação de fatores estruturais, estratigráficos e

diagenéticos o intervalo de coquina apresenta grande variação lateral e em profundidade da porosidade. Assim, o campo necessita de um estudo em detalhe a fim de delimitar com precisão os limites do reservatório carbonático.

9 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

BAUMGARTEN, C. S. Evolução **estrutural de Pampo, Badejo, e Linguado durante a deposição da Formação Lagoa Feia**. In: Boletim Técnico da Petrobrás, v. 28, n. 2, p. 91-101, 1985.

BAUMGARTEN, C. S.; DUTRA, A. J.C.; SCUTA, M. S.; FIGUEIREDO, M. V. L.; SIQUEIRA, M. F. P. B. **Coquinas da Formação Lagoa Feia, Bacia de Campos: Evolução da Geologia de Desenvolvimento**. Boletim de Geociências da Petrobrás, vol. 2, n. 1, p. 27-36, 1988.

BENTZ, Cristina M.; POLITANO, Alexandre T.; GENOVEZ, Patrícia. **Monitoramento Ambiental de Áreas Costeiras e Oceânicas com múltiplos sensores orbitais**. Centro de Pesquisas e Desenvolvimento – Petrobrás, Revista Brasileira de Cartografia, 2005. Disponível em: <http://www.rbc.ufrf/_pdf_57_2005/57_1_07.pdf>.

CASTRO, Joel C. et al. **Facies, análise estratigráfica e reservatórios da Formação Lagoa Feia, Cretáceo Inferior da Bacia de Campos**. Rio de Janeiro: PETROBRÁS-CENPES-LABOR, Relatório Interno, 1981.

CASTRO, Joel C. **Evolução dos conhecimentos sobre as coquinas – reservatório da Formação Lagoa Feia no *trend* Badejo – Linguado – Pampo, Bacia de Campos**. Boletim de Geociências da Unesp, v. 25, n. 2, p. 175 – 186, 2006.

CORREIA, José R. B.; RAMOS, Eduardo M. **Noções Preliminares de Perfilagem e Avaliação de Poços**. RENOR – DIREX – SERSUB/SEAV, 1976.

GUARDADO, L. R.; GAMBOA, L. A. P.; LUCCHEIS, C. F. **Petroleum Geology of the Campos Basin, Brazil, A Model for a Producing Atlantic Type Basin.** In: EDWARDS, J.C. & SANTOGROSSI, P. A. (Eds.) **Divergent/Passive Margin Basin.** Tulsa: A.A.P.G. Memoir 48, p. 3-79, 1989.

HORSCHUTZ, Paulo M. C. **The Linguado, Carapeba, Vermelho e Marimba Giant Oil Fields, Campos Basin, Offshore Brazil.** In: HALBOUTY, MT. (Ed.) **Giant oil and gas fields of the decade, 1978-1988.** Tulsa: American Assosiation of Petroleum Geologists, AAPG Memoir, n. 54, p. 137-153, 1992.

LEITE, Marcos; CARRASQUILLA, Abel; SILVA, Jadir. Simulação de perfil sônico a partir dos perfis de raios gama e densitividade em poços da Bacia de Campos. *Revista Brasileira de Geofísica*, vol. 26, n. 2, São Paulo, Apr/June 2008. Disponível em: http://www.scielo.br/scielo.php?pid=S0102261X2008000200003&script=sci_arttext&tlng=en

MOHRIAK, W.U. 2004. Recursos energéticos associados à ativação tectônica mesozóico cenozóica da América do Sul. In: V. MANTESSO – NETO, V. et al. (orgs.) *Geologia do Continente Sul-Americano: evolução da obra de Fernando Flávio Marques de Almeida.* São Paulo: Ed. Beca, p. 293-318.

NASCIMENTO, Carlos T. C. et al. **Radiação gama e resistividade elétrica em solo com aplicação de carbonatito e fertilizantes agrícolas no Distrito Federal.** In: *Revista Brasileira de Geofísica*, vol. 26, n. 1, São Paulo, Jan./Mar 2008. Disponível em: http://www.scielo.br/scielo.php?pid=S0102-261X2008000100002&script=sci_arttext

WINTER, Wilson R.; JAHNERT, Ricardo J.; FRANÇA, Almério B. **Bacia de Campos.** In: *Boletim de Geociências da Petrobrás*, Rio de Janeiro, v. 15, n. 2, p. 511-529, maio/nov. 2007