



UNIVERSIDADE ESTADUAL PAULISTA
"JULIO DE MESQUITA FILHO"
INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS E CIÊNCIAS EXATAS



Trabalho de Formatura

Curso de Graduação em Geologia

**ANÁLISES TECTONO-ESTRATIGRÁFICA E FACIOLÓGICO-DIAGENÉTICA DA COQUINA-
RESERVATÓRIO LAGOA FEIA, CAMPO DE LINGUADO, BACIA DE CAMPOS.**

BÁRBARA ROBBI

Orientador: Prof. Dr. Joel Carneiro de Castro

Rio Claro - SP

2011

UNIVERSIDADE ESTADUAL PAULISTA
Instituto de Geociências e Ciências Exatas
Campus de Rio Claro

BÁRBARA ROBBI

ANÁLISES TECTONO-ESTRATIGRÁFICA E FACIOLÓGICO-
DIAGENÉTICA DA COQUINA-RESERVATÓRIO LAGOA FEIA,
CAMPO DE LINGUADO, BACIA DE CAMPOS.

Trabalho de Formatura apresentado ao Instituto
de Geociências e Ciências Exatas - Campus de Rio
Claro, da Universidade Estadual Paulista Júlio de
Mesquita Filho, para obtenção do grau de Geólogo.

Rio Claro - SP

2011

551.7 Robbi, Bárbara
R632a Análise tectono-estratigráfica e faciológico-diagenética da coquina-reservatório Lagoa Feia, Campo de Linguado, Bacia de Campos / Bárbara Robbi. - Rio Claro : [s.n.], 2011
66 f. : il., figs., gráfs., tabs., fots., mapas

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

1. Geologia estratigráfica. 2. Análise de reservatório. 3. Cronoestratigrafia. 4. Porosidade. I. Título.

BÁRBARA ROBBI

ANÁLISES TECTONO-ESTRATIGRÁFICA E FACIOLÓGICO-
DIAGENÉTICA DA COQUINA-RESERVATÓRIO LAGOA FEIA,
CAMPO DE LINGUADO, BACIA DE CAMPOS.

Trabalho de Formatura apresentado ao Instituto
de Geociências e Ciências Exatas - Câmpus de Rio
Claro, da Universidade Estadual Paulista Júlio de
Mesquita Filho, para obtenção do grau de Geólogo.

Comissão Examinadora

Prof. Dr. Joel Carneiro de Castro

Prof. Dr. Antonio Roberto Saad

Prof. Dr. Sergio Cáceres Contreras

Bárbara Robbi

Joel Carneiro de Castro
Orientador

Rio Claro, dezembro de 2011.

Dedico este trabalho aos meus pais, que sempre estiveram presentes e me apoiaram nas
minhas decisões.

AGRADECIMENTOS

Agradeço, principalmente, a minha família, Papis, Mamis, Bia e Lucas, por todo o apoio que me deram durante toda a minha vida e por acreditarem no meu potencial. Sem vocês eu não teria chegado até aqui!

Ao meu orientador, Prof. Dr. Joel Carneiro de Castro, pela dedicação e companhia em todos esses anos de trabalho e pela sua incansável paixão pela Geologia.

Ao Prof. Dr. Sergio Antonio Cáceres Contreras pela ajuda no tratamento dos dados e durante o trabalho.

Às amigas de república que ajudaram a me tornar a pessoa que sou hoje: Nayara Valentim Pazzini (Nay), Milena Cristina Rosa (Milis), Natália Rafaela Almeida (Naty), Marry Delatorre Costa (Marly) e Julia Favoreto (Julis/Julieta).

Aos amigos que estão longe, Mariana Ferreira (Mary Fers), Andresa Fonseca (Desa), Alexandre Bliska e Bruno Scalvi, internautas ou não, pela companhia nas noites e madrugadas durante a confecção desse trabalho e o apoio nos momentos de crise.

A todos os GEOZELITHOS, que se tornaram grandes amigos. Mas, principalmente, ao meu parceiro de campo e de vida Adriano Santos Delgado de Oliveira (Dri), ao meu amigo e “dupla” de TCC Thiago Domingues Góes Lúcio (Gigolino/Gigo), ao “trio verdadeiro” de Campo I José Antonio Assis (Zé) e Paula Boghossian (Lesma), também à Lesma por dividir comigo a “tesouraria” das tão especiais FIs e à Letícia Cornachini Bronzoni (Let's) pelas boas risadas e por compartilhar a “tensão” nas etapas do trainee.

Aos colegas empresários da Lito Jr. e demais EJ's que colaboraram na minha formação profissional e pessoal.

Ao Programa de Recursos Humanos – PRH-05 pelas instalações, equipamentos e cursos fornecidos. E ao apoio financeiro da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), da Financiadora de Estudos e Projetos (FINEP) e do Ministério da Ciência e Tecnologia (MCT), por meio do Programa de Recursos Humanos da ANP para o Setor de Petróleo e Gás (PRH-ANP/MCT) e do Programa de Formação de Recursos Humanos da Petrobrás.

*"Take your time, don't live too fast
Troubles will come and they will pass."*

Simple Man – Lynyrd Skynyrd

RESUMO

O estudo tectono-estratigráfico da coquina-reservatório do Campo de Linguado permitiu identificar dois *trends* de melhor desenvolvimento permo-poroso. O mapeamento dessas trapas deposicionais-diagenéticas, via mapas e seções estruturais e estratigráficas, resultou na identificação de sistemas de plataforma e rampa (basculada para SSE) espessando de 60 a 70 metros e terminando *downdip* contra falha antitética. A presença de siliciclásticos finos, tipo silte (baixo Raio Gama) e folhelho (alto Raio Gama), nos limites gradacionais inferior e superior da coquina-reservatório favoreceu a ocorrência de calcários cimentados, não porosos, nas passagens para os siliciclásticos adjacentes. Um nível intermediário de silte ou folhelho no interior da coquina possibilitou a divisão da zona reservatório em duas subzonas. Na análise da permoporosidade e fluidos da formação, com perfis RHOB (Densidade), NPHI (Neutrão) e Indução, observa-se que a porosidade desenvolve-se em pares básicos, boa e regular/pobre ou vice-versa. Em cada subzona, tais pares sucedem-se verticalmente em ciclos (ordem superior) com porosidades boa e regular/pobre crescentes ou decrescentes no sentido ascendente. Essas duas ordens de heterogeneidade vertical das subzonas do reservatório (par ou ciclo de pares) influenciam nas saturações de fluidos do reservatório acamadado, inclusive no estabelecimento de *cut-offs* de porosidade. Nota-se, principalmente, nos cinco poços do *trend* mais favorável entre (3LI_0004_RJS e 3RJS_0157C_RJ), as melhores condições porosas nos poços *downdip* da plataforma e da rampa, sendo o poço mais distal (3RJS_0157C_RJ) o de melhor porosidade, porém deve-se também considerar a sua pior condição estrutural (baixo). Concluindo, é fundamental a comparação entre os perfis densidade e elétrico para a avaliação dos fluidos do reservatório.

Palavras-chave: Grupo Lagoa Feia. Cronoestratigrafia. Porosidade.

ABSTRACT

A tectono-stratigraphic study of bivalve coquina-reservoir of Linguado Field allowed to identify two trends of permoporosity development. The delineation of these depositional-diagenetic traps were made through structural and stratigraphic cross-sections and maps. It resulted in the identification of shelf-ramp systems (tilted to SSE), it thickens from 60 to 70 meters and ends against an antithetic fault. The main coquina is bounded by fine siliciclastic units, white clay (low Gamma Ray values) or shale (high Gamma Ray values) lithologies, influencing diagenesis of basal or top coquina limestones (cemented, non-porous). Also in the middle of coquina-reservoir the "clayer" material is also associated with cemented carbonates, with also compartmentalize the reservoir into two subzones. The coquina porosity of the subzones is taken from density-neutron logs, while induction log estimates permeabilities and fluid saturations. It's noticed the porosity development into pairs, good one followed by a regular/poor one and vice versa. These pairs form verticals succession, pair cycles where porosity improves or decreases upwards. These two scales of pore heterogeneity impose strong layering to the reservoir, and influences fluid saturations, oil-water contacts and porosity cut-offs. In a cross-section with density and induction logs, it can be observed the porosity variation along the shelf-ramp coquina (between 3LI_0004_RJS e 3RJS_0157C_RJ), the porosity is better developed in a downdip direction in the case of the two shelf wells, and also be the three ramp wells. The southern west downdip, 3RJS_0157C_RJ well, has best porosity pairs-cycles; however, its lowest structural conditions favour water saturation. Therefore it is fundamental for reservoir fluid evaluation a cross-plot analysis of RHOB-NPHI and Induction logs.

Keywords: Lagoa Feia Group. Cronostratigraphy. Porosity.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Contexto da área estudada dentro da Bacia de Campos.....	14
Figura 2 - Mapa de localização dos poços estudados.	16
Figura 3 - Perfilação GR, ILD, RHOB e DT do poço 1RJS_0074_RJ.....	18
Figura 4 - Ambiente de poço.	19
Figura 5 – Carta Estratigráfica da Bacia de Campos.	25
Figura 6 - Distribuição da produção de petróleo por Bacia.	29
Figura 7 - Distribuição da produção de gás natural por Bacia.....	30
Figura 8 - Zoneamento das coquinas do Grupo Lagoa Feia.	32
Figura 9 - Mapa estrutural topo da coquina.	32
Figura 10 - Mapa estrutural topo da Zona VI.....	32
Figura 11 - Seção típica das coquinas do Campo de Linguado.....	33
Figura 12 - Visão macroscópica da coquina reservatório.....	34
Figura 13 - Visão microscópica da coquina reservatório.	34
Figura 14 - Histograma comparativo dos sete maiores campos petrolíferos da Bacia de Campos.....	35
Figura 15 - Seção geológica do Grupo Lagoa Feia no Campo de Linguado.	37
Figura 16 - Seção estratigráfica evidenciando as falhas de crescimento.	38
Figura 17 - Seção geológica do Campo de Linguado.....	39
Figura 18 - Mapa estrutural do topo do reservatório Barremiano.	40
Figura 19 - Mapa da área com a localização da seção X-X'.....	44
Figura 20 - Seção estrutural regional X-X'.	45
Figura 21 - Mapa dos poços estudados e localização das seções.....	47
Figura 22 - Seção Estrutural A-A'.	48
Figura 23 - Seção Estrutural B-B'.	49
Figura 24 - Seção Estrutural C-C'.....	50
Figura 25 - Seção Estrutural D-D'.....	51

Figura 26 – Mapa de tendência de contorno estrutural do topo do basalto.	52
Figura 27 - Mapa de tendência de contorno estrutural do topo da coquina principal.	52
Figura 28 - Mapa de tendência das isópacas da coquina principal.	52
Figura 29 - Mapa de tendência das isópacas do intervalo siliciclástico entre coquinas.....	52
Figura 30 - Mapa de tendência das isópacas da coquina superior.....	52
Figura 31 - Perfil composto e síntese dos resultados do poço 7LI_0010_RJS.....	57
Figura 32 - Perfil composto e síntese dos resultados do poço 4RJS_0139A_RJ.	58
Figura 33 - Seção estratigráfica A-A'.	61
Figura 34 - Seção Estratigráfica B-B'.....	61
Figura 35 - Seção estratigráfica C-C'.....	62
Figura 36 - Seção Estratigráfica D-D'	62

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Dados de perfilagem geofísica por poço.....	15
Tabela 2 - Produção de petróleo e gás natural por bacia.....	29
Tabela 3- Dados de volume e produção no Campo de Linguado em Dezembro/1990.....	36
Tabela 4 - Resumo das características do reservatório principal (Coquinas).....	36
Tabela 5 - Status de cada poço estudado.	43
Tabela 6 - Profundidades de camadas por poço.	52
Tabela 7 - Isópacas de camadas por poço.....	52

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	13
1.1. OBJETIVOS	13
1.2. ÁREA DE ESTUDO.....	13
2. BASE DE DADOS E MÉTODO	15
2.1. BASE DE DADOS	15
2.2. MÉTODO.....	16
3. CONSIDERAÇÕES TEÓRICAS.....	19
3.1. PERFILAGEM GEOFÍSICA DE POÇO	19
3.1.1. <i>Ambiente de Poço</i>	19
3.1.2. <i>Petrofísica</i>	20
3.2. SISTEMA PETROLÍFERO	20
3.2.1. <i>Rochas Geradoras</i>	21
3.2.2. <i>Migração</i>	21
3.2.3. <i>Trapa ou Armadilha</i>	22
3.2.4. <i>Rochas Reservatório</i>	22
3.2.5. <i>Rochas Selantes</i>	22
3.2.6. <i>Sincronismo (Timing)</i>	22
4. GEOLOGIA REGIONAL.....	24
4.1. BACIA DE CAMPOS	24
4.1.1. <i>Arcabouço Estratigráfico</i>	24
4.1.2. <i>Evolução Tectono-Sedimentar</i>	28
4.1.3. <i>Aspectos Econômicos</i>	28
4.2. TREND BADEJO-LINGUADO-PAMPO	31
4.3. CAMPO DE LINGUADO.....	35
4.3.1. <i>Dados sobre o Campo</i>	35
4.3.2. <i>Estrutura da Acumulação</i>	36
4.3.3. <i>Reservatórios</i>	40

5.	ANÁLISE TECTONO-ESTRATIGRÁFICA DO GRUPO LAGOA FEIA	43
5.1.	ESTRATIGRAFIA DA BACIA DE CAMPOS NA ÁREA DE LINGUADO	44
5.2.	GRUPO LAGOA FEIA	46
6.	AVALIAÇÃO DO RESERVATÓRIO	55
6.1.	ANÁLISE FACIOLÓGICO-DIAGENÉTICA.....	55
6.2.	INTERAÇÕES CALCÁRIO-FOLHELHO, <i>TRENDS</i> DE POROSIDADE E CALIBRAÇÃO ROCHA-PERFIL	59
6.3.	CRONOCORRELAÇÃO DA COQUINA INFERIOR	59
7.	CONCLUSÕES	63
8.	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	64

1. INTRODUÇÃO

Devido à atual situação de exploração de hidrocarbonetos onde se observa uma crescente necessidade de recuperação de maiores volumes de óleo e gás retidos nas rochas, o estudo de reservatórios em nível de detalhe e a determinação de características como ciclo de fácies, permoporosidade e tipo de fluidos se torna cada vez mais importante.

Uma das técnicas mais utilizadas na caracterização do reservatório são análises de perfis de poço (raio gama, indução elétrica, densidade-neutrão, caliper, sônico, etc). Dos registros de poço obtêm-se os valores das propriedades de rochas sedimentares que permitem determinar parâmetros como: litologia, porosidade, e saturação de água, óleo e gás.

O reservatório estudado corresponde à coquina inferior do Grupo Lagoa Feia. Essa sequência de coquinas é o mais importante reservatório do *Trend* Badejo-Linguado-Pampo, resultante de uma deposição regional de conchas/valvas de pelecípodes, em uma extensa plataforma carbonática (Horschutz *et al.* 1992).

1.1. Objetivos

O objetivo principal desse trabalho é realizar o mapeamento da distribuição dos intervalos porosos da coquina-reservatório através da interpretação de perfis de poços (Raio Gama, Resistividade, Densidade e Sônico) e dos valores de porosidade obtidos a partir de cálculos petrofísicos.

Tem-se também em foco a realização de cronocorrelação entre os poços, por meio de seções estratigráficas e estruturais, para toda a extensão do poço, para o Grupo Lagoa Feia e em escala de detalhe da coquina-reservatório, com comparação com dados presentes na bibliografia.

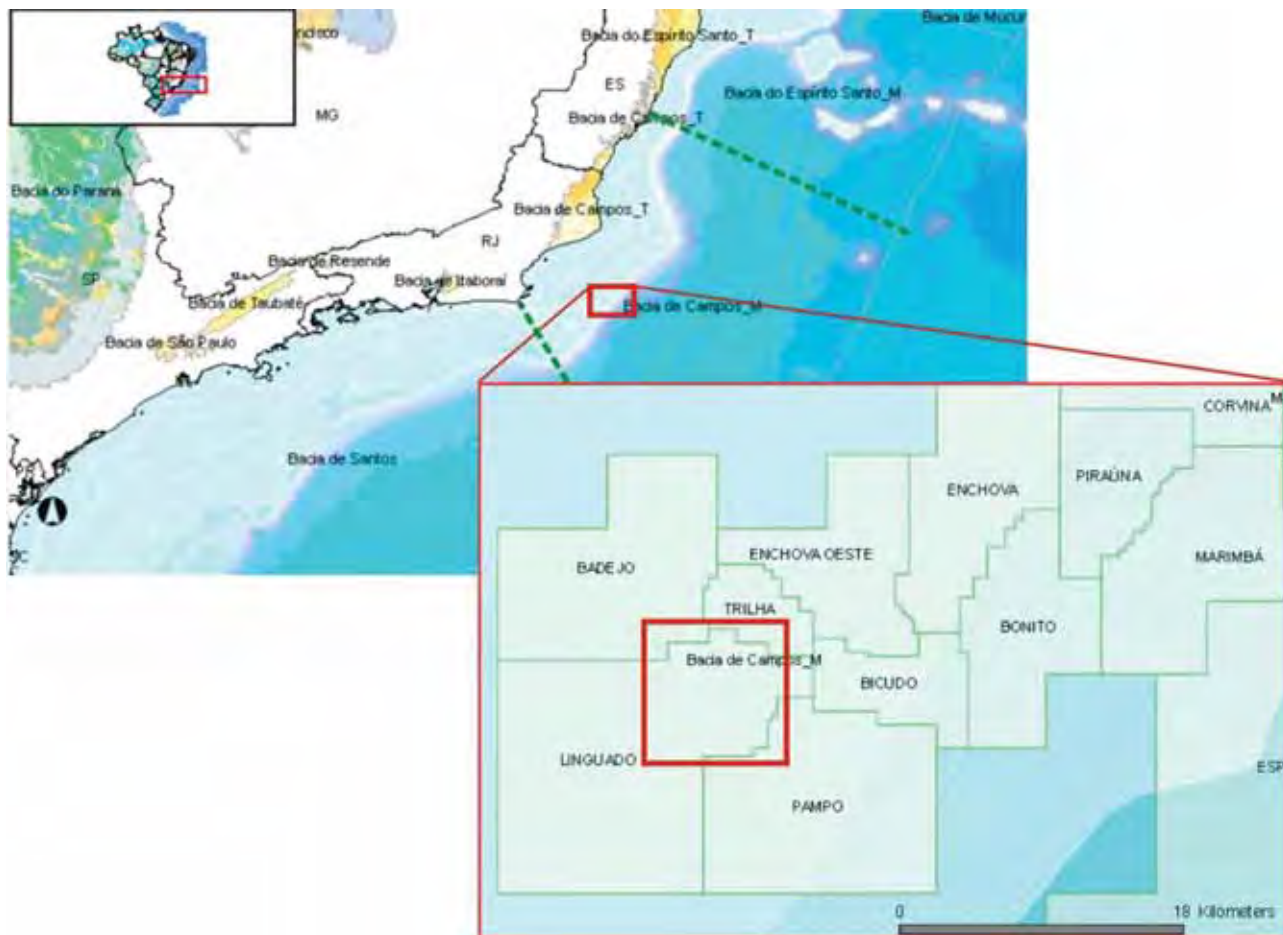
Esse estudo se torna conveniente pelo fato de o Campo de Linguado ser o maior em área e o que, provavelmente, exhibe as melhores permoporosidades dentre as quatro acumulações do *trend* formado pelos campos Badejo, Trilha, Linguado e Pampo. É também o menos publicado a nível de detalhes do reservatório, necessitando de estudos mais aprofundados para melhor compreensão de seus condicionantes estruturais, estratigráficos e diagenéticos.

1.2. Área de Estudo

A Bacia de Campos está localizada na porção leste da Margem Continental Brasileira, em território pertencente ao Estado do Rio de Janeiro, sua fronteira a norte, com a Bacia do Espírito Santo, é dada pelo Alto de Vitória, e a sul com a Bacia de Santos, pelo Alto de Cabo Frio.

A área de estudo se encontra na porção sudoeste da Bacia de Campos, dentro do *trend* petrolífero Badejo-Pampo, correspondendo ao extremo nordeste do Campo de Linguado (Figura 1).

Figura 1 - Contexto da área estudada dentro da Bacia de Campos.



Fonte: Modificado de BDEP – Banco de Dados de Exploração e Produção/ ANP – Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis.

2. BASE DE DADOS E MÉTODO

2.1. Base de Dados

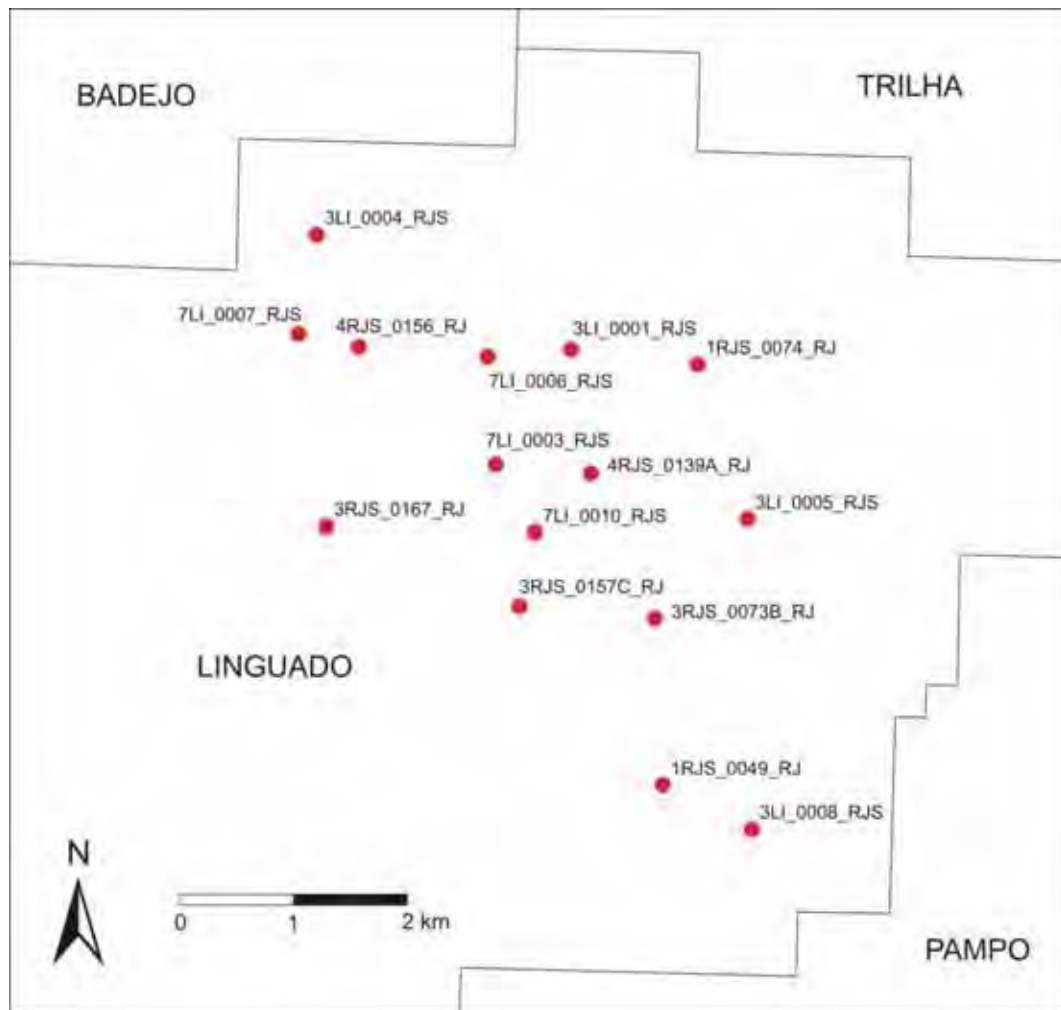
O estudo teve início com o requerimento de dados junto ao BDEP (Banco de Dados de Exploração e Produção) administrado pela ANP (Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis). Os dados adquiridos são referentes aos poços 3LI_0005_RJS, 3RJS_0157C_RJ, 4RJS_0139A_RJ, 7LI_0006_RJS, 7LI_0008_RJS e 7LI_0010_RJS. Para o presente trabalho foram acrescentados os dados de mais 10 poços (1RJS_0049_RJ, 1RJS_0074_RJ, 1RJS_0153_RJ, 3RJS_0073B_RJ, 3RJS_0167_RJ, 4RJS_0156_RJ, 3LI_0001_RJS, 3LI_0004_RJS, 7LI_0003_RJS, 7LI_0007_RJS) já existentes no banco de dados da universidade.

No mapa da Figura 2 pode-se observar a disposição dos poços acima citados e na tabela abaixo são apresentados os perfis geofísicos, Raio Gama (GR), Resistividade (ILD), Densidade (RHOB) e Sônico (DT), presentes em cada um deles.

Tabela 1 - Dados de perfilagem geofísica por poço.

Sigla dos Poços	GR	ILD	RHOB	DT	PERFIL COMPOSTO
1RJS_0049_RJ	X	X	X	X	
3RJS_0073B_RJ	X	X	X	X	
7LI_0003_RJS	X	X	X	X	
1RJS_0074_RJ	X	X	X	X	
3LI_0005_RJS	X	X	X	X	X
3LI_0008_RJS	X	X	X	X	X
3RJS_0157C_RJ	X	X	X	X	X
4RJS_0139A_RJ	X	X	X	X	X
7LI_0006_RJS	X	X	X	X	X
7LI_0010_RJS			X		X
1RJS_0153_RJ	X	X	X		
3LI_0001_RJS	X	X	X		
3LI_0004_RJS	X	X	X		
3RJS_0167_RJ	X	X	X		
4RJS_0156_RJ	X	X	X		
7LI_0007_RJS	X	X	X		

Figura 2 - Mapa de localização dos poços estudados.



2.2. Método

A pesquisa foi realizada em etapas para se obter um aprendizado linear e apresentar maior organização. Essas etapas consistiram de:

1. Participação nos Cursos de Verão – PRH-05 do Convênio UNESP/ANP, em janeiro e fevereiro de 2011;
2. Leitura e organização dos dados da bibliografia sobre os temas da pesquisa e capacitação quanto ao manuseio de dados;
3. Processamento dos dados de perfis de poços, confecção de seções estruturais e estratigráficas e mapas;
4. Método telescópico de detalhamento da estratigrafia;
5. Análise do reservatório;
6. Interpretação dos resultados e comparação com trabalhos anteriores;
7. Confecção do Trabalho de Conclusão de Curso.

O trabalho se inicia com a participação nos Cursos de Verão, que deve ser considerada uma introdução aos temas a serem abordados, obtenção de informação e uma prévia capacitação quanto à realização do trabalho.

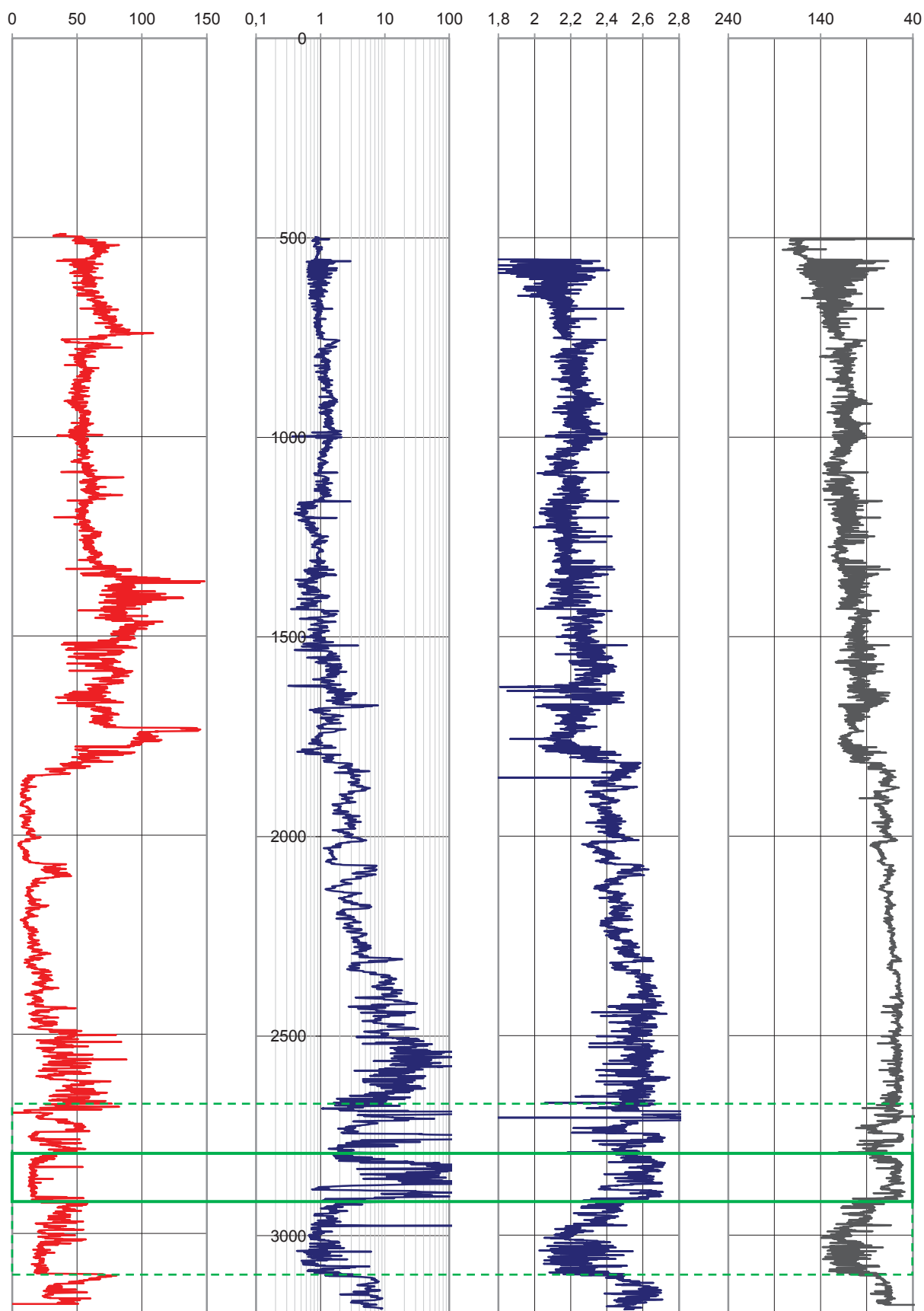
A segunda etapa consistiu de levantamento bibliográfico, aprendizado sobre a área de estudo, aquisição de dados, capacitação quanto à utilização de softwares utilizados ao longo do trabalho e aprendizado quanto ao tratamento dos dados recebidos do BDEP.

Os dados adquiridos possuem extensão .las que necessitam ser reorganizados e dispostos em tabelas para confecção dos perfis de poços (Figura 3), para tal procedimento foi utilizado o *software* Microsoft Excel, tanto para a organização dos dados como para a geração dos gráficos. Depois de prontos os poços foram dispostos em seções estratigráficas e estruturais, em três escalas, para correlação e interpretação. Também nessa etapa realizou-se a confecção de mapas de contornos estruturais e isópacas, com a utilização do *software* Surfer, através de valores quantitativos de profundidade e espessura, obtidos nos perfis interpretados. O tratamento de todas as figuras geradas foi realizado no *software* CorelDraw.

O método telescópico utilizado consiste de um *zoom* na estratigrafia partindo de toda a coluna da Bacia de Campos no Campo de Linguado, a partir de perfis com escala vertical 1:5000. Após a análise inicial desses perfis foram estabelecidas quais seriam as melhores escalas utilizadas para apresentação nos relatórios, que se iniciaria com uma visão regional de toda a estratigrafia do campo em uma escala 1:10000, partindo-se para seções de detalhe do Grupo Lagoa Feia em escala 1:2500 e análise do reservatório a 1:1000.

Com as escalas estabelecidas e as seções montadas, realizou-se uma interpretação regional (1:10000), caracterização dos ciclos tectono-estratigráficos correspondentes ao Grupo Lagoa Feia (1:2500) e caracterização dos intervalos porosos das coquinas da Formação Coqueiros (1:1000). Após a obtenção dos produtos esperados, realizou-se uma análise comparativa com a bibliografia existente, para produção de discussões e conclusões. Que deram origem aos resultados e a este trabalho final.

Figura 3 - Perfilagem GR, ILD, RHOB e DT do poço 1RJS_0074_RJ, em escala 1:10000, destacando (tracejado) o Grupo Lagoa Feia e (traço contínuo) o reservatório da coquina inferior.



3. CONSIDERAÇÕES TEÓRICAS

3.1. Perfilagem Geofísica de Poço

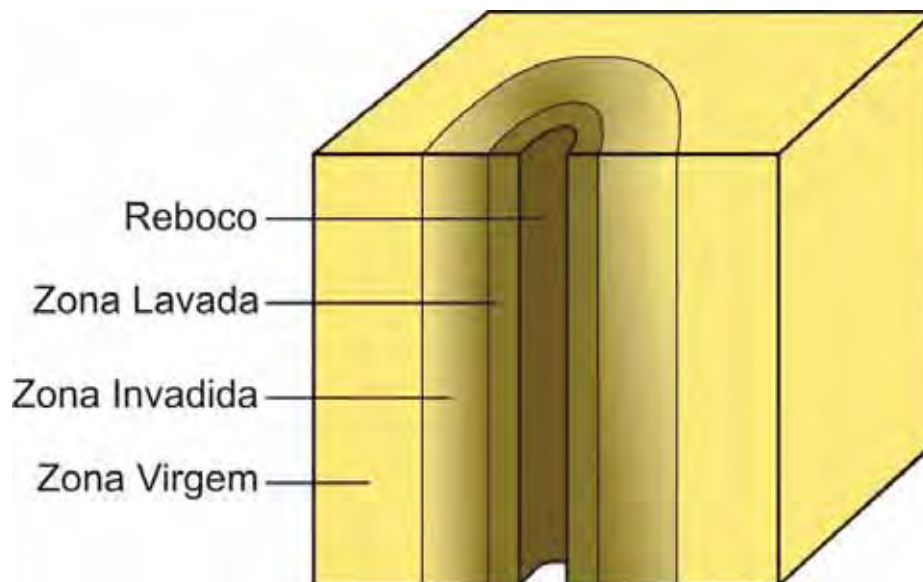
A principal aplicação dos métodos geofísicos, em investigações de subsuperfície, ocorrem na área de prospecção de recursos naturais. Na indústria do petróleo, como na maioria dos poços perfurados, é utilizada a perfuração por sondagem rotativa. Onde os detritos gerados na sondagem chegam à superfície por suspensão no fluido ou lama de perfuração. Esse fluido deve ter sua densidade controlada para exercer pressão suficiente evitando o *blowout*, ou seja, produção descontrolada de fluidos (Kearey *et al.*, 2002).

Os fragmentos de rocha que chegam à superfície através da lama de perfuração são denominados amostras de calha. Devido à essa mistura com o fluido essa amostra fornece poucas informações sobre as propriedades físicas da rocha fresca. Para suprir essa falta de informações é utilizada a técnica de levantamento geofísico de poço (*downhole geophysical surveying*) ou perfilagem a cabo (*wire-line logging*).

3.1.1. Ambiente de Poço

De acordo com a Figura 4 o ambiente de poço é dividido em quatro zonas.

Figura 4 - Ambiente de poço.



Fonte: Modificado de Kearey *et al.* (2002)

O reboco (*mudcake*) corresponde à lama de perfuração que se acumula na parede do poço, dependendo diretamente da porosidade e permeabilidade da rocha perfurada. O estudo do

reboco fornece muitas informações sobre a “permoporosidade” ou “porobermeabilidade” da rocha perfurada.

A zona lavada (*flushed zone*) corresponde à porção da rocha que teve seus fluidos nativos completamente removidos pelo fluido da perfuração.

A zona invadida possui um raio de invasão (*annulus of invasion*) pelo qual o grau de penetração do fluido na rocha decresce até chegar a zero. A extensão do raio de invasão depende do comportamento da rocha (exemplo: em folhelhos costuma ter poucos centímetros, já em rochas mais porosas e permeáveis – arenitos e coquinas - pode atingir vários metros), do tempo de exposição à lama, das condições da lama e do diferencial de pressão.

A zona virgem não apresenta contaminação pelo fluido, então todas as suas propriedades são originais da formação.

3.1.2. Petrofísica

De acordo com Corrêa e Ramos (1976) os parâmetros físicos utilizados na avaliação de um reservatório são: porosidade (porção do volume total ocupado por vazios), saturação de hidrocarbonetos (porcentagem da porosidade ocupada por hidrocarbonetos), permeabilidade (capacidade da rocha de permitir a circulação de fluido pelos interstícios) e espessura permeável (espessura da rocha que tem capacidade de produção).

A perfilagem utilizada para obtenção de valores para quantificar esses parâmetros são: Raio Gama (RG ou GR), Resistividade (ILD), Densidade (RHOB) e Sônico (DT).

O perfil de Raio Gama é a medida da radioatividade natural da rocha. Geralmente, mostra o conteúdo de argila da rocha, pois os elementos radioativos tendem a se concentrar nos minerais argilosos. Os perfis elétricos podem ser do tipo Convencional e Indução. O primeiro mede a resistividade da rocha, ou seja, a capacidade que uma rocha tem de impedir a circulação de uma corrente elétrica. E o segundo mede a condutividade da rocha, ou seja, o oposto da resistividade.

O perfil Sônico é o registro da propagação do som (Δt) através das litologias presentes na extensão do poço. Sendo Δt o tempo de trânsito que é inversamente proporcional à velocidade do som na mesma rocha. Este tipo de perfil é utilizado para determinar porosidade, correlação, identificar litologias, auxiliar a interpretação sísmica e indicar fraturas. E o perfil de Densidade que é o registro da variação na densidade da coluna litológica atravessada pelo poço. Utilizado para cálculos de porosidade da rocha, pois quando se conhece a densidade da matriz a porosidade é calculada com exatidão e rapidez.

3.2. Sistema Petrolífero

De acordo com Milani *et al.* (2000) um sistema petrolífero ativo é composto por quatro elementos principais (rochas geradoras maduras, rochas reservatório, rochas selantes e trapas) e

dois fenômenos geológicos (migração e sincronismo). Nesse trabalho o enfoque se encontra nas rochas reservatório, porém também são abordados outros elementos como rochas selante e geradoras.

3.2.1. Rochas Geradoras

É o elemento mais importante de todo o sistema petrolífero, sendo o único que quando ausente impossibilita qualquer chance de geração de petróleo. Em geral, são compostas por materiais detríticos de granulometria muito fina (argila), como folhelhos ou calcitulos, característicos de ambientes de baixa energia e com grande quantidade de matéria orgânica (MO) associada. Essa matéria orgânica pode ser autóctone (material planctônico) ou alóctone (material vegetal terrestre transportado para dentro da bacia) que é incorporada ou material detrítico sob a forma de MO diluída.

É comum pensar que quanto maior a quantidade de MO, maior será a capacidade da rocha de gerar petróleo. Porém, apenas a quantidade não é suficiente, para gerar petróleo a MO presente tem que ser rica em Carbono e Hidrogênio. Para tal sua deposição tem que ter ocorrido em ambiente anóxico, ou seja, sem oxigênio, para ocorrer a preservação do C e H mantendo a capacidade geradora da rocha.

A quantidade de Carbono Orgânico Total (COT) é relativa a teor em peso (%). Em rochas sedimentares comuns esse valor corresponde a menos de 1%. Já as rochas geradoras podem ser divididas em três categorias: Comuns (2-8%), Frequentes (até 14%) e Raras (até 24%).

O tipo de petróleo gerado depende do tipo de MO depositada (em geral, MO derivada de vegetais superiores tendem a gerar gás e zoo/fitoplancton marinho/lacustre tendem a gerar óleo) e do estágio de maturação térmica da rocha (~600°C: pico de geração, com grandes quantidades de óleo e pequena representatividade de gás; ~1200°C: óleo mais fluido e rico em gás dissolvido – presença predominante de gás e óleo do tipo condensado; 1200-1500°C somente gera gás).

3.2.2. Migração

O petróleo ocupa um maior volume que o querogênio inicial, por isso após a geração a rocha-fonte se torna saturada em hidrocarbonetos. A pressão exercida pelo petróleo faz com que a rocha sofra fraturamentos e os hidrocarbonetos são liberados para migrar para uma zona de menor pressão.

A migração compreende desde a saída de fluido da rocha-fonte, todo o caminho percorrido, até sua armazenagem em uma rocha com porosidade favorável. O caminho pelo qual o fluido passa pode ser exemplificado por fraturas, falhas e rochas porosas (rochas carreadoras).

3.2.3. Trapa ou Armadilha

São estruturas que obrigam/forçam o armazenamento do óleo que se encontra em migração. Encontram-se em lugares elevados, de menor pressão e que não permitem escape. Podem ser de natureza estratigráfica (acunhamento da camada carreadora ou bloqueio da camada por fatores diagenéticos ou de permeabilidade) ou estrutural (flanco de homoclinais, domos salinos, ápice de dobras, superposição de dobras e falhas).

3.2.4. Rochas Reservatório

Geralmente compostas de material detrítico de granulometria fina à grossa de ambiente de alta energia. Apresentam porosidade variando de 5 à 35%, com maiores representantes na faixa de 15 à 30%, onde hidrocarbonetos ficam alojados. Essa porosidade pode ser intergranular (arenitos, calcarenitos, conglomerados), fraturamentos (rochas ígneas e metamórficas) e dissoluções (coquinas).

As rochas reservatório mais comuns são arenitos (dunas, rios, praias, deltas e planícies litorâneas com influência de onda, marés e tempestade, e mares e lagos profundos por correntes de turbidez) seguidos por rochas calcárias porosas (praias e planícies carbonáticas) de latitude tropicais sem contaminação siliciclástica, calcários recifais e calcários com dissolução por águas meteóricas.

3.2.5. Rochas Selantes

Para que ocorra a formação de um reservatório, não basta a presença de uma rocha reservatório e uma trapa/armadilha. Associada a esses elementos deve existir a rocha selante que irá impedir a passagem dos hidrocarbonetos e forçar a sua acumulação.

As rochas selantes são de granulometria fina (folhelhos, siltitos, calcilutitos) ou qualquer rocha de baixa permeabilidade com transmissibilidade de fluidos inferior à do reservatório (evaporitos e rochas ígneas intrusivas). Mudanças faciológicas dentro da rocha reservatório e elementos estruturais, como falhamentos, podem atuar como selos.

3.2.6. Sincronismo (*Timing*)

Corresponde uma ordem temporal favorável para que as rochas geradoras, reservatórios, selantes, trapas e migração tenham origem e desenvolvimento em uma escala de tempo (geológica) adequada para que se formem as acumulações de petróleo.

O ideal seria que assim que fosse iniciada a geração de hidrocarbonetos após o soterramento adequado, o petróleo liberado da rocha geradora já encontrasse uma rota de

migração formada. Assim como a rota, a trapa já deve estar pronta para o condicionamento dos fluidos e o reservatório já deve ter sido depositado e pouco soterrado. Para finalizar as rochas selantes devem estar presentes sobre o reservatório, para impermeabilizar a armadilha e gerar as acumulações.

“A falta de sincronismo entre os elementos componentes do sistema petrolífero tem sido uma das causas mais comuns no insucesso de perfurações exploratórias no mundo inteiro” (Milani *et al.* 2000).

4. GEOLOGIA REGIONAL

4.1. Bacia de Campos

Um breve histórico da Bacia:

- Em dezembro de 1974 deu-se a descoberta de óleo na plataforma continental no Campo de Garoupa;
- Em 1976 a Bacia foi perfurada pela primeira vez com o poço 1_RJS_9A em uma profundidade de 100 metros;
- Em 1977 teve início a exploração comercial da Bacia com a primeira extração de óleo no Campo de Enchova, com uma produção de 10 mil barris/dia em uma plataforma flutuante, em 120 metros de lâmina d'água;
- De 1978 a 1984 ocorreu a descoberta de cerca de 40 acumulações em profundidades rasas e moderadas, de 80 a 600 metros, na plataforma continental da bacia.
- Em novembro de 1984 foi descoberto o Campo de Albacora, provando a existência de campos gigantes a grandes profundidades.

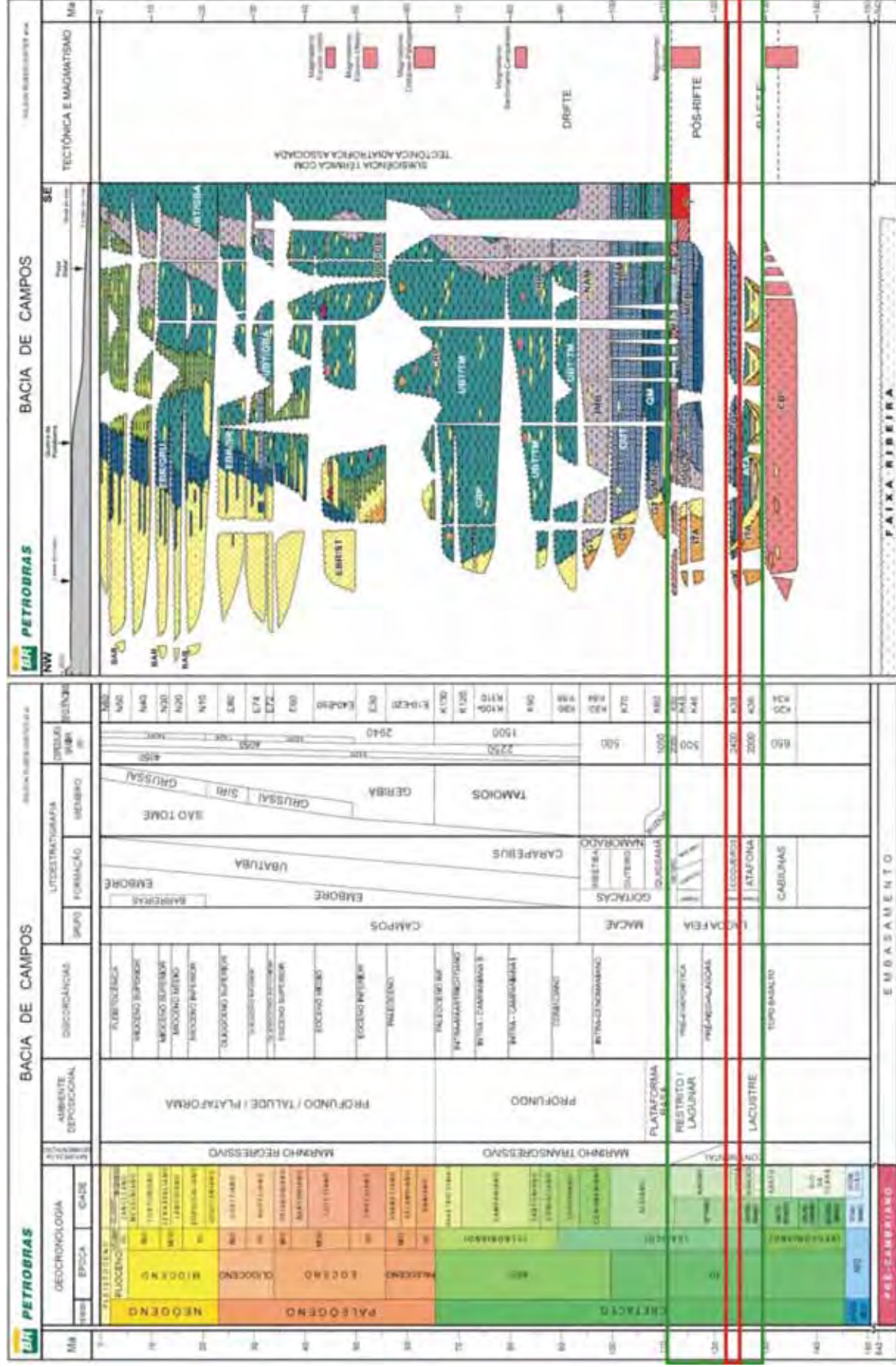
De acordo com Winter *et al.* (2007) a Bacia de Campos possui uma área de aproximadamente 100 mil km², com apenas 500 km² de área emersa, chega até a cota batimétrica de 3400m (Horschutz *et al.* 1992) e possui mais de 1600 poços perfurados em todos esses anos de exploração. É a bacia brasileira de maior produtividade com produção em áreas proximais, águas profundas e ultraprofundas.

Os reservatórios são de rochas siliciclásticas, carbonáticas e rochas ígneas fraturadas, com idades de Cambriano até Mioceno. As trapas são estruturais, estratigráficas, diagenéticas e mistas.

4.1.1. Arcabouço Estratigráfico

A primeira carta estratigráfica da Bacia de Campos foi elaborada por Schaller em 1973, a partir dos resultados da perfuração dos primeiros poços da bacia. Ao longo do tempo essa carta sofreu várias modificações e a sua última atualização (Figura 5) foi publicada por Winter *et al.* (2007), contendo todo o conhecimento existente sobre a bacia com ênfase na análise cronoestratigráfica, baseada em dados de poços, sísmica e tabelas bioestratigráficas.

Figura 5 - Carta Estratigráfica da Bacia de Campos, destacando o Grupo Lagoa Feia (verde) e a Formação Coqueiros (vermelho).



Fonte: Modificado de Winter et al. (2007).

4.1.1.1. Formação Cabiúnas

É considerada o embasamento econômico da Bacia de Campos, sendo formada por basaltos fraturados e vesiculares e diabásios, em sucessivos derrames subaéreos e subaquosos, com espessura máxima perfurada de 650 metros, depositados nos andares Rio da Serra e Aratu inferior, em discordância com o embasamento pré-Cambriano.

São encontrados localmente entre os derrames arenitos, siltitos e conglomerados sendo denominados *intertrapes*. As datações realizadas nessas rochas permitem correlacionar o evento magmático Cabiúnas com o Serra Geral da Bacia do Paraná. Eventualmente encontra-se interdigitado com o embasamento pré-Cambriano (Milani *et al.* 2000).

4.1.1.2. Grupo Lagoa Feia

De acordo com Winter *et al.* (2007) o Grupo Lagoa Feia é composto por seis formações, sendo elas Itabapoana, Atafona, Coqueiros, Gargaú, Macabu e Retiro. As formações presentes na base do Grupo correspondem a sedimentação continental em ambiente lacustre seguida de sedimentação marinha transgressiva em ambiente marinho restrito/ lagunar

A Formação Itabapoana é composta de conglomerados, arenitos, siltitos e folhelhos avermelhados característicos de ambientes proximais de borda de bacia e de falha. Já a Formação Atafona apresenta principalmente arenitos, siltitos e folhelhos com sedimentos de origem continental em ambiente lacustre.

A Formação Coqueiros é constituída de intercalações de camadas de folhelhos e carbonatos porosos de ambiente lacustre de alta energia, formados por acumulações de conchas de moluscos bivalves (pelecípodes), que atingem até 100 metros de espessura, chamadas de barra de coquinas. Essas barras de coquinas representam os reservatórios produtores de petróleo dessa formação.

As formações Gargaú e Macabu correspondem a sedimentos carbonáticos, margas e arenitos de ambiente raso e transicional. Na Formação Macabu são encontrados calcários estromatolíticos e laminitos microbiais às vezes dolomitizados.

A Formação Retiro é composta por evaporitos de ambiente marinho/lagunar árido, onde os sais mais solúveis se encontram nos centros deposicionais. Essa formação tem uma grande importância na arquitetura da Bacia de Campos, já que a movimentação do sal moldou o assoalho marinho, criando o espaço de acomodação das areias do Cretáceo Superior.

4.1.1.3. Grupo Macaé

No Grupo Macaé são identificadas cinco formações sendo elas: Goitacás, Quissamã, Namorado, Outeiro e Imbetiba (Winter *et al.* 2007).

A Formação Goitacás é composta por conglomerados polimíticos e arenitos de ambiente marinho raso a profundo com sedimentos marinhos transgressivos. Já a Formação Quissamã é representada por camadas de dolomititos com um complexo sistema poroso (brechas, *vugs*, grutas e cavernas. Que também pode ser representada por carbonatos clásticos e oolíticos, que podem ocorrer totalmente dolomitizados (Milani 2000).

O Arenito Namorado corresponde a depósitos arenosos resultantes de fluxos hiperpicnais (turbiditos) formando reservatórios arenosos alocados em baixos deposicionais gerados e controlados pela tectônica salífera albiana.

A Formação Outeiro é caracterizada pela presença da Seção Bota (devido a curva dos perfis elétricos de raio gama e resistividade), e é composta por calcilutitos com biota plantônica composta por calcisferulídeos e foraminíferos, margas e folhelhos. A Formação Imbetiba corresponde a margas do Cenomaniano e seus sedimentos pelíticos geralmente ocorrem intercaladas com os arenitos Namorado.

4.1.1.4. Grupo Campos

De acordo com Winter *et al.* (2007) o Grupo Campos é composto por quatro formações, sendo elas: Carapebús, Ubatuba, Emborê e Barreiras.

As formações Carapebús e Ubatuba são caracterizadas por um pacote siliciclástico fino com corpos arenosos, de ambiente marinho profundo e origem através de fluxos hiperpicnais de sistemas turbidíticos.

A Formação Emborê é composta de diamictitos e arenitos plataformais avermelhados de ambiente de plataforma costeira (nerítico raso) em sistema de fandeltas, conglomerados e arenitos de origem marinha retrogradante, retrabalhamento de rochas vulcânicas por correntes de fundo, hialoclastitos, rochas mistas ou peperitos (lava+sedimentos), calcarenitos e calcirruditos bioclásticos e quartizosos (Membro Grussaí), conglomerados, arenitos e pelitos clásticos (Membro São Tomé) e rochas carbonáticas de algas vermelhas como calcirruditos e calcarenitos bioclásticos (Membro Siri).

O Marco Azul é formado por calcilutitos ricos em nanoplancton que representa um grande evento de inundação e é encontrado em praticamente toda a Bacia.

A Formação Barreiras é caracterizada por depósitos conglomeráticos, arenosos e lamosos, ricos em concreções ferruginosas depositados por processos de alta energia e fluxos gravitacionais. O Marco Cinza está inserido no contexto da Formação Barreiras.

4.1.2. Evolução Tectono-Sedimentar

De acordo com Winter *et al.* (2007) origem da Bacia de Campos remonta ao início do Cretáceo com a abertura do supercontinente Gondwana. A evolução tectônica pode ser dividida em 3 grandes fases: Rifte (não-marinha), Pós-Rifte (transicional-evaporítica) e Drifte (megassequência marinha).

4.1.2.1. *Super-Sequência Rifte*

A fase Rifte teve início no final do Neocomiano, idade Hauteriviano, com a formação do rifte entre a América do Sul e a África onde houve a deposição de sedimentos terrígenos e carbonáticos em ambientes flúvio-lacustres (Grupo Lagoa Feia), que foi depositado sobre as rochas vulcano-sedimentares da Formação Cabiúnas. Essa sequência corresponde a parte inferior do Grupo Lagoa Feia (Winter *et al.* 2007).

4.1.2.2. *Super-Sequência Pós-Rifte ou Transicional*

Corresponde à sedimentação que ocorreu posteriormente e com caráter discordante às rochas depositadas na fase Rifte. Na base as espessuras possuem maiores variações, devido às inconstâncias do substrato e na parte superior observa-se um padrão retrogradante. É carente de conteúdo fossilífero, representado por ostracóides e microbialitos, refletindo as condições de *stress* do ambiente deposicional (Winter *et al.* 2007).

4.1.2.3. *Super-Sequência Drifte*

É representada pelos sedimentos de origem marinha depositados sobre a sequência transicional, em um regime de subsidência térmica associada a tectonismo. Com o basculamento progressivo da Bacia para leste, propiciou-se o desenvolvimento de uma forte deformação adiastrófica em função do grande fluxo de sal. Essa tectônica salina e os estilos estruturais gerados por ela resultam dois casos: próximo à costa, nos primeiros 100 a 200 km, um regime francamente distensivo, que passa a um contexto compressivo na região de águas profundas (Winter *et al.* 2007). Falhas normais de geometria lítrica associam-se em geral à tectônica salina (Milani *et al.* 2000).

4.1.3. Aspectos Econômicos

De acordo com o Boletim da Produção de Petróleo e Gás Natural de 1º de Setembro de 2011, em julho deste mesmo ano a produção de petróleo e gás natural no Brasil foi de

aproximadamente 2.077 Mbbbl/dia e 67 MMm³/dia. Sendo que cerca de 91,2% da produção de petróleo e 74,4% da produção de gás natural do Brasil foram explorados de campos marítimos. O Estado do Rio de Janeiro possui apenas produção marítima e representa 73,3% da produção de petróleo e 37,2% de gás natural.

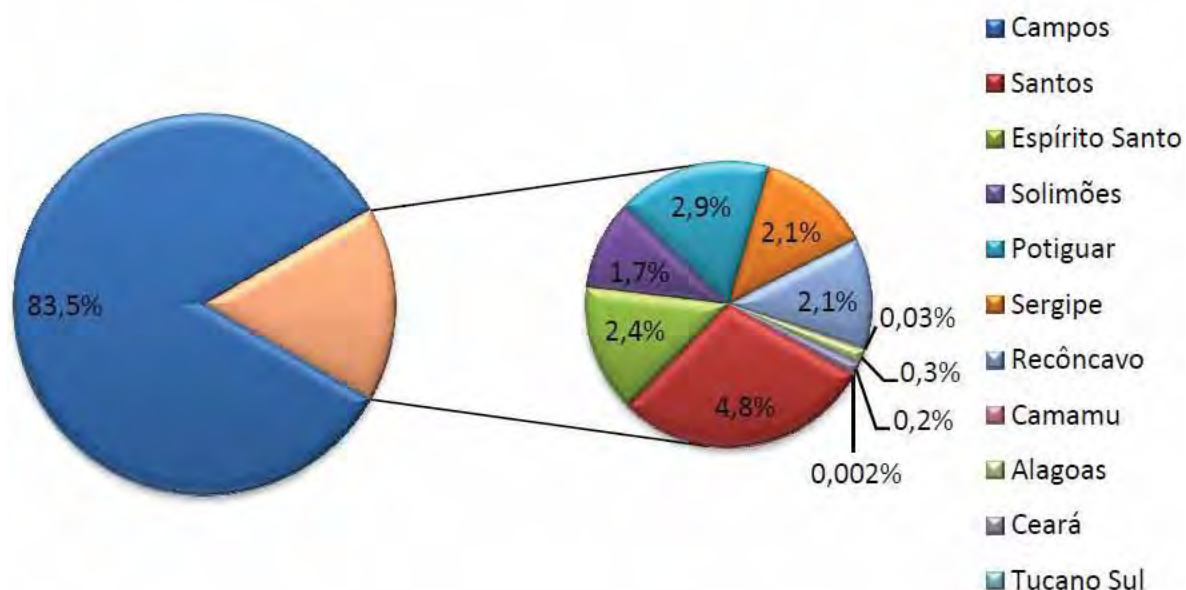
De acordo com a Tabela 2 a maior produção de petróleo e gás natural se concentram na Bacia de Campos, correspondendo, respectivamente, à 83,3% e 37,9% do total da produção (figuras 6 e 7). Esses números endossam o fato de a Bacia de Campos ser a bacia brasileira mais prolífica.

Tabela 2 - Produção de petróleo e gás natural por bacia.

Bacia	Petróleo (bbl/d)	Gás Natural (Mm³/d)	Produção Total (boe/d)
Campos	1.734.234	25.326	1.893.532
Santos	99.884	6.193	138.836
Espírito Santo	49.693	9.726	110.872
Solimões	34.871	11.797	109.076
Potiguar	59.959	1.859	71.650
Sergipe	44.218	2.976	62.935
Recôncavo	42.833	2.740	60.066
Camamu	566	4.622	29.638
Alagoas	5.739	1.458	14.907
Ceará	4.843	87	5.393
Tucano Sul	43	96	644
Total geral	2.076.882	66.879	2.497.549

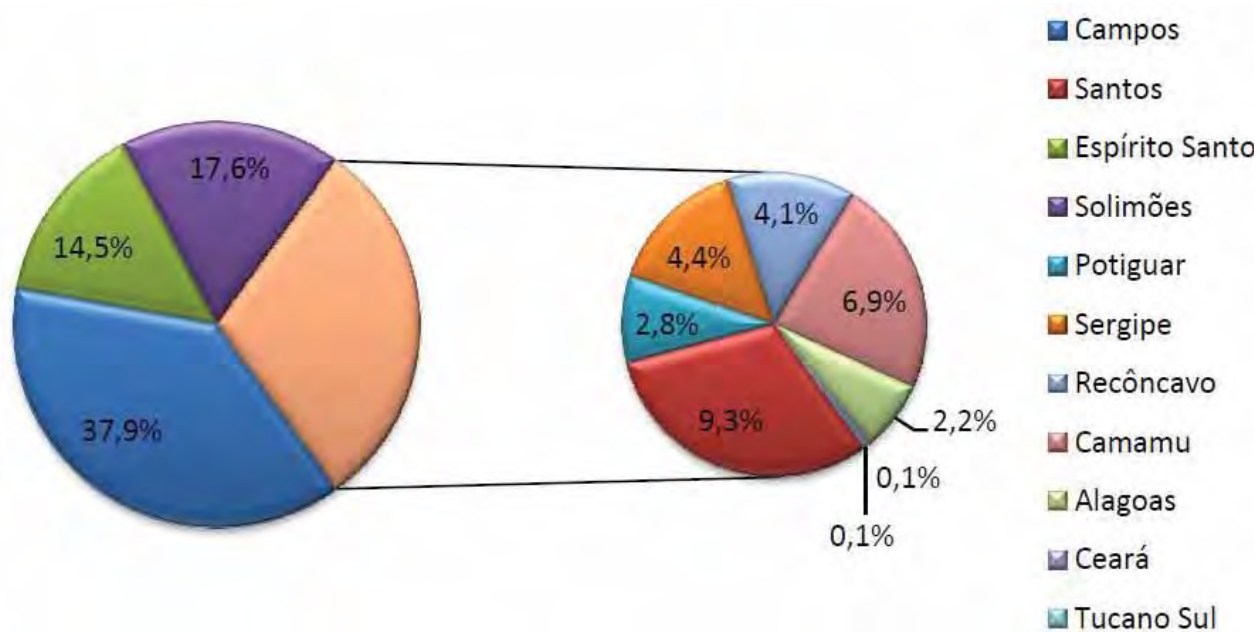
Fonte: Boletim da Produção de Petróleo e Gás Natural – SDP/ANP (01/09/2011).

Figura 6 - Distribuição da produção de petróleo por Bacia.



Fonte: Boletim da Produção de Petróleo e Gás Natural – SDP/ANP (01/09/2011).

Figura 7 - Distribuição da produção de gás natural por Bacia.



Fonte: Boletim da Produção de Petróleo e Gás Natural – SDP/ANP (01/09/2011).

4.2. Trend Badejo-Linguado-Pampo

O Campo estudado está inserido no contexto estrutural do *trend* Badejo-Linguado-Pampo.

Na Figura 8 pode ser observada a estratigrafia das coquinas do *trend*, nos poços 4RJS_0055_RJ, 1RJS_0049_RJ e 1RJS_0013_RJ, e a sua subdivisão em Zonas (I, II, III, IV A, IV B, V, VI A, VI B e VI C) proposta por Baumgarten *et al.* (1983 citado em Baumgarten *et al.* 1988), onde a Zona I corresponde à coquina superior e as zonas VI A e B correspondem à coquina inferior (evidenciado em amarelo).

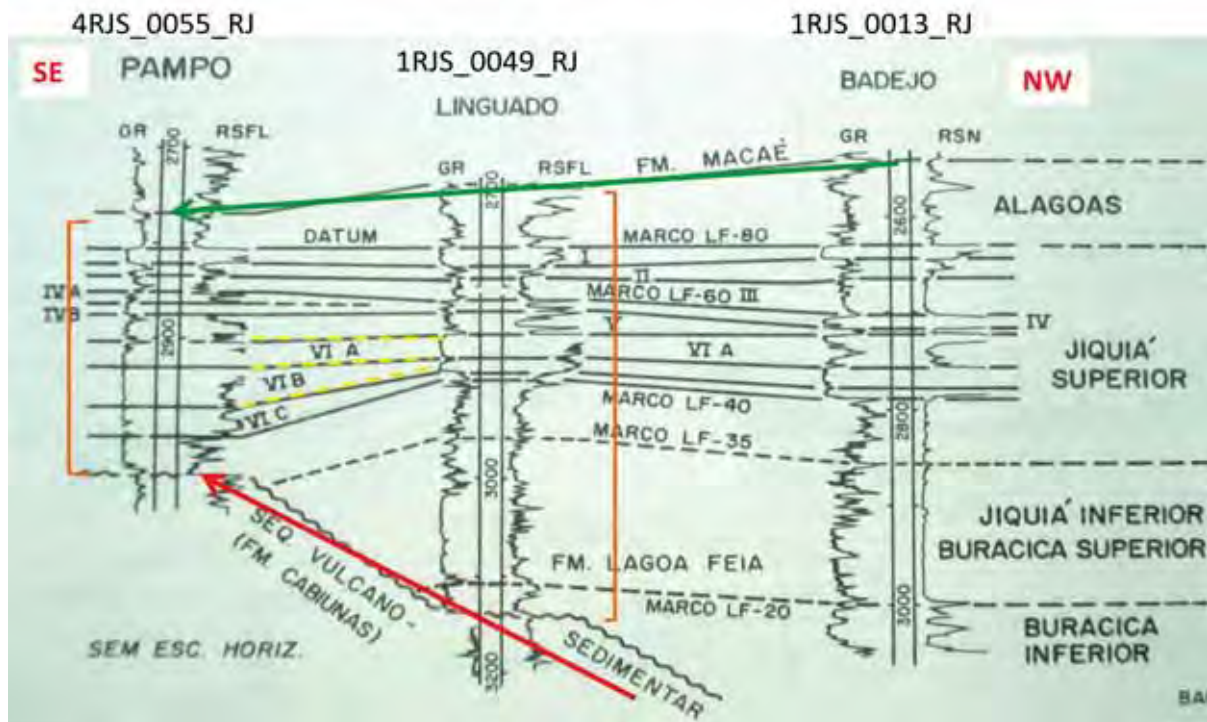
Na mesma figura um fato a ser observado é a ordem dos poços, que se encontram disposto de sudeste para noroeste e não o convencional de noroeste para sudeste. Nesse contexto podemos notar a rampa evidenciando o mergulho regional da bacia com direção NW-SE (seta verde) e um alto do embasamento no Campo de Pampo (seta vermelha), devido a esses fatores no Campo de Pampo a coluna sedimentar correspondente à Formação Coqueiros encontra espessura reduzida em comparação aos campos de Linguado e Badejo (evidenciado em laranja).

Após observação das figuras 9 e 10 pode-se realizar uma comparação entre elas e uma correlação com a Figura 8. Ambos os mapas correspondem ao contorno estrutural do topo da coquina-reservatório e neles podemos notar o avanço na exploração, comparando a quantidade de poços existentes no ano de 1981, Figura 9, e em 1988, Figura 10, que aumentou consideravelmente em um pequeno intervalo de tempo, delimitando com mais precisão estruturas e limites dos campos do *trend*. Ao comparar com a estratigrafia (Figura 8) notamos o mergulho regional em direção a Pampo, caracterizando a rampa plataformar, com direção NW-SE.

Com o avanço das pesquisas geológicas e a perfuração de novos poços, notamos a presença de diversos tipos de poços no mapa da Figura 10. São eles:

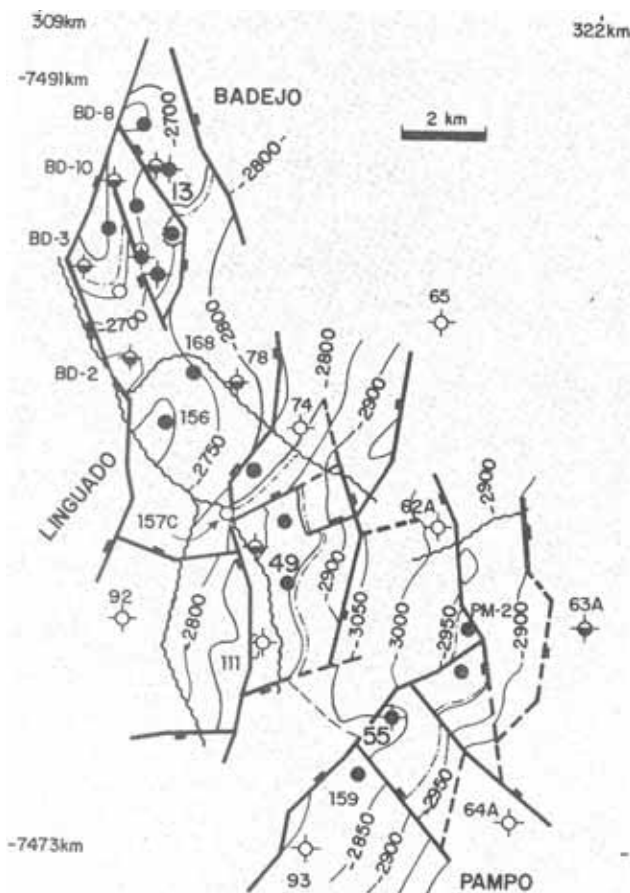
- Poço produtor de óleo
- ✦ Poço produtor de óleo abandonado (por logística ou acidente mecânico)
- ⦿ Poço produtor não comercial de óleo
- Poço produtor de óleo nos basaltos ou no Grupo Macaé
- ⊖ Poço seco.

Figura 8 - Zoneamento das coquinas do Grupo Lagoa Feia.



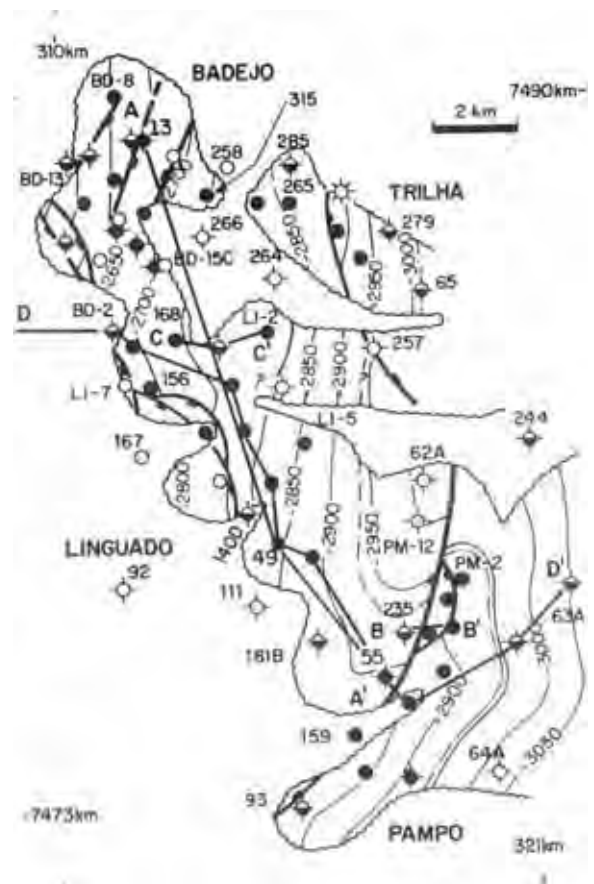
Fonte: Modificado de Baumgarten *et al.* (1988, citado em Horschutz e Scuta 1992).

Figura 9 - Mapa estrutural topo da coquina.



Fonte: Brisola *et al.* (1981, citado em Baumgarten *et al.* 1988).

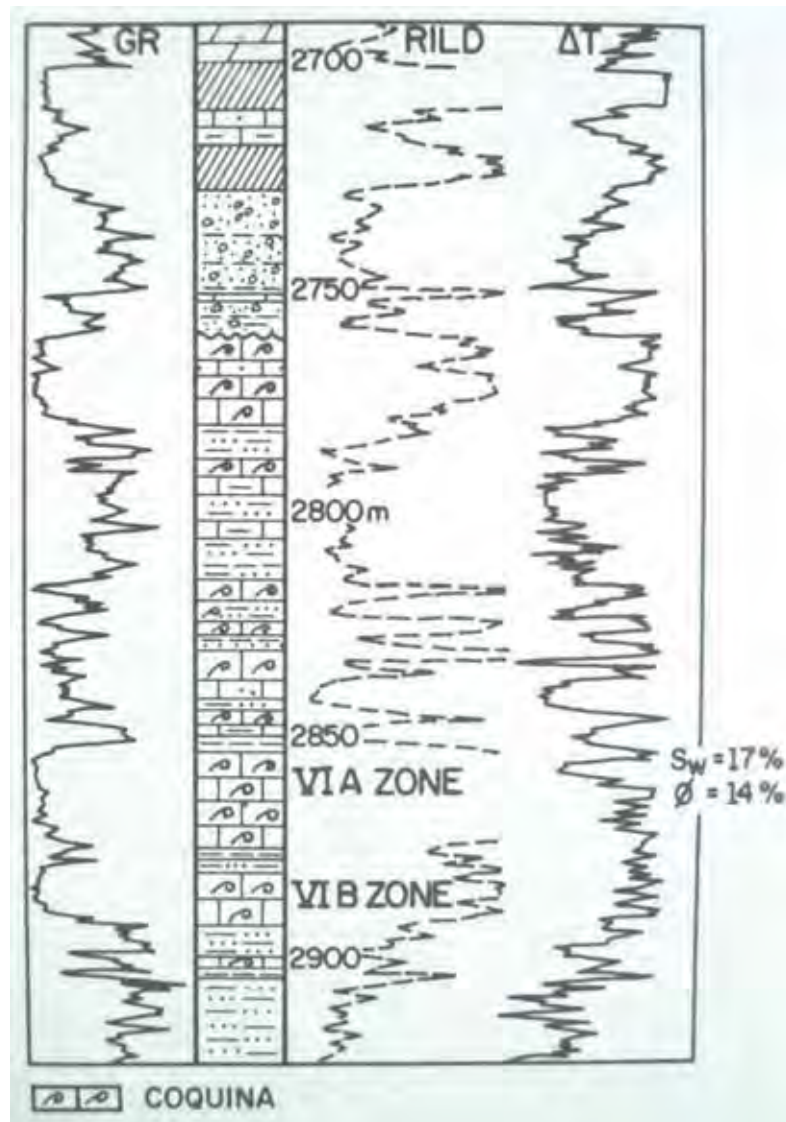
Figura 10 - Mapa estrutural topo da Zona VI.



Fonte: Baumgarten *et al.* (1988).

Na Figura 11 pode ser observado um perfil característico das coquinas do Grupo Lagoa Feia no Campo de Linguado, onde são apresentados os perfis de Raio Gama, Resistividade e Sônico, além de descrição da rocha. É possível observar a distribuição das coquinas inferior (principal) e superior e o intervalo siliciclástico entre elas, nota-se que na coquina principal os intervalos mais importantes (VI A e VI B) se encontram em evidência, assim como a porosidade (14%) e a saturação de água (17%) na Zona VI A.

Figura 11 - Seção típica das coquinas do Campo de Linguado.



Fonte: Horschutz *et al.* (1992).

O reservatório principal do *trend* são as coquinas, de moluscos bivalves, da base da Formação Coqueiros, correspondentes às zonas VI A e VI B do zoneamento de Baumgarten *et al.* (1983 citado por Baumgarten *et al.* 1988). Nas Figuras 12 e 13 podemos observar exemplos da rocha em escala macroscópica (testemunho) e microscópica (lâmina), respectivamente. Em

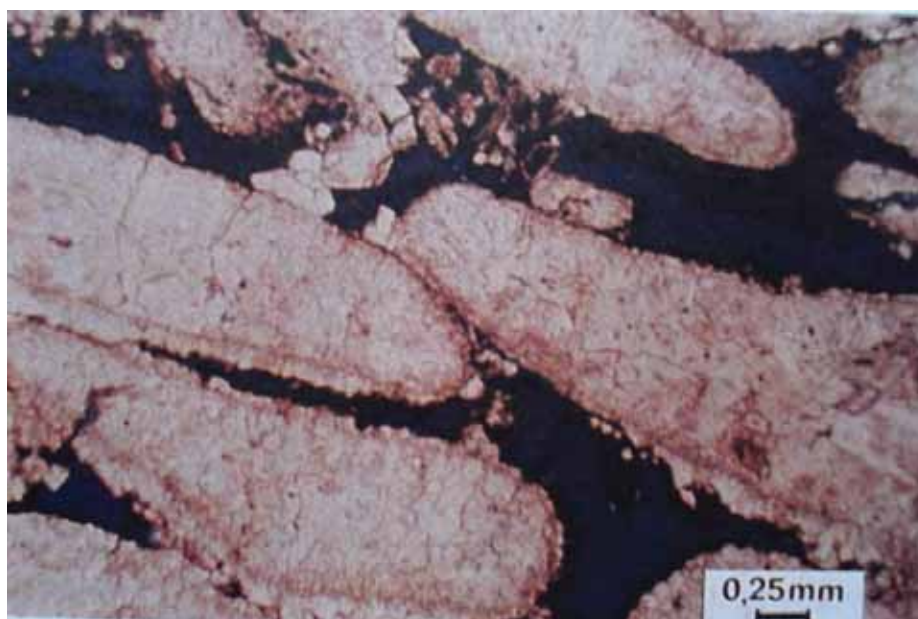
escala macroscópica podemos notar a acumulação de conchas (valvas) que formam a coquina e em escala microscópica podemos observar a porosidade intergranular (azul escuro).

Figura 12 - Visão macroscópica da coquina reservatório.



Fonte: Horschutz *et al.* (1992).

Figura 13 - Visão microscópica da coquina reservatório.



Fonte: Horschutz *et al.* (1992).

4.3. Campo de Linguado

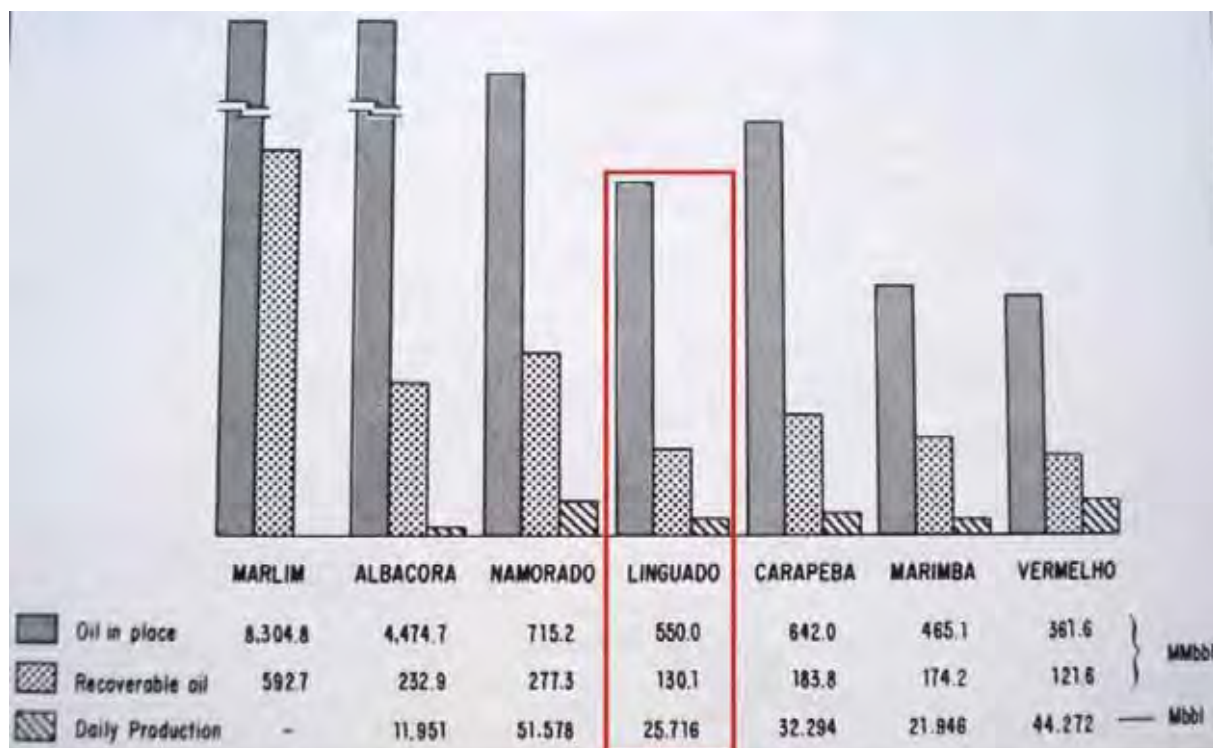
O Campo de Linguado foi descoberto em maio de 1978 com a perfuração do poço 1RJS_0049_RJ, classificado como “poço descobridor de campo com óleo”, cujos dados estão sendo utilizados nesse trabalho.

De acordo com Horschutz *et al.* (1992) o Campo possui uma área de 32 km² e se encontra a 80 km do Cabo São Tomé, em lâmina d’água entre 95 e 110 metros de profundidade. Está situado no extremo sudoeste do *trend* das acumulações de óleo da Bacia de Campos.

4.3.1. Dados sobre o Campo

De acordo com Horschutz *et al.* (1992) o Campo de Linguado é o quinto maior campo petrolífero da Bacia de Campos (Figura 14). Suas reservas de hidrocarbonetos se encontram divididas em quatro reservatórios (Tabela 3), sendo o reservatório Barremiano o maior deles (Tabela 4).

Figura 14 - Histograma comparativo dos sete maiores campos petrolíferos da Bacia de Campos.



Fonte: Horschutz *et al.* (1992).

Tabela 3- Dados de volume e produção no Campo de Linguado em Dezembro/1990.

Field	Reservoir	VOIP (mm bbl)	Rec. oil (mm bbl)	Reserves (mm bbl)	R.R. (%)	Cumulative production (mm bbl)	Production (BOPD)	Number of productive wells
Linguado	Maastrichtian	18.606	1.861	1.861	10.00	—	—	—
	Albian	167.553	23.896	11.731	15.40	12.165	7,106	3
	Barremian	359.706	104.395	34.759	30.00	69.636	18,610	8
	Neocomian	4.151	—	—	—	0.447	—	—
	Total	550.016	130.152	48.351	—	82.248	25,716	11

Fonte: Horschutz *et al.* (1992).

Tabela 4 - Resumo das características do reservatório principal (Coquinas).

Item	Reservatório Barremiano (Campo de Linguado)
Datum (m)	- 2850
Contato óleo/água (m)	- 2943
Área (km ²)	32
Profundidade da lâmina d'água (m)	100
Maior espessura do reservatório (m)	361
Net pay máximo (m)	105
Porosidade média (%)	15
Permeabilidade média (md)	120
Saturação de água (%)	18
Pressão de formação (kgf/cm ²)	303
Grau API do óleo	30
Taxa gás/óleo (m ³ /m ³)	164
Ponto de borbulhamento (kgf/cm ²)	255
B ₀ (m ³ /m ³)	1,49
Temperatura do reservatório (°C)	85,5
Mecanismo de produção	Gás em solução e injeção de água

Fonte: Modificado de Horschutz *et al.* (1992).

4.3.2. Estrutura da Acumulação

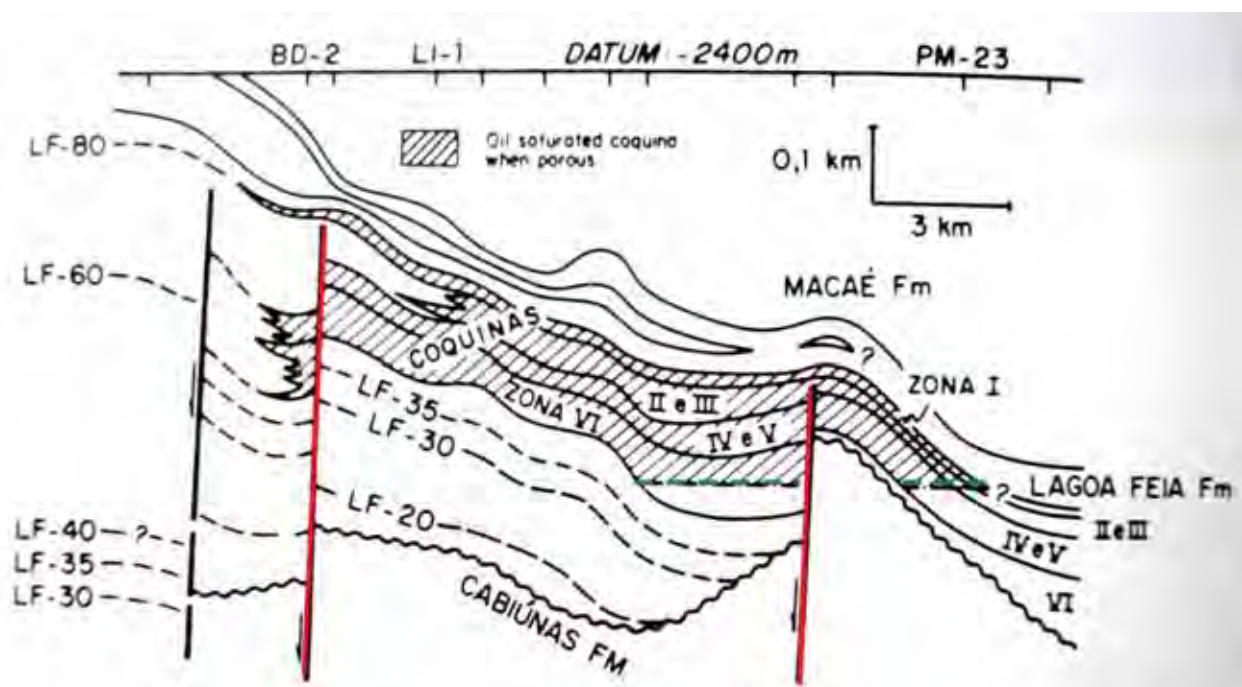
Segundo Baumgarten (1985) o Campo de Linguado se encontra associado ao Alto de Badejo (Figura 15), limitado por falhas antitéticas (rifteamento pós-basáltico) à oeste. Os falhamentos normais de tectônica rifte (evidenciados em vermelho), formam horsts, grábens e hemigrábens, que controlam a deposição dos sedimentos. Tais falhas associadas à discordância

pós-coquina podem ter favorecido o acesso de água meteórica com dissolução e criação de porosidade secundária no reservatório.

A Figura 15 é uma seção geológica onde também é possível observar a distribuição vertical-lateral das coquinas porosas, o contato óleo/água (destacado em verde) e os falhamentos a oeste e leste que limitam o Campo de Linguado com os campos de Badejo e Pampo, respectivamente. Nota-se que os falhamentos presentes não atingem a coquina superior, correspondente à Zona I.

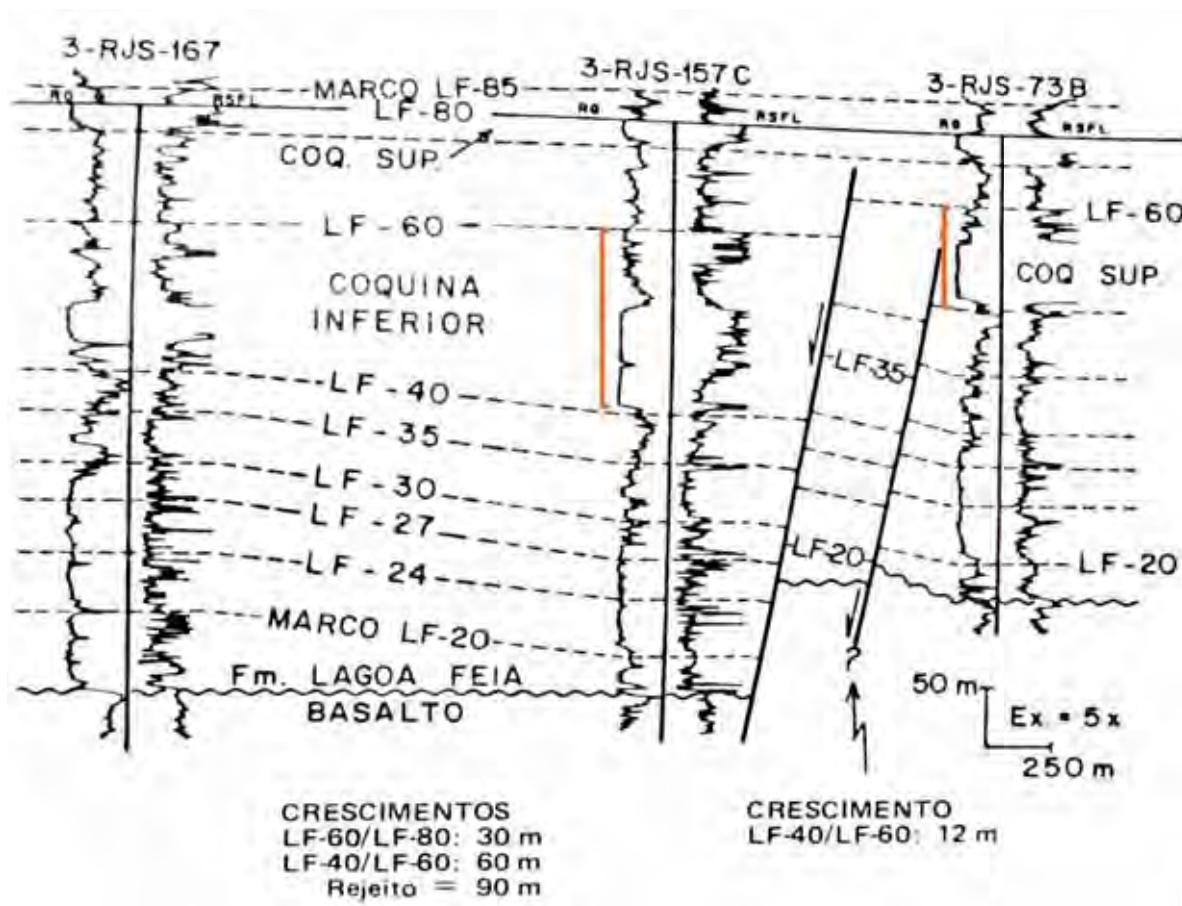
Estes falhamentos exercem importante papel no controle das coquinas, sendo elas mais espessas nos blocos baixos como é possível observar na Figura 16, onde são apresentadas duas falhas de crescimento entre os poços 3RJS_0157C_RJ e 3RJS_0073B_RJ e presença de coquina mais espessa (realçados em laranja) no poço 3RJS_0157C_RJ que se encontra no bloco baixo.

Figura 15 - Seção geológica do Grupo Lagoa Feia no Campo de Linguado.



Fonte: Modificado de Horschutz *et al.* (1992).

Figura 16 - Seção estratigráfica evidenciando as falhas de crescimento.

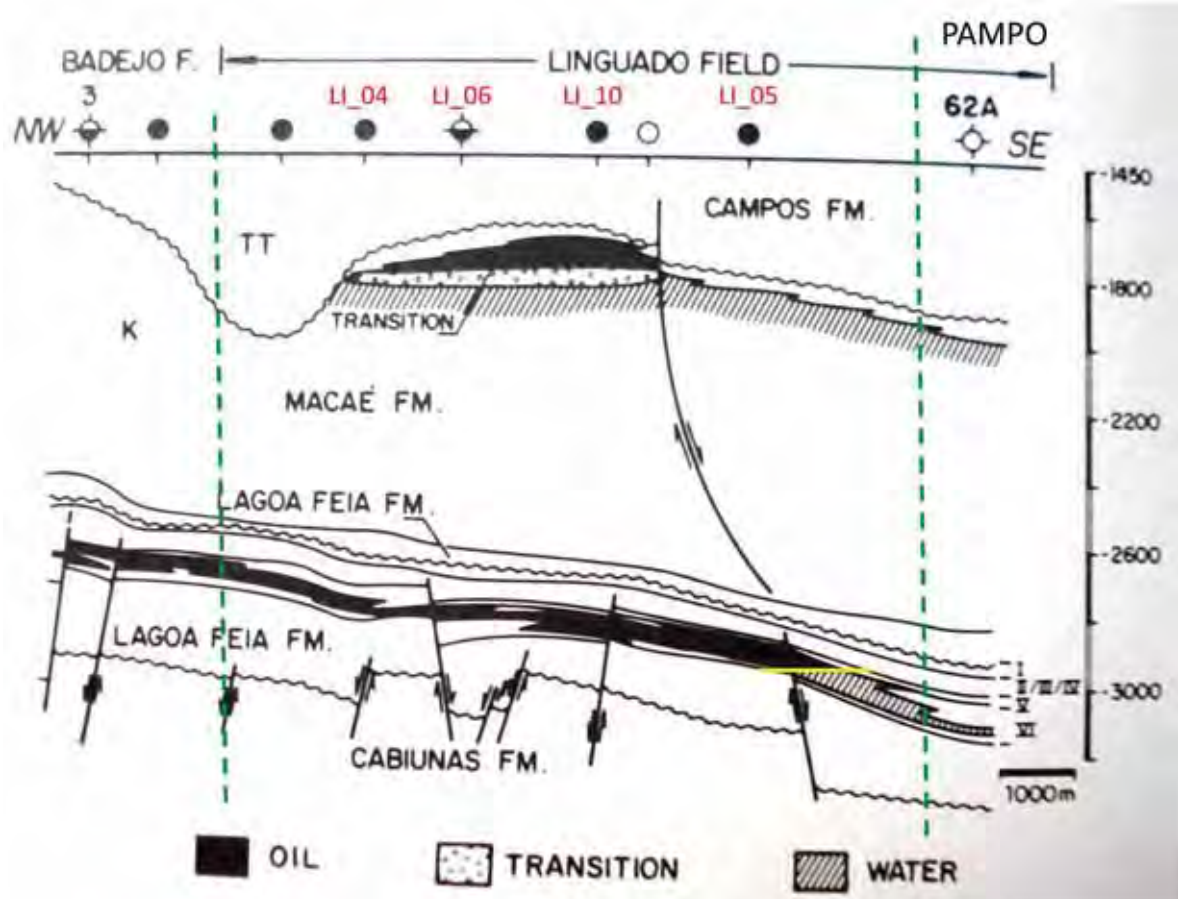


Fonte: Modificado de Baumgarten (1985).

Na Figura 17 podemos observar a distribuição dos hidrocarbonetos no Campo de Linguado tanto no Grupo Lagoa Feia como no Grupo Macaé, notando que a acumulação superior possui um caráter bastante restrito enquanto que a acumulação inferior possui grande amplitude e continuidade por todo Campo de Linguado, atingindo inclusive os campos adjacentes.

A partir da identificação dos poços (em vermelho) presentes na seção foram inferidos os limites (em verde tracejado) do Campo de Linguado com Badejo, a esquerda, e Pampo, a direita. Também é possível verificar o traçado do contato óleo-água (em amarelo) nas rochas reservatório, que ocorre dentro dos limites do Campo de Pampo.

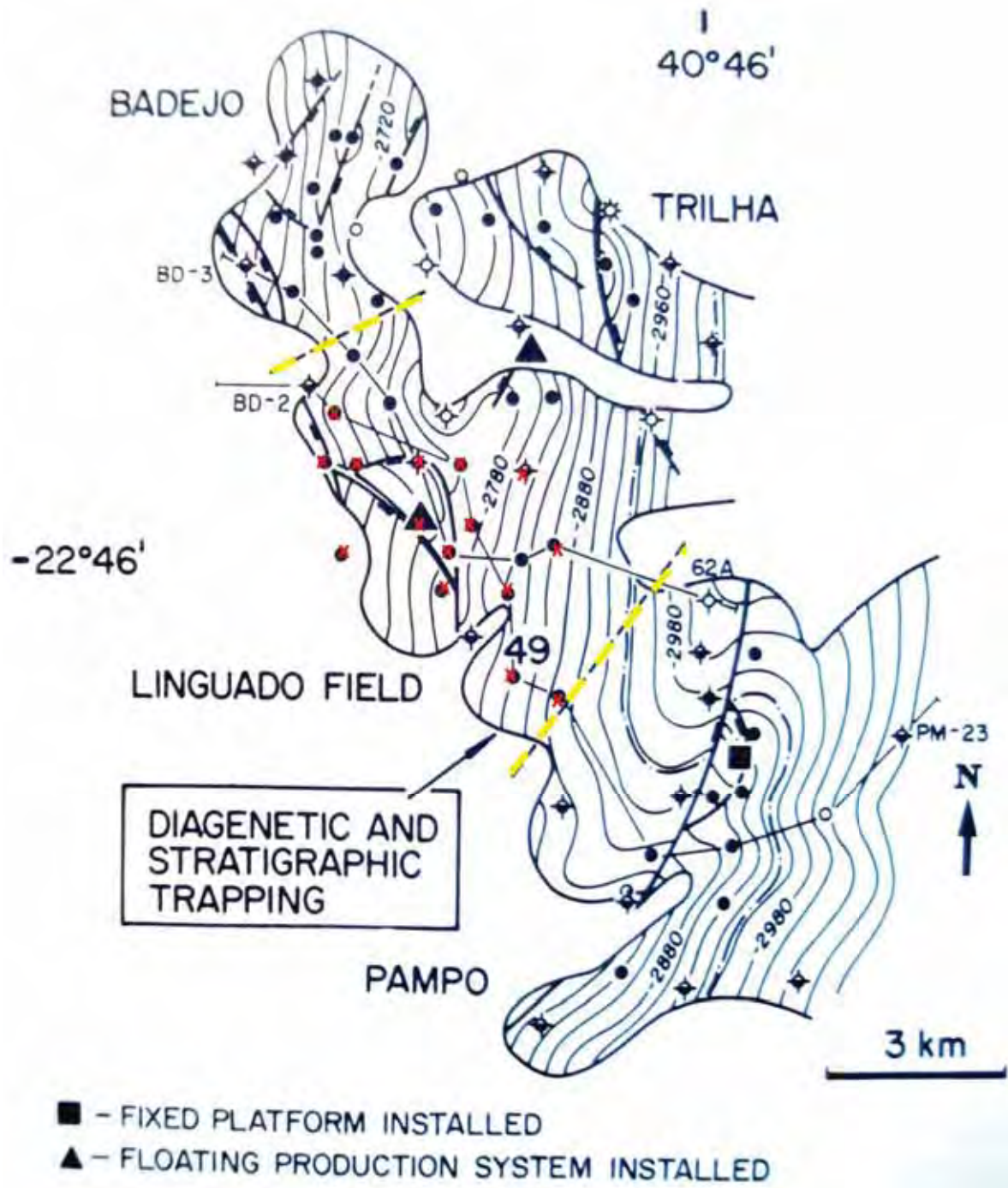
Figura 17 - Seção geológica do Campo de Linguado.



Fonte: Modificado de Horschutz *et al.* (1992).

No mapa de contorno estrutural do topo reservatório Barremiano, apresentado na Figura 18, podemos observar a porção nordeste do Campo de Linguado, limitada (amarelo tracejado) à norte com Badejo e a Sul com Pampo. Destacado, em vermelho, se encontram os 15 poços utilizados neste trabalho. Nota-se também que o nível de coquinas, no Campo de Linguado, possui um mergulho monoclinal para Leste, evidenciando a tendência regional do mergulho da plataforma continental brasileira.

Figura 18 - Mapa estrutural do topo do reservatório Barremiano.



Fonte: Modificado de Horschutz *et al.* (1992).

4.3.3. Reservatórios

Os hidrocarbonetos presentes nesse Campo são distribuídos em quatro acumulações denominadas por Horschutz *et al.* (1992) como reservatórios Maastrichtiano, Albiano, Barremiano e Hauteriviano, descritos a seguir.

4.3.3.1. *Reservatório Maastrichtiano*

Esse reservatório é composto por turbiditos pertencentes à Formação Carapebús do Grupo Campos, possui área reduzida (7,62 km²) e espessura máxima de 15 metros. Apresenta porosidade de 24% e permeabilidade de 300 md. O óleo presente nesse reservatório é muito viscoso, 18 a 20° API e a trapa é mista, de natureza estratigráfica e estrutural.

4.3.3.2. *Reservatório Albiano*

Formado principalmente por calcarenitos e calcirruditos oncolíticos, oolíticos e peloidais do Grupo Macaé, depositados em ambiente de plataforma marinha rasa. Apresenta porosidade de 20%, permeabilidade de 250 md e óleo com 20° API. A trapa é mista de natureza estrutural e estratigráfica, onde o componente estrutural é representado por falhas normais de crescimento e o estratigráfico por variações de fácies na parte superior do reservatório, onde os calcarenitos e calcirruditos gradam para calcilutitos de oeste para sul - sudoeste do campo.

4.3.3.3. *Reservatório Barremiano*

Atualmente inserido no Andar Jiquiá, esse reservatório corresponde à Formação Coqueiros do Grupo Lagoa Feia. A Formação Coqueiros é composta por calcilutitos, calcarenitos, calcirruditos e calcirruditos com matriz calcarenítica, podendo ocorrer bioacumulações carbonáticas e horizontes de paleossolos.

Estudos mais detalhados mostram que as coquinas apresentam vários ciclos de raseamento ascendente, e foram depositadas sobre altos síncronos associados a falhas normais sindeposicionais em duas fases de deposição. Essas fases são separadas por rochas siliciclásticas pelíticas de fácies de ambiente flúvio-lacustre que são consideradas marcadores em perfilagem elétrica.

Os calcirruditos são considerados os melhores reservatórios com porosidade de 15%, permeabilidade de 120 md, por vezes atingindo 20% e 1 darcy, respectivamente. A porosidade é representada principalmente pelos tipos interpartículas e vugular, e secundariamente pela porosidade móldica, todas resultantes de processos de dissolução. O óleo presente varia de 29 a 33° API.

Nesse reservatório a trapa é considerada mista sendo de natureza estrutural, estratigráfica e diagenética. Fatores diagenéticos criaram barreiras de permeabilidade cimentando calcita e sílica em vários níveis de coquinas.

4.3.3.4. *Reservatório Hauteriviano*

Corresponde aos basaltos e brechas vulcânicas da Formação Cabiúnas, onde o óleo se concentra principalmente nas fraturas e secundariamente nas vesículas e porosidade da matriz. A estrutura é formada por um semidomo alongado na direção nordeste-sudoeste, cortado por falhas normais com pequenos rejeitos. O trapeamento é essencialmente estrutural, composto por falhamentos e fraturamentos.

5. ANÁLISE TECTONO-ESTRATIGRÁFICA DO GRUPO LAGOA FEIA

Neste capítulo será abordada a Estratigrafia do Campo de Linguado, da fase rifte (Grupo Lagoa Feia) à fase drifte (Grupo Macaé), e finalmente a grande sucessão de aprofundamento seguido de raseamento do Grupo Campos (Maastrichtiano a Cenozóico).

A Tabela 5 apresenta a situação e data de perfuração de todos os poços estudados nesse projeto. Nota-se que todos os poços possuem óleo, seja produtor comercial ou subcomercial, extensão ou descobridor, sendo somente o 3LI_0008_RJS marcado como indefinido, o que confirma a dificuldade encontrada em trabalhar com esse poço, por ele apresentar comportamento distinto dos demais.

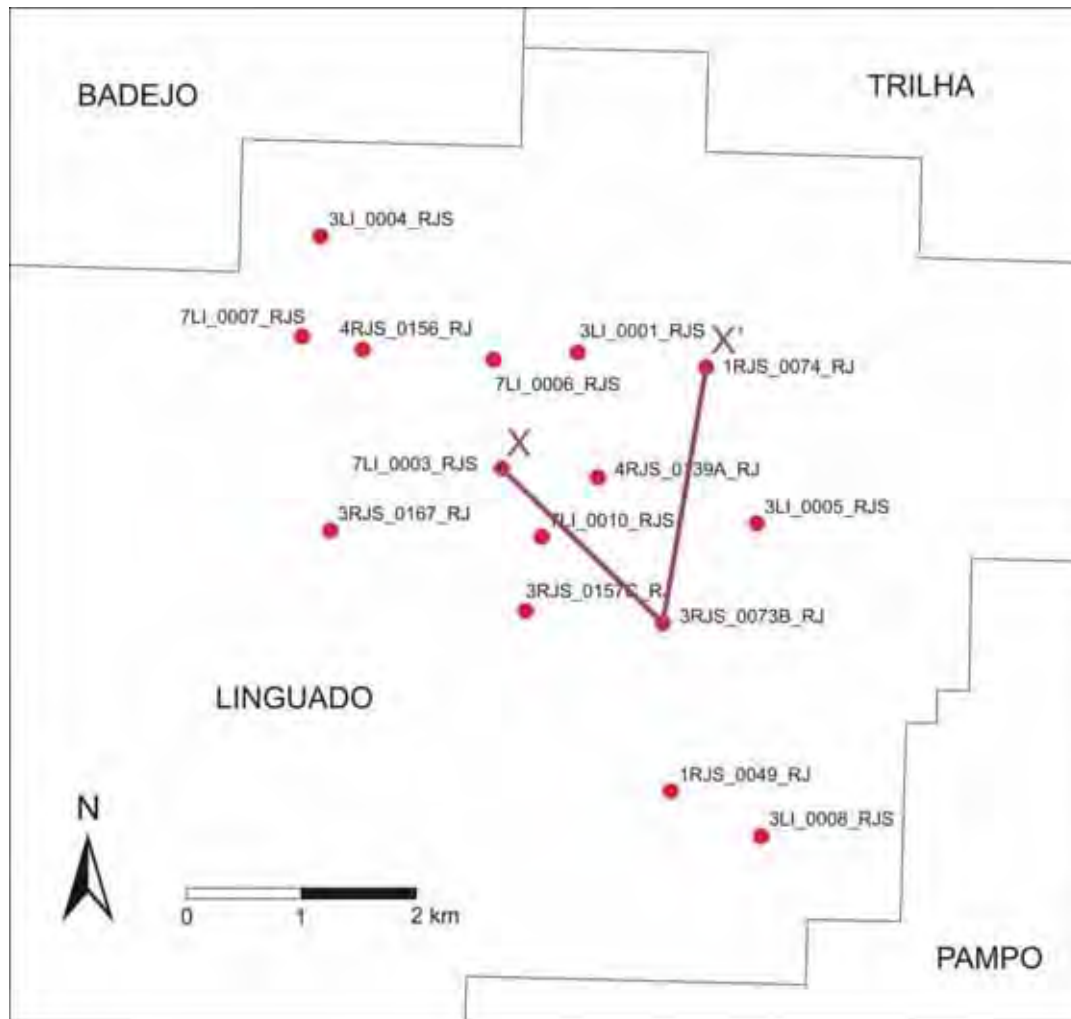
Tabela 5 - Status de cada poço estudado.

Sigla dos Poços	Status	Ano
1RJS_0049_RJ	descobridor de campo com óleo	1978
3RJS_0073B_RJ	extensão produtor de óleo	1978/1979
7LI_0003_RJS	produtor comercial de óleo	1983
1RJS_0074_RJ	produtor subcomercial de óleo	1978/1979
3LI_0005_RJS	extensão produtor de óleo	1983/1984
3LI_0008_RJS	indefinido	1985
3RJS_0157C_RJ	extensão produtor de óleo	1981
4RJS_0139A_RJ	descobridor de nova jazida com óleo	1981
7LI_0006_RJS	produtor subcomercial de óleo	1989
7LI_0010_RJS	produtor comercial de óleo	1987
3LI_0001_RJS	extensão produtor de óleo	1983
3LI_0004_RJS	extensão produtor de óleo	1983
3RJS_0167_RJ	extensão produtor de óleo	1981
4RJS_0156_RJ	descobridor de nova jazida com óleo	1980
7LI_0007_RJS	produtor comercial de oleo	1985

Fonte: Modificado de BDEP (2011).

No mapa da Figura 19 encontramos a localização da seção estrutural X-X', que foi criada para apresentar o contexto regional da estratigrafia da Bacia de Campos no campo estudado. Para tal foram selecionados três poços com melhores representatividades e maior quantidade de dados disponíveis.

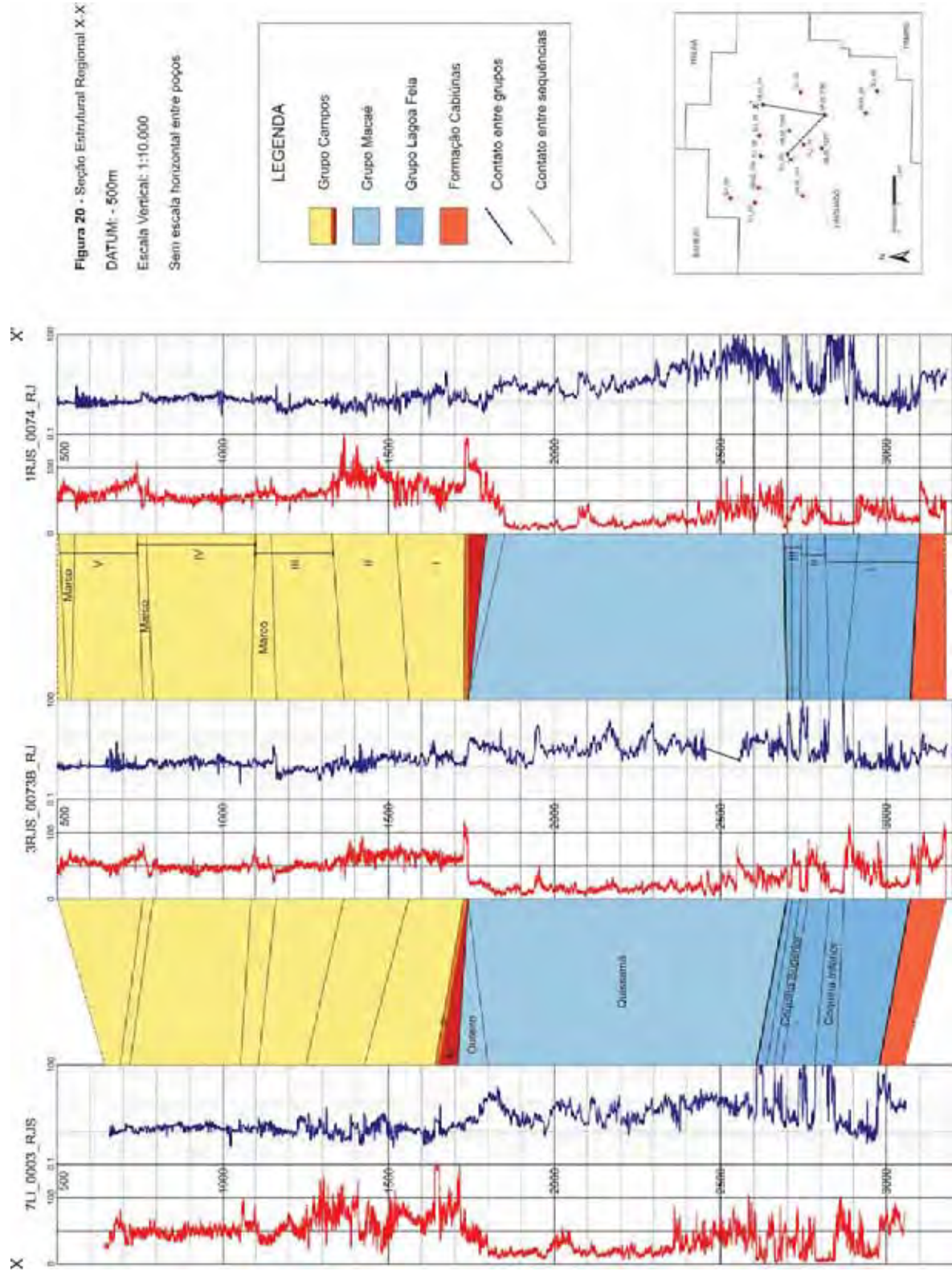
Figura 19 - Mapa da área com a localização da seção X-X'.



2.1. Estratigrafia da Bacia de Campos na área de Linguado

A Figura 20 apresenta a cronocorrelação X-X' entre os três poços 7-LI-3_RJS, 3-RJS-73B_RJ e 1-RJS-0074_RJ.

Figura 20 - Seção estrutural regional X-X'.



Na base da coluna encontramos os basaltos da Formação Cabiúnas sobre os quais se depositam os sedimentos do Grupo Lagoa Feia que compreendem conglomerados, arenitos, folhelhos e coquinas, sobrepostos ao final por uma delgada camada de evaporitos, halita e anidrita (Rangel *et al.* 1994 e Winter *et al.* 2007). As rochas do Grupo Lagoa Feia podem ser subdivididas em três ciclos principais (I, II e III) indicados na Figura 20. Esses ciclos compreendem uma base siliciclástica sobreposta por uma sequência carbonática (I e II) ou evaporítica (III).

Mais especificamente, a sequência I inicia-se no topo do basalto e compreende toda a Formação Atafona até o topo da coquina principal; a sequência intermediária é composta pelo intervalo siliciclástico (entre coquinas) e a coquina superior; e a última sequência engloba as formações Itabapoana e Retiro.

Sobre os sedimentos de plataforma carbonática rasa está o Grupo Macaé, composto por arenitos que gradam para calcários oncolíticos-bioclásticos em uma plataforma marinha rasa de idade Albiano Inferior/Médio. Tais calcários são importantes reservatórios de óleo, e estão associados a trapas mistas, tipo falha de crescimento e anticlinal de compensação (*roll-over*), onde os calcarenitos porosos depositam-se na crista, e gradam para o flanco da estrutura a depósitos margosos e terrígenos. Um importante evento de afogamento da bacia possibilita a deposição da “bota”, uma sucessão de aprofundamento com calcilutitos, margas e folhelhos pelágicos datados de Albiano Superior a Turoniano (Rangel *et al.* 1994 e Winter *et al.* 2007).

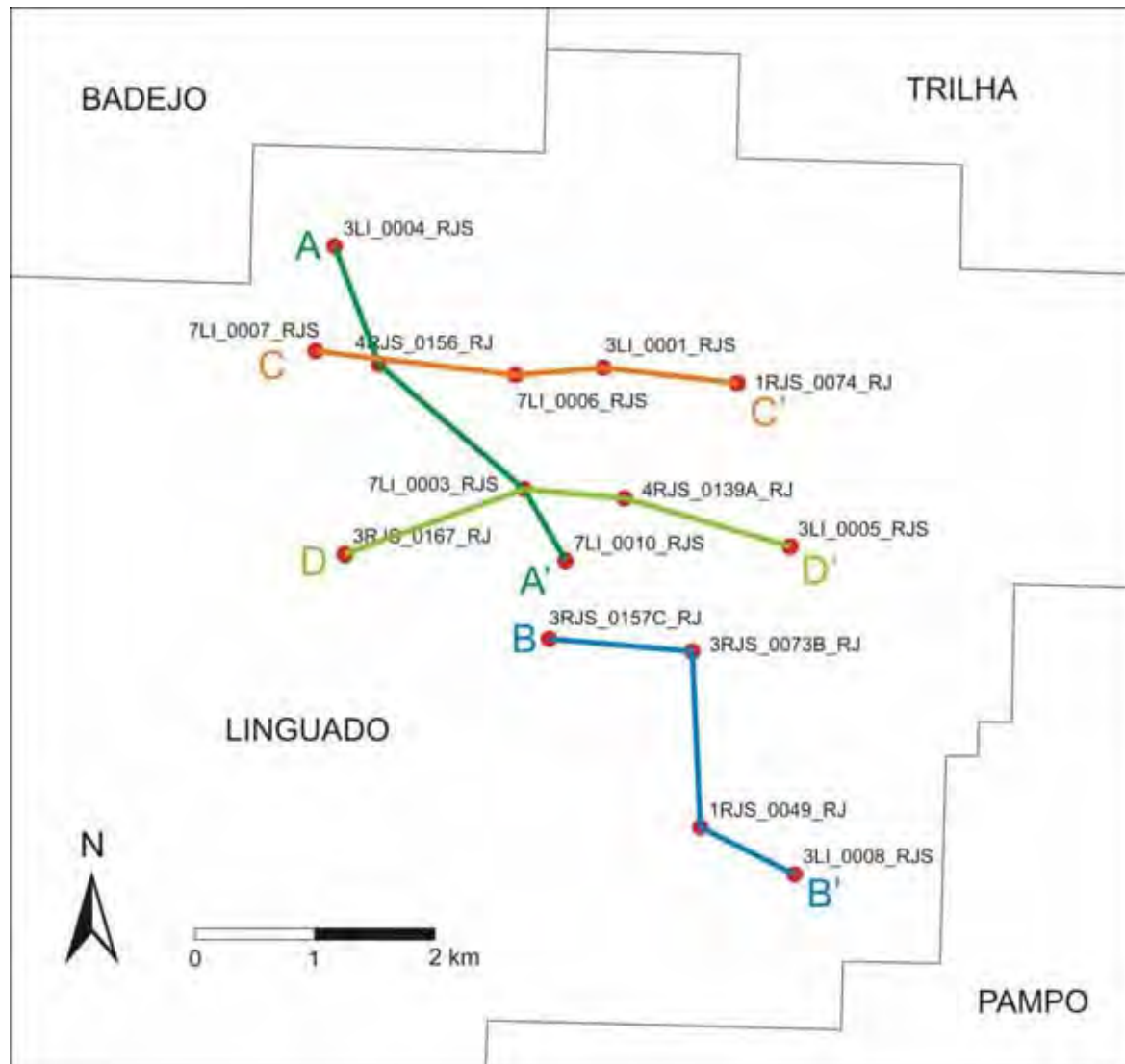
Tal sucessão é interrompida por expressivas discordâncias a tal ponto que rochas maastrichtianas e paleocenas se encontram diretamente sobre rochas do Albiano Superior. Estas duas unidades, que formam a base do Grupo Campos, são sucedidas por dois intervalos marinhos profundos (I e II), e em seguida três intervalos marinhos menos profundos (III a V). Estes últimos constituem ciclos regressivo-transgressivos espessos, associados à rampa de margem de plataforma, onde cada fase progradante de engrossamento ascendente (folhelho, siltito e arenito), é capeada por marco transgressivo de calcilutito, marga e folhelho, ricos em organismos oceânicos como nanofósseis calcários (Rangel *et al.* 1994 e Winter *et al.* 2007).

2.2. Grupo Lagoa Feia

As quatro seções estruturais, de A-A', B-B', C-C' e D-D', localizadas no mapa da Figura 21, se encontram em escala 1:2500 (figuras 22 a 25), expandem o arcabouço estratigráfico do Grupo Lagoa Feia esboçado no item anterior, detalhando a estratigrafia do Grupo Lagoa Feia.

As seções A-A' e B-B' podem se interligar, pois seguem o *trend* com os melhores poços do Campo em termos do reservatório de coquinas com petróleo, nesse trabalho elas foram separadas com a finalidade de melhor apresentação visual.

Figura 21 - Mapa dos poços estudados e localização das seções.



O alinhamento NW-SE dessas seções não é ocasional, e sim coincidente com o *trend* petrolífero dos campos Badejo-Linguado-Pampo (figuras 22 e 23). As seções seguintes são transversais ao alinhamento anterior, com orientação aproximadamente oeste-leste, C-C' situa-se mais a norte e D-D' no centro da área de estudo (figuras 21, 24 e 25).

A partir de dados coletados nas seções (A-A' a D-D'), realizou-se a confecção de mapas de tendência de contorno estrutural e isópacas (figuras 26 a 30). Com a utilização de todas as informações produzidas e coletadas será dada ênfase aos dados referentes à coquina inferior.

Figura 22 - Seção Estrutural A-A'.

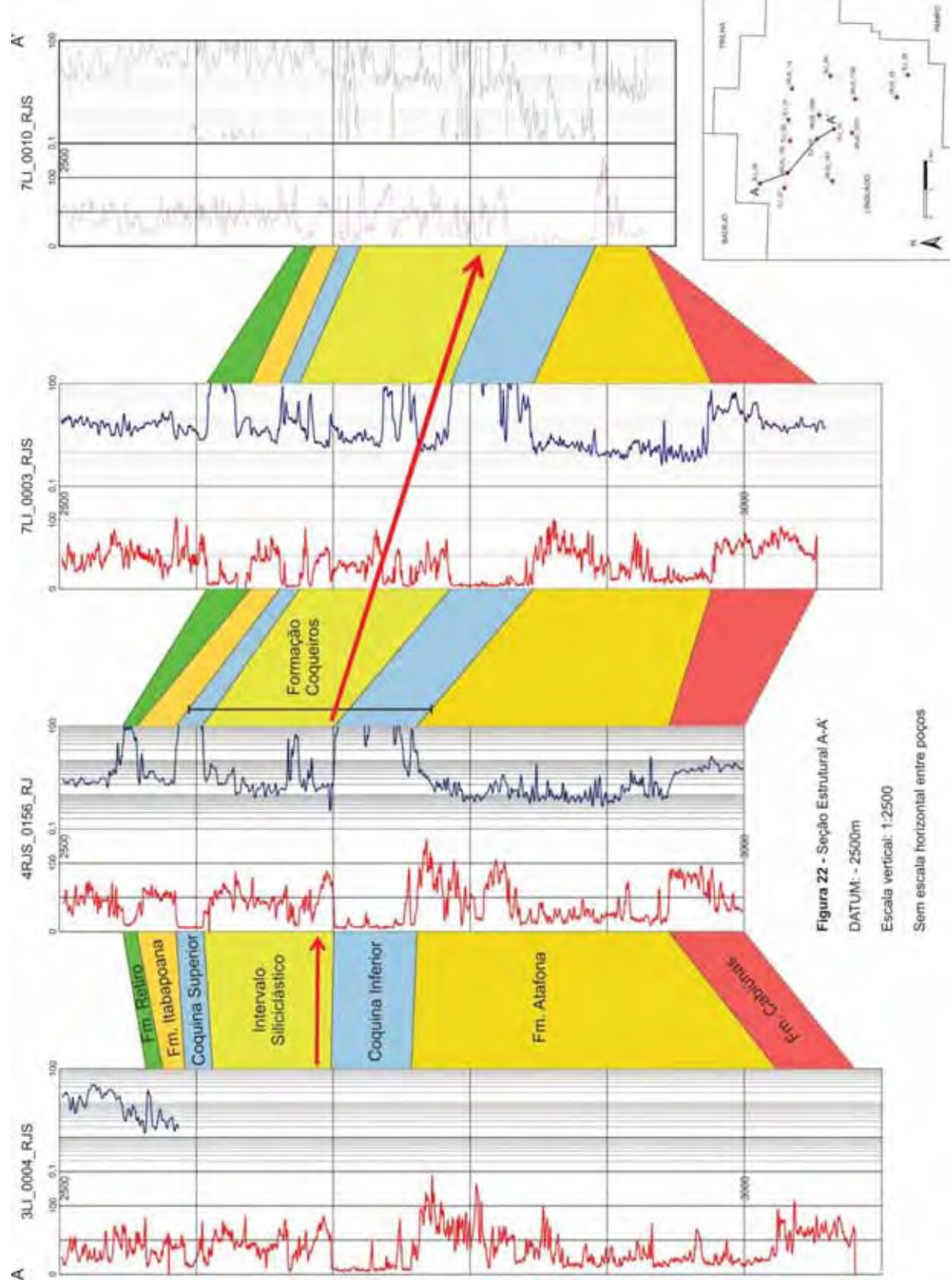


Figura 23 - Seção Estrutural B-B'.

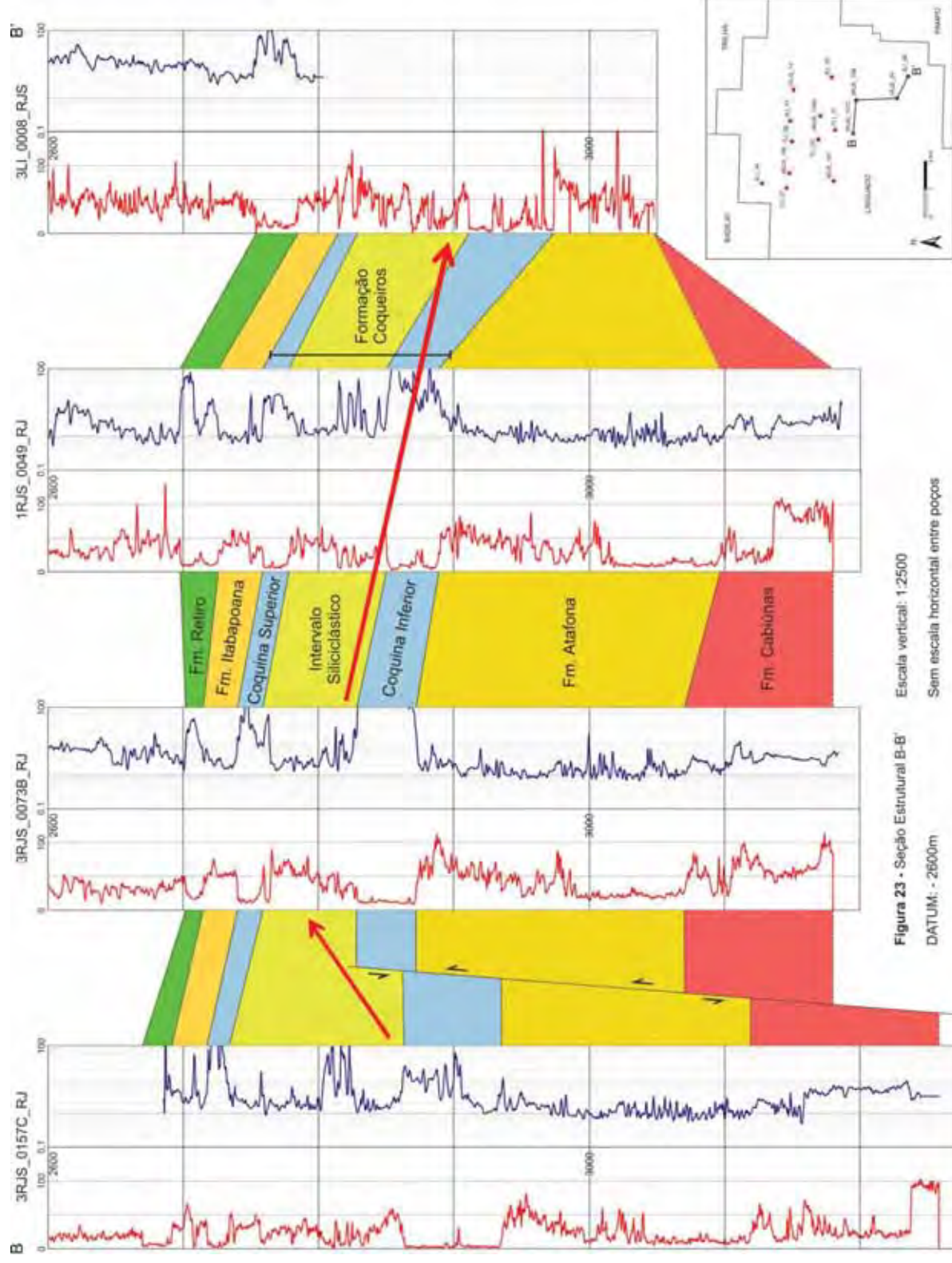


Figura 23 - Seção Estrutural B-B'
Escala vertical: 1:2500
Sem escala horizontal entre poços
DATUM: - 2600m

Figura 24 - Seção Estrutural C-C'.

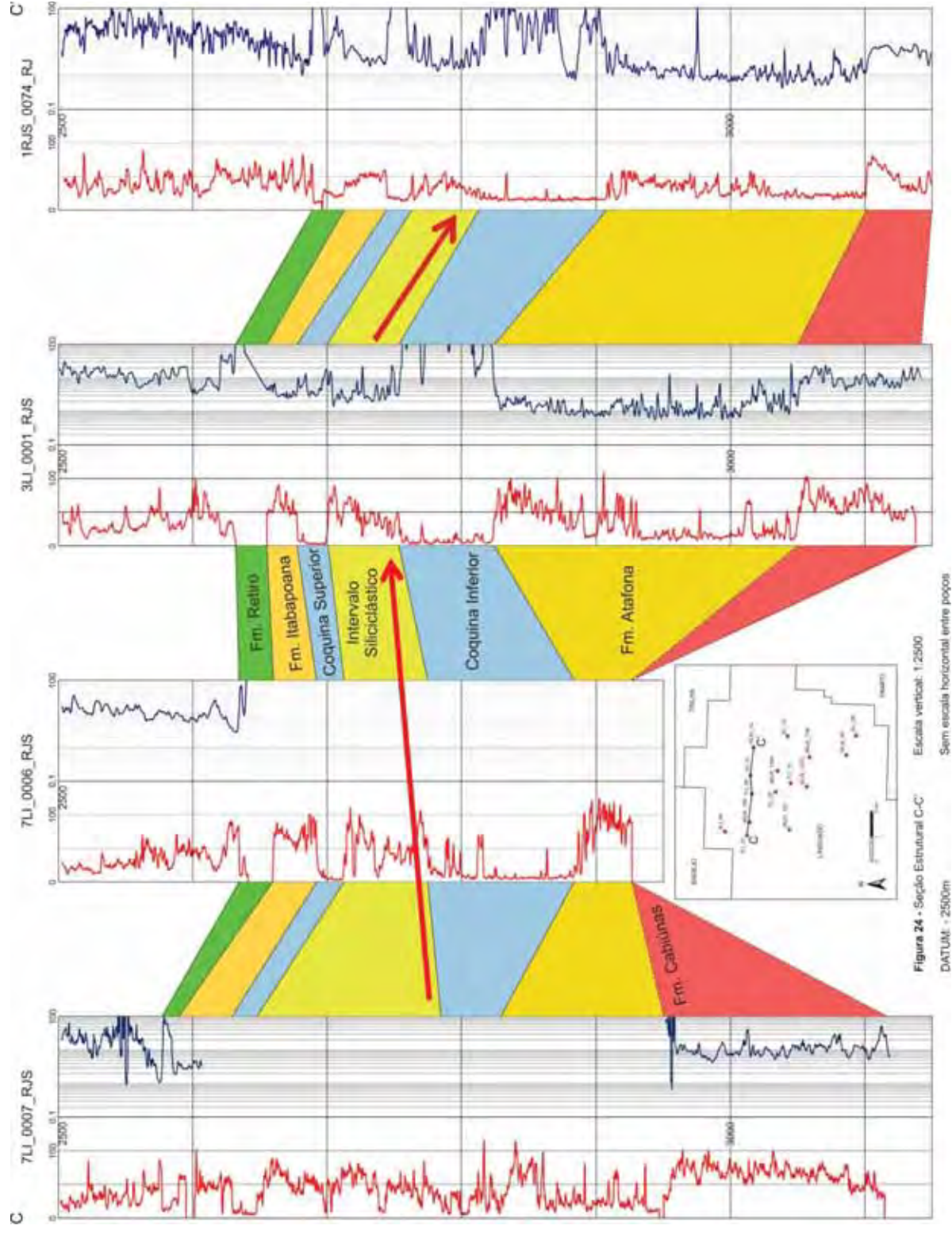


Figura 24 - Seção Estrutural C-C'
Escala vertical: 1:2500
Sem escala horizontal entre poços
DATUM: +2500m

Figura 25 - Seção Estrutural D-D'.

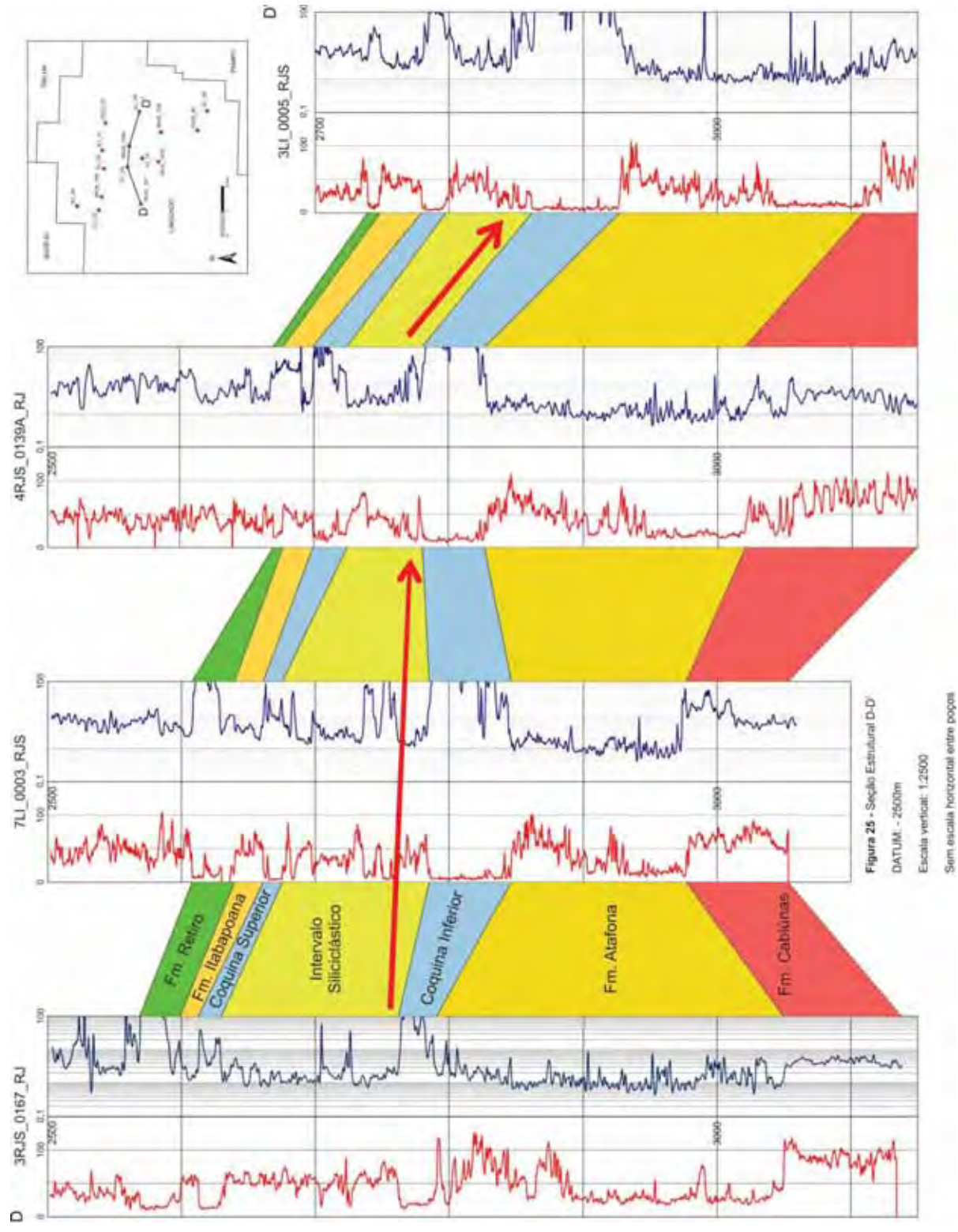


Tabela 6 - Profundidades de camadas por poço

POÇO	X	Y	Topo Basalto	Base Coquina Principal	Topo Coquina Principal	Topo Intervalo Siliciclástico	Topo Coquina Superior
3LI_0004_RJS	311729	7483999	3024	2757	2699	2612	2592
4RJS_0156_RJ	312130	7483030	2945	2761	2700	2605	2585
7LI_0003_RJS	313377	7482048	2975	2846	2785	2675	2660
7LI_0010_RJS	313743	7481469		2892	2827	2720	2705
3RJS_0157C_RJ	313632	7480818	3120	2935	2863	2734	2718
3RJS_0073B_RJ	314826	7480762	3070	2872	2828	2759	2740
1RJS_0049_RJ	314949	7479306	3097	2889	2850	2778	2760
3LI_0008_RJS	315749	7478947		2974	2910	2829	2815
7LI_0007_RJS	311600	7483125	2950	2829	2785	2648	2630
7LI_0006_RJS	313263	7482992		2884	2775	2713	2692
3LI_0001_RJS	313991	7483081	3050	2825	2753	2700	2678
1RJS_0074_RJ	315108	7482998	3101	2908	2813	2763	2744
3RJS_0167_RJ	311909	7481446	3050	2789	2762	2630	2613
4RJS_0139A_RJ	314213	7482003	3021	2824	2780	2724	2699
3LI_0005_RJS	315600	7481657	3109	2925	2861	2798	2780

Figura 26 - Mapa de tendência de contorno estrutural do topo do basalto

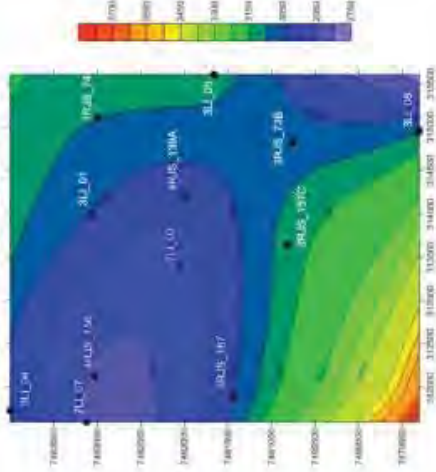


Figura 27 - Mapa de tendência de contorno estrutural do topo da coquina principal

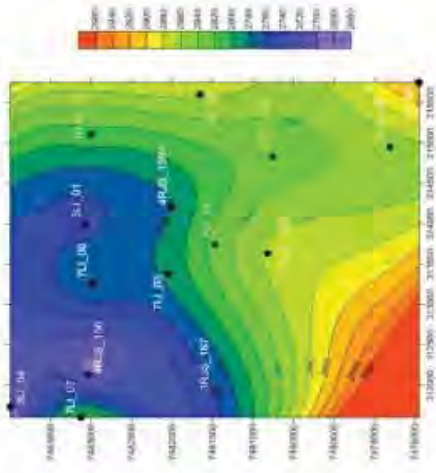


Tabela 7 - Isópacas de camadas por poço

POÇO	X	Y	Isópaca Coquina Principal	Isópaca Intervalo Siliciclástico	Isópaca Coquina Superior
3LI_0004_RJS	311729	7483999	58	87	20
4RJS_0156_RJ	312130	7483030	61	95	20
7LI_0003_RJS	313377	7482048	61	110	15
7LI_0010_RJS	313743	7481469	65	107	15
3RJS_0157C_RJ	313632	7480818	72	129	16
3RJS_0073B_RJ	314826	7480762	44	69	19
1RJS_0049_RJ	314949	7479306	39	72	18
3LI_0008_RJS	315749	7478947	64	81	14
7LI_0007_RJS	311600	7483125	44	137	18
7LI_0006_RJS	313263	7482992	109	62	21
3LI_0001_RJS	313991	7483081	72	53	22
1RJS_0074_RJ	315108	7482998	95	50	19
3RJS_0167_RJ	311909	7481446	27	132	17
4RJS_0139A_RJ	314213	7482003	44	56	25
3LI_0005_RJS	315600	7481657	64	63	18

Figura 28- Mapa de tendência das isópacas da coquina principal

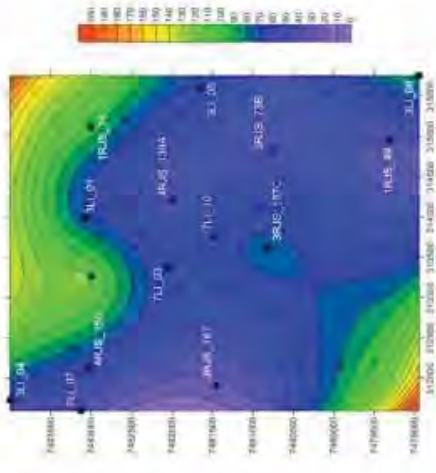


Figura 29 - Mapa de tendência das isópacas do intervalo siliciclástico entre coquinas

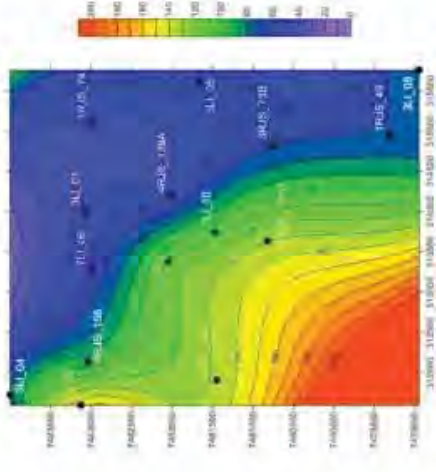
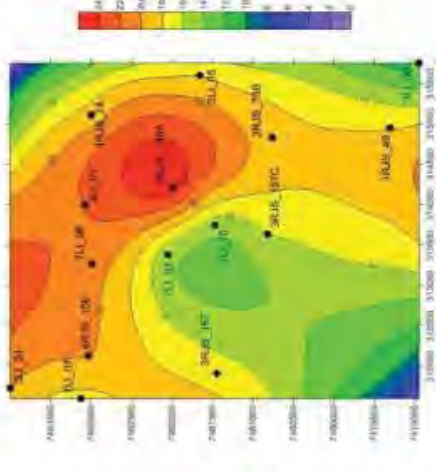


Figura 30 - Mapa de tendência das isópacas da coquina superior



Após observação das seções A-A' e B-B' (figuras 22 e 23) e os mapas das figuras 27 e 28 nota-se três compartimentos estruturais-estratigráficos.

No início da seção A-A' e na porção noroeste dos mapas, os poços 3LI_0004_RJS e 4RJS_0156_RJ formam uma combinação plataformal (seta vermelha à esquerda, figura 22) e isópacas semelhantes, em continuidade com os poços proximais na plataforma. Enquanto que os poços subsequentes, 7LI_0003_RJS e 7LI_0010_RJS, formam uma feição de rampa sigmoidal (seta vermelha à direita, figura 22), que possivelmente atinge o poço 3RJS_0157C_RJ (Figura 28), que se encontra em nível com o 7LI_0010_RJS, dando origem a uma nova plataforma, por meio de falhas de crescimento (seta vermelha à esquerda, figura 23), que é sucedida por nova rampa mergulhando para sudeste (seta vermelha à direita, figura 23). Esses fatos são corroborados pelas isópacas da coquina, que são ligeiramente crescentes nos três poços (geometria sigmóide de rampa, Tabela 6).

Na seção B-B' (Figura 23) observa-se que os três poços restantes formam um compartimento, separado do anterior por falha, onde um novo sistema de plataforma-rampa se desenvolve com os poços 3RJS_0073B_RJ, 1RJS_0049_RJ e 7LI_0008_RJS, manifestado pelos crescentes valores de isópacas e contorno estrutural dos dois primeiros (plataformais), passando à rampa no último.

As duas seções transversais C-C' e D-D' (figuras 24 e 25), possuem orientação oeste-leste e ambas têm poços proximais em suas extremidades oeste. Os poços 7LI_0007_RJS e 3RJS_0167_RJ situam-se próximos às áreas fonte de terrígenos, e conseqüentemente apresentam espessura reduzida de coquinas.

No caso de C-C', o poço 7LI_0007_RJS é próximo do 4RJS_0156_RJ, mas separado deste pelo contexto mais lacustre-carbonático do segundo, ou seja, são dois compartimentos distintos, visto que o segundo já foi contextualizado como plataforma lacustre do sistema NW-SE. Os poços da seção C-C' podem ser comparados ao poço 4RJS_0156_RJ da seção A-A', assim como o 4RJS_0156_RJ, o poço 3LI_0001_RJS figura como alto estrutural denotado pela semelhante espessura da coquina e disposição das camadas. Em compensação, os poços 7LI_0006_RJS e 1RJS_0074_RJ guardam semelhanças nas marcantes espessuras, 109 e 95 metros. Assim, pode-se combinar os quatro poços em dois sistemas de plataforma seguida de rampa: a oeste, o par 4RJS_0156_RJ (plataforma a 2700m) e 7LI_0006_RJS (rampa a 2775m), e o par a leste: 3LI_0001_RJS (plataforma a 2753m) e 1RJS_0074_RJ (rampa a 2813m), indicados na Figura 24 pelas setas vermelhas.

Na seção D-D', o poço 7LI_0003_RJS já foi analisado em situação de plataforma-rampa orientada para sudoeste (seta vermelha à esquerda, figura 25), enquanto o 4RJS_0139A_RJ (coquina plataformal) é seguida de íngreme rampa no sentido leste do 3LI_0005_RJS (seta vermelha à direita, figura 25).

As duas seções, Norte C-C' e Sul D-D', podem combinar-se em seus contextos de plataforma (3LI_0001_RJS e 4RJS_0139A_RJ) e rampa (1RJS_0074_RJ e 3LI_0005_RJS).

Concluindo, pode-se notar os eixos altos das seções A-A' e B-B', e acompanhá-los nas demais seções, principalmente C-C'. Os alinhamentos dos lados oeste e leste configuram, respectivamente, áreas dominadas por siliciclásticos e baixos (base de rampas sigmoidais).

3. AVALIAÇÃO DO RESERVATÓRIO

Neste capítulo será feita a avaliação do reservatório via calibração rocha-perfil e interpretação/correlação de perfis geofísicos de poços. Na primeira parte é desenvolvida uma análise vertical do reservatório através de perfis compostos de dois poços (7LI_0010_RJS e 4RJS_0139A_RJ) e uma síntese dos resultados por meio de tabela (figuras 31 e 32) e na segunda parte são analisadas as correlações da coquina principal em perfis 1:1000.

3.1. Análise Faciológico-Diagenética

Neste capítulo será detalhada a análise petrofísica do sistema permoporoso da coquina-reservatório. Inicialmente são abordados os condicionantes litofaciológicos que influenciam a diagênese subsequente, e as ferramentas (perfis de poço) que permitem quantificar a porosidade (perfil RHOB) e a permeabilidade/fluido de formação (perfil Indução).

Para isso foram escolhidos os “perfis compostos” dos poços 7LI_0010_RJS e 4RJS_0139A_RJ, pois possuem algumas vantagens em relação aos perfis fornecidos no formato .las. Como exemplo, o perfil *caliper* (CALI), que detecta diâmetros anômalos, geralmente em zonas argilosas sensíveis a desabamentos. Também podemos citar o perfil de indução (ILD) que possui escala normal-logarítmica variando de 0,2 a 20 ohm/m, que normalmente não é suficiente para calcários porosos com óleo. Para isso recorre-se a *back-up* na escala de 20 a 2000 ohm/m, adequados também para calcários fechados. E por outro lado, folhelhos com água de formação têm baixíssima permeabilidade e necessitam de *back-up* “negativo” (0,002 a 0,2 ohm/m). Outro ponto positivo são as amplas escalas dos perfis RHOB (Densidade) e NPHI (Neutrão), pois cria 20 divisões no *display* para o intervalo 2 a 3 g/cm³. Assim, cada divisão corresponde a 0,05 g/cm³, o que equivale a 3 % de porosidade.

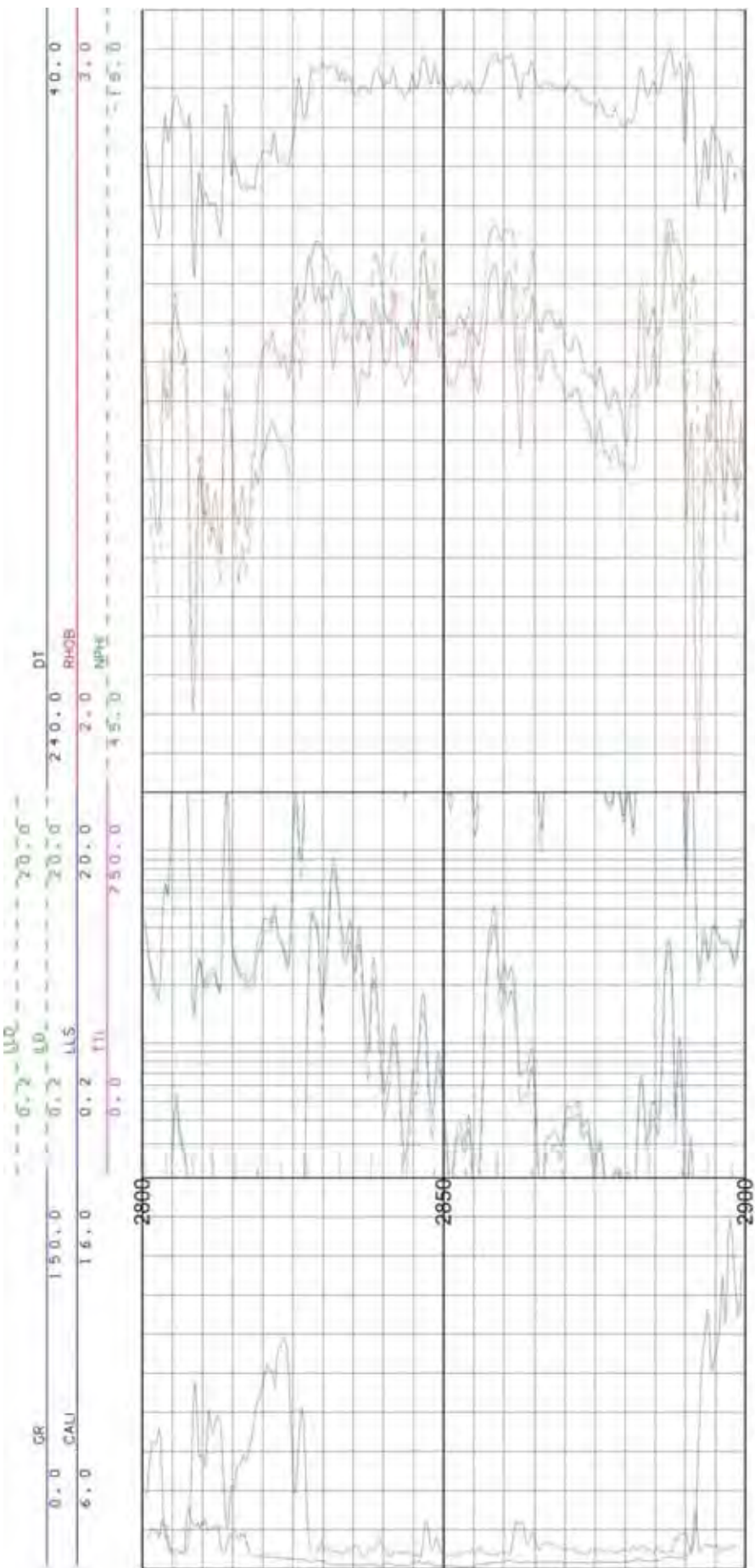
Estabelecendo-se a densidade da matriz carbonática (2,71 g/cm³) como 0% de porosidade (Ø), temos que a porosidade de corte de 6% (Baumgarten *et al.* 1988) corresponderá a 2,61 g/cm³. Alerta-se que folhelhos costumam desabar em poços de grande diâmetro, então baixíssimos valores de densidade (RHOB) ou altos valores do Neutrão (NPHI), são irreais e não devem ser considerados.

Os resultados apresentados nas tabelas das figuras 31 e 32 resumem os condicionantes estruturais (topo da coquina inferior) e estratigráficos (espessura da coquina inferior); a questão de intercalações de “argila” e folhelho no reservatório e suas conseqüências; a ritmicidade dos valores da porosidade no perfil RHOB, que aparecem sob a forma de um par de porosidades onde um valor melhor é seguido de um pior.

Em escala maior, “ciclos de porosidades” crescente, decrescente ou homogêneo-uniforme (no sentido ascendente) são indicados por sucessões de pares de porosidade. As conclusões alcançadas com as figuras 31 e 32 correspondem a mensuração dos valores de resistividade nas

zonas porosas e “fechadas” para cálculo de saturação dos fluidos presentes. Os resultados colhidos nos dois poços (7LI_0010_RJS e 4RJS_0139A_RJ) e respectivas tabelas são mostrados nas figuras a seguir.

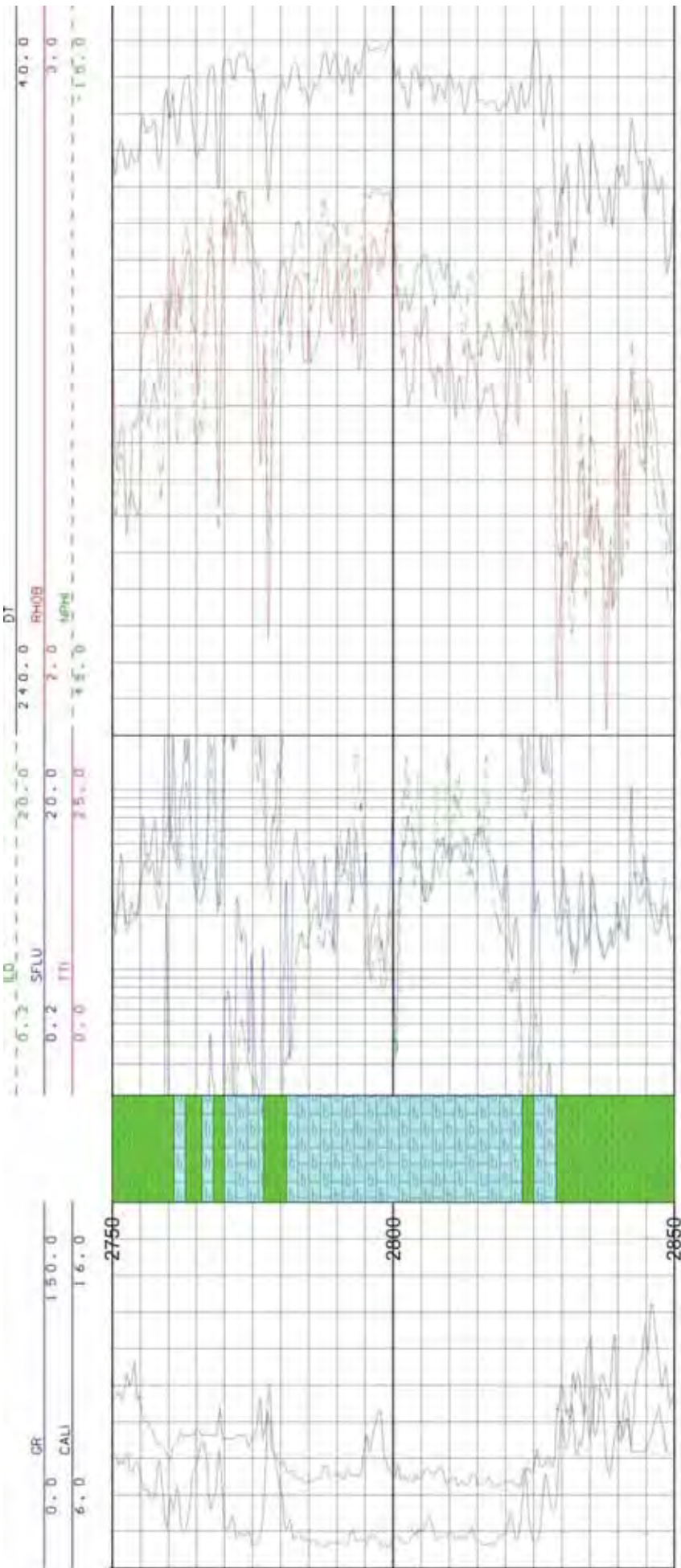
Figura 31 - Perfil composto e síntese dos resultados do poço 7LI_0010_RJS.



POÇO	Base/Topo	Espessura	Questão "Argila"/Folhelho	Porosidade/Espessura porosa
7LI_0010_RJS	2827/2890	75 m	Um nível de argila (~2863 m) dividindo a coquina-reservatório em duas subzonas-reservatório "i" e "s"	Subzona "s": 2831-2857 – Pay ~ 26m Padrão homogêneo (zig-zag) com máximas entre 9 e 12%
				Subzona "i": 2865-2882 – Pay ~ 17m Porosidade decresce para cima (de 18% para 11%)

Fonte: Modificado de BDEP.

Figura 32 - Perfil composto e síntese dos resultados do poço 4RJS_0139A_RJ.



POÇO	Base/Topo	Espessura	Questão "Argila"/Folhelho	Porosidade/Espessura porosa
4RJS_0139A_RJ	2770/2828	58 m	Um nível de argila (~2863 m) dividindo a coquina-reservatório em duas subzonas-reservatório "i" e "s"	Subzona "s": 2781-2794 – Pay ~ 18m Porosidades entre 8 e 12%
				Subzona "i": 2801-2822 – Pay ~ 21m Porosidade média de 16%

Fonte: Modificado de BDEP.

3.2. Interações calcário-folhelho, *trends* de porosidade e calibração rocha-perfil

Um ponto importante para a diagênese observada nos carbonatos refere-se à presença de duas intercalações de “argilas” e folhelhos no intervalo de coquina-reservatório (coquina inferior), sendo que tais feições são observadas nos perfis de RG e Neutrão.

O primeiro, designado como “argila”, é bastante discreto no perfil, tem pequena espessura (3 a 4m), baixos valores de Raio Gama (15 a 30 unidades API) e alguma expressão no Neutrão (ver Figura 31 e 32). Já as camadas de folhelho são raras e se intercalam na porção superior da coquina-reservatório, alguns exemplos revelam camadas com 3 a 4 metros de espessura, 40 a 50 unidades API e boa resposta no perfil de Neutrão.

O que deve ser destacado é que, em ambos os casos, há importante cimentação nos calcários adjacentes, tanto acima como abaixo dos intervalos argilosos. Isso cria, quando a ocorrência é no interior do reservatório, uma espécie de intervalo “selante” com certa continuidade lateral e que compartimentaliza o reservatório em subzonas (ver exemplo no poço 7LI_0006_RJS na seção C-C’, Figuras 35). Essas subzonas são equivalentes aos intervalos VI A (superior) e VI B (inferior) de Baumgarten *et al.* (1983 em Baumgarten *et al.* 1988).

Na base e no topo o intervalo de coquinas passa a folhelhos e lamitos das seções siliciclásticas adjacentes, aí se nota que o nível de “argila” é transicional entre os intervalos de calcário e de folhelho, e que os calcários basais e de topo são cimentados/fechados quando situados nos limites com as unidades encaixantes de “argila” e folhelho.

Nota-se que a resistividade das coquinas porosas aumenta com a diminuição da porosidade. Por exemplo, no poço 7LI_0010_RJS (Figura 31), os valores decrescem da densidade de 18 para 10 g/cm³, e correspondem a resistividades crescentes de ~10 até 40 Ω /m.

No caso de folhelhos, a resistividade fica nos 2 a 4 Ω /m, ou seja, uma ordem de grandeza menor em relação ao da coquina porosa. Outro caso é o dos calcários “fechados”, portanto de alta densidade (8-9 a 0% de porosidade), que se encontram imediatamente acima do reservatório coquina. Situam-se em uma faixa de resistividade entre 100 e 500 Ω /m, ou seja, uma ordem de grandeza maior que a anterior; tal valor coincide aproximadamente com o valor de corte de porosidade.

Conclui-se que o cálculo da resistividade, para o óleo é dependente e inversamente proporcional à densidade do reservatório.

3.3. Cronocorrelação da Coquina Inferior

A cronocorrelação do reservatório entre os perfis dos poços estudados é ilustrada por meio de quatro seções (figuras 33 a 36), sendo A-A’ e B-B’ longitudinais (NW-SE) e C-C’ e D-D’ transversais (W-E), com a mesma distribuição de poços das seções anteriores, em escala 1:2500.

Como visto no capítulo anterior, a seção A-A' e parte da B-B' ilustram um exemplo de plataforma seguida de uma rampa sigmoidal. Quando apresentadas em escala 1:1000, e correlacionadas estratigraficamente com datum no topo da coquina principal, essas seções auxiliam na compreensão da evolução diagenética e o carregamento de petróleo para o reservatório.

Nos cinco poços, do 3LI_0004_RJS ao 3RJS_0157C_RJ, nota-se inicialmente que os quatro poços da seção A-A' podem ser grupados em duplas, alternando regulares/pobres e boas porosidades (setas vermelhas e verdes, respectivamente, Figura 33). Sendo os pares 3LI_0004_RJS (pobre)/ 4RJS_0156_RJ (bom), e na mesma ordem 7LI_0003_RJS/7LI_0010_RJS. O subzoneamento da coquina em duas é bem claro nos poços, e facilita a observação cronoestratigráfica das porosidades em ambas subzonas.

Há uma tendência de melhora da porosidade no sentido *downdip* (sudeste da rampa), prova disto são os dois pares acima mencionados, e o 3RJS_0157C_RJ no início da seção B-B'. No primeiro par de poços da seção B-B', os ciclos de porosidade crescem e depois decrescem (*upwards*), e os destaques são porosidades de 23 a 16% no ciclo inferior e 20 a 12% no superior, no poço 3RJS_0157C_RJ. Um problema que emerge dessa melhoria de porosidades mergulho abaixo, é que o melhor poço está muito baixo estruturalmente, enquanto os poços a noroeste estão a -2700m (topo da coquina), o 3RJS_0157C_RJ está a -2863m. Como a porosidade das coquinas é secundária e interpartícula, aumentada por dissolução, pode-se imaginar que o processo ocorreu de baixo para cima (ácidos orgânicos pré-petróleo?), o que favorece o corrente padrão permoporoso.

Já no segundo par de poços dessa seção a porosidade possui comportamento inverso, sendo que as melhores porosidades estão na parte superior do reservatório e não na base. Esse fato endossaria a teoria de dissolução por águas meteóricas percoladas por falhamentos pós rifteamento.

Nas seções transversais podemos notar que na maioria dos poços as melhores porosidades se encontram na base da coquina, que em alguns poços a porosidade é homogênea e no poço 7LI_0007_RJS não é possível retirar informações precisas, devido a grande quantidade de siliciclastos dentro do intervalo da coquina inferior.

Figura 33 - Seção Estratigráfica A-A', DATUM: Topo cozinha principal, escala vertical: 1:1000 e sem escala horizontal entre poços

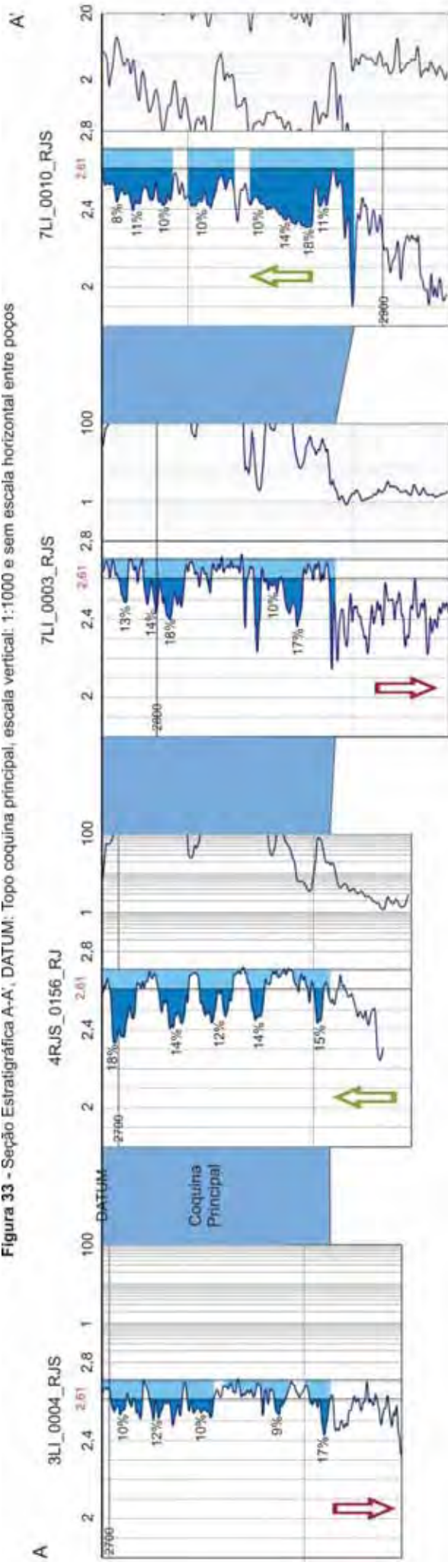


Figura 34 - Seção Estratigráfica B-B', DATUM: Topo cozinha principal, escala vertical: 1:1000 e sem escala horizontal entre poços

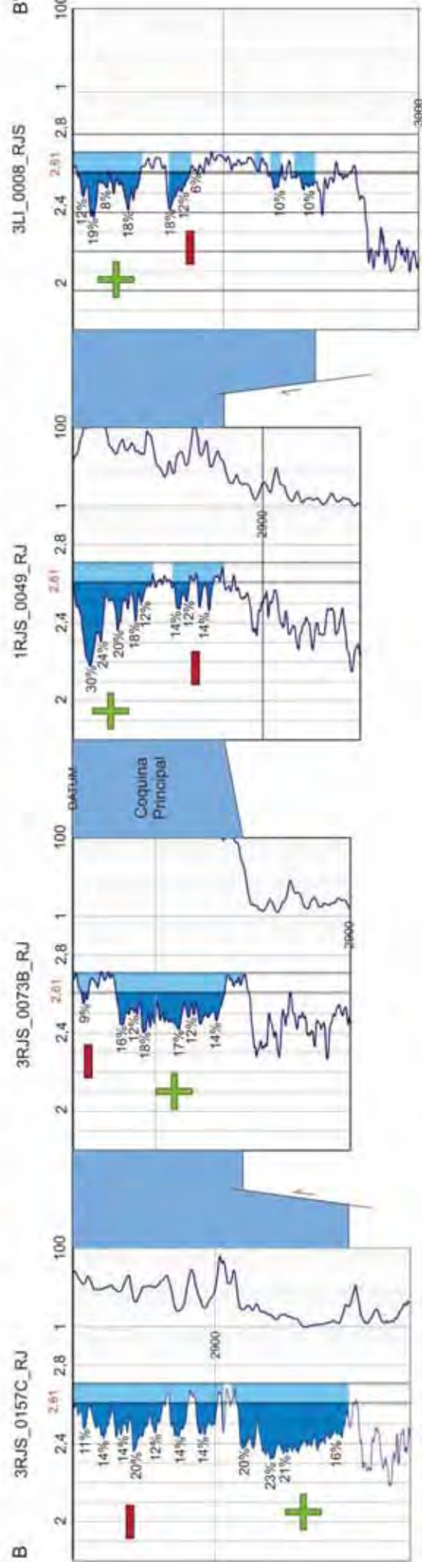


Figura 35 - Seção Estratigráfica C-C': Topo coquina principal, escala vertical: 1:1000 e sem escala horizontal entre poços

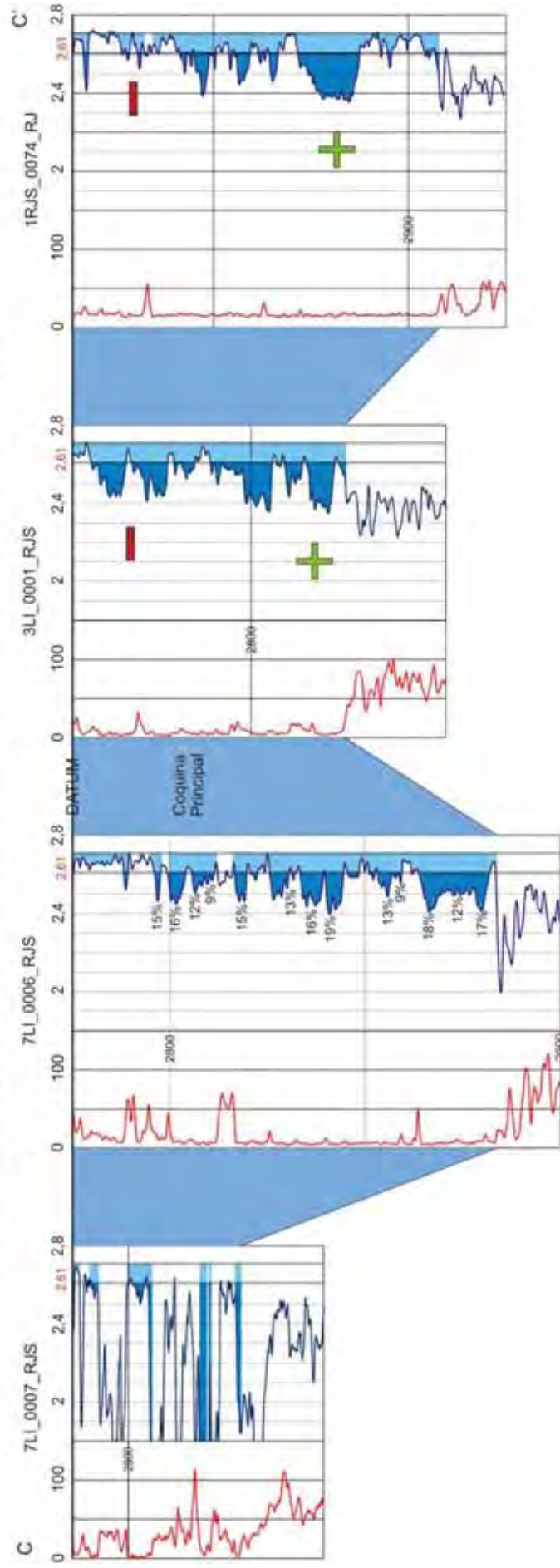
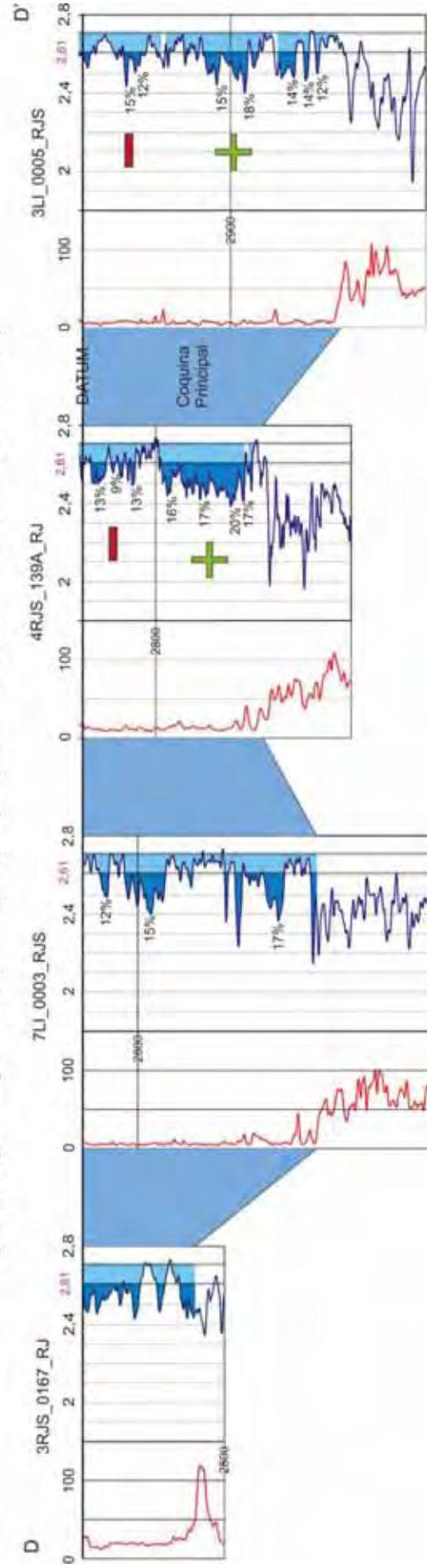


Figura 36 - Seção Estratigráfica D-D': Topo coquina principal, escala vertical: 1:1000 e sem escala horizontal entre poços



4. CONCLUSÕES

Podemos concluir que a análise telescópica, método zoom, foi testada com grande sucesso no caso do reservatório coquina-lacustre Lagoa Feia. Sendo iniciada com a análise tectono-estratigráfica de toda a Bacia e concluindo no sistema poroso, coquina inferior (principal) da Formação Coqueiros. A investigação foi facilitada pelo fato de se tratar de bacia rifte lacustre, evoluindo para transição evaporítica e posteriormente para bacia de margem passiva, ou seja, sem nenhuma modificação estrutural posterior, de modo que o mapa estrutural do reservatório tem sua morfologia sigmoidal preservada.

Após a análise das porosidades, em escala 1:1000, nota-se que a sua distribuição é irregular, sendo que a maioria dos poços possui melhores porosidades na base da coquina sugerindo uma “diagênese ácida”, ou seja, ácidos orgânicos gerados pré-petróleo poderiam ter causado uma extensa dissolução do arcabouço de conchas bivalves, onde o óleo veio a se acumular. Porém em outros poços, as melhores porosidades se encontram na porção superior da coquina-reservatório, o que justificaria a dissolução por águas meteóricas percoladas através de falhas. Como nesse estudo foram utilizados apenas 15 poços, estudos mais aprofundados e com maior quantidade de dados, seriam indicados para a resolução dessa questão.

A compreensão da interface de argilas e folhelhos lacustres inseridos nas coquinas, no sentido de cimentação dos reservatórios; a identificação e mapeamento de ciclos de porosidade em duas escalas; a resposta das rochas ao perfil de resistividade; e a identificação de duas sub-zonas de reservatório coquina (antigas zonas VI A e VI B), são progressos alcançados que podem ser de grande auxílio no entendimento de reservatórios carbonáticos.

A identificação e o mapeamento de plataformas rasas no topo de rampas sigmoidais, a própria delineação dos *trends* permoporosos ao longo das rampas, bem como o *offset* das mesmas no sentido noroeste, fornece elementos de grande valor para projetos de recuperação suplementar de óleo.

8. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- BAUMGARTEN, C. S. 1985. Evolução estrutural de Pampo, Badejo e Linguado durante a deposição da Formação Lagoa Feia. Boletim Técnico da Petrobrás, Rio de Janeiro, v. 28, n. 2, p. 91 – 101.
- BAUMGARTEN, C. S., DUTRA, A. J.C., SCUTA, M. S., FIGUEIREDO, M. V. L., SIQUEIRA, M. F. P. B. 1988. 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.
- BERTANI, R. T. & CARROZI, A. V. 1984. Microfácies, depositional models and diagenesis of Lagoa Feia (Lower Cretaceous), Campos Basin, offshore Brazil. Petrobras/CENPES. Ciência-Técnica-Petróleo, v. 14, 104 p.
- CASTRO, J. C. 2006. 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.
- CORRÊA, J. R. B., RAMOS, E. M. 1976. Noções preliminares de perfilagem e avaliação de poços. RENOR-DIREX-SERSUB/SEAV. Brasil.
- DIAS, J. L., OLIVEIRA, J. Q., VIEIRA, J. C. 1988. Sedimentological and stratigraphic analysis of the Lagoa Feia Formation, rift phase of Campos Basin, Offshore Brazil. Revista Brasileira de Geociências, São Paulo, v. 18, n. 3, p. 252-260.
- DIAS, J. L., SCARTON, J. C., ESTEVES, F. R., CARMINATTI, M., GUARDADO, L. R. 1990. Aspectos da evolução tectono-sedimentar e a ocorrência de hidrocarbonetos na Bacia de Campos. In: RAJA GABAGLIA, L. R., MILANI, E. J. (Eds) Origem e Evolução das Bacias Sedimentares Brasileiras. Petrobrás. Rio de Janeiro, p. 330-360.
- GUARDADO, L. R., GAMBOA, L. A. P. LUCHESI, C. F. 1989. Petroleum geology of the Campos Basin, a model for a producing Atlantic-type basin.
- GUARDADO, L. R., MELLO, M. R., SPANDINI, A. R., BRANDAO, J. S. L. 2000. Petroleum System of the Campos Basin, Brazil: AAPG Memoir 73.
- KEAREY, P., BROOKS, M., HILL, I. 2002. Geofísica de exploração. Tradução: COELHO, M. C. M. São Paulo. Oficina de Textos. 2009.
- HORSCHUTZ, P. M. C., FREITAS, L. C., STANK, C. V., BARROSO, A. S., CRUZ, W. M. 1992. The Linguado, Carapeba, Vermelho, and Marimba giant oil fields, Campos Basin, Offshore Brazil, In M. T. Halbouty (Edited). Giant Oil and Gas Fields of the Decade, AAPG Memoir 54, Chapter 9, p. 137-153.
- HORSCHUTZ, P. & SCUTA, M. S. 1992. Fácies-perfis e mapeamento de qualidade do reservatório de coquinas da Formação Lagoa Feia do Campo de Pampo. Boletim de Geociências da Petrobrás, v.6, n. ½, p. 45 – 58.
- MILANI, E.J., BRANDÃO, J.A.S.L., ZALÁN, P.V., GAMBOA, L.A.P. 2000. Petróleo na margem continental brasileira: geologia, exploração, resultados e perspectivas. Revista Brasileira de Geofísica, v.18(3), p. 351- 396.
- MOHRIAK, W. U., MELLO, M. R., DEWEY, J. F., MAXWELL, J. R. 1990. Petroleum geology of the Campos Basins, offshore Brazil, from Brooks, J. (Ed.) Classic Petroleum Provinces, Geological Society Special Publication, nº50, Londres, p. 119-141.

PORFÍRIO, L. L. P. 2009. Estudo do reservatório de coquinas do Grupo Lagoa Feia (Eocretáceo) na acumulação de Linguado, sudoeste da Bacia de Campos. Trabalho de Conclusão de Curso. UNESP. IGCE – Rio Claro. p. 37.

RANGEL, H. D., MARTINS, F. A. L., ESTEVES, F. R., FEIJÓ, F. J. janeiro/março 1994. Bacia de Campos, Boletim de Geociências da Petrobrás, Rio de Janeiro. v. 8, p. 203-217.

SCHLUMBERGER WELL SERVICES, 1979. Schlumberger Log Interpretation Charts, Houston, Texas, EUA.

Boletim da Produção de Petróleo e Gás Natural - Julho/2011. SDP – Superintendência de Desenvolvimento e Produção. ANP – Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. 24p.

WINTER, R. W., JAHNERT, R. J., FRANÇA, A. B. maio/novembro 2007. Bacia de Campos. In: MILANI, E. J. (Editor coordenador) Boletim de Geociências da Petrobrás – v. 15, n. 2 – maio/novembro 2007, Rio de Janeiro, p. 511-529.

Sites:

BDEP – Banco de Dados de Exploração e Produção/ ANP – Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis: <http://www.bdep.gov.br/?lng=br>

Hydrolog – Serviços de Perfilagens/ Perfilagens Geofísicas de Poços:
<http://www.geraldogirao.com/>

Petrobrás: <http://www.petrobras.com.br/pt/>