

UNIVERSIDADE ESTADUAL PAULISTA
“Júlio de Mesquita Filho”
Instituto de Geociências e Ciências Exatas
Câmpus de Rio Claro

MILENA CRISTINA ROSA

**ANÁLISE GEOLÓGICO-GEOFÍSICA DE RESERVATÓRIOS
CARBONÁTICOS NEOBARREMIANO-EOAPTIANOS DA
SEQUÊNCIA DAS COQUINAS, FORMAÇÃO COQUEIROS,
GRUPO LAGOA FEIA, SUDOESTE DA BACIA DE CAMPOS.**

Orientador: Prof. Dr. Dimas Dias-Brito

Coorientadora: Dr^a. M^a Gabriela Castillo Vincentelli

Rio Claro - SP

2016

UNIVERSIDADE ESTADUAL PAULISTA
“Júlio de Mesquita Filho”
Instituto de Geociências e Ciências Exatas
Câmpus de Rio Claro

MILENA CRISTINA ROSA

ANÁLISE GEOLÓGICO-GEOFÍSICA DE RESERVATÓRIOS
CARBONÁTICOS NEOBARREMIANO-EOAPTIANOS DA
SEQUÊNCIA DAS COQUINAS, FORMAÇÃO COQUEIROS,
GRUPO LAGOA FEIA, SUDOESTE DA BÁCIA DE CAMPOS.

Dissertação de Mestrado apresentada ao Instituto de Geociências e Ciências Exatas do Câmpus de Rio Claro, da Universidade Estadual Paulista “Júlio de Mesquita Filho”, como parte dos requisitos para obtenção do título de Mestre em Geociências e Meio Ambiente.

Orientador: Prof. Dr. Dimas Dias-Brito

Coorientadora: Dr^a. M^a Gabriela Castillo Vincentelli

Rio Claro - SP

2016

MILENA CRISTINA ROSA

ANÁLISE GEOLÓGICO-GEOFÍSICA DE RESERVATÓRIOS
CARBONÁTICOS NEOBARREMIANO-EOAPTIANOS DA
SEQUÊNCIA DAS COQUINAS, FORMAÇÃO COQUEIROS,
GRUPO LAGOA FEIA, SUDOESTE DA BÁCIA DE CAMPOS.

Dissertação de Mestrado apresentada ao Instituto de Geociências e Ciências Exatas do Câmpus de Rio Claro, da Universidade Estadual Paulista “Júlio de Mesquita Filho”, como parte dos requisitos para obtenção do título de Mestre em Geociências e Meio Ambiente.

Comissão Examinadora

Dr^a. M^a Gabriela Castillo Vincentelli UNESPetro/UNESP/Rio Claro (SP)

Prof. Dr. Norberto Morales IGCE/UNESP/Rio Claro (SP)

Dr. Moisés Calazans Muniz Petrobras/Rio de Janeiro (RJ)

Rio Claro, SP 20 de Setembro de 2016

550

Rosa, Milena Cristina

R788a

Análise geológico-geofísica de reservatórios carbonáticos neobarremiano-eoaptianos da Sequência das Coquinas, Formação Coqueiros, Grupo Lagoa Feia, sudoeste da Bacia de Campos / Milena Cristina Rosa. - Rio Claro, 2016

186 f. : il., figs., tabs., quadros

Dissertação (mestrado) - Universidade Estadual Paulista, Instituto de Geociências e Ciências Exatas

Orientador: Dimas Dias-Brito

Coorientadora: Maria Gabriela Castillo Vincentelli

1. Geologia. 2. Análise de bacia e geologia do petróleo. 3. Coquinas. 4. Sequência deposicional. 5. Níveis-reservatório. 6. Petrofísica. 7. Atributos sísmicos. I. Título.

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

À minha família,

AGRADECIMENTOS

Primeiramente a Deus, pela saúde e sabedoria que possibilitaram a conclusão de mais esse projeto de vida.

Ao orientador Prof. Dr. Dimas Dias Brito, por ser um facilitador junto a UNESP e UNESPetro, pela ajuda e conhecimento compartilhado.

A co-orientadora e amiga Dr^a. Maria Gabriela Castillo Vincentelli, pela ajuda, por todo conhecimento compartilhado, paciência, e por aceitar esse desafio junto comigo, por ser um exemplo de profissional e por estar sempre disponível, obrigada!

Ao Eng. Geofísico e amigo Dr. Sérgio Cáceres Contreras, por toda a ajuda, por ser muito paciente e sempre estar disposto a compartilhar um pouco de todo o seu imenso conhecimento, obrigada!

Aos meus pais, Mauro e Maria Isabel por todo amor, apoio, força e por sempre acreditarem nos meus sonhos e projetos.

Aos meus irmãos, Ju, Márcia e Murilo e meus sobrinhos Rafaela e Bruno por todo amor, companheirismo e por ajudarem a tornar essa etapa mais fácil e divertida.

Aos colegas de LISG-UNESPetro, em especial Luana e Ricardo, e todos os demais, pela amizade, por me acompanharem em todos os momentos, pelas discussões, sugestões e todo o conhecimento compartilhado.

As demais colegas de mestrado, pelos cafezinhos, jantares e encontros, parte fundamental desse processo, e pelas muitas conversas e momentos que ainda estão por vir.

Ao Programa de Pós-Graduação em Geociências e Meio Ambiente e ao Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico – *CNPq* pela facilitação e financiamento desta pesquisa.

Ao UNESPetro, Centro de Geociências aplicadas ao Petróleo, e ao seu laboratório, LISG, Laboratório de interpretação de dados sísmicos e geológico, onde o trabalho foi desenvolvido, pelo suporte e apoio essencial para a execução deste trabalho.

As empresas Landmark-Halliburton e Schlumberger por cederem as licenças dos *softwares*, *DecisionSpaceGeoscience** e *Techlog**, respectivamente, em especial a Julio Kosaka de Oliveira pela disponibilidade e entusiasmo ao atender nossos chamados.

A todos os funcionários UNESPetro, em especial Márcia pela atenção e cuidado com todos e Fabiana pelo apoio e igual dedicação, meu muito obrigada a todos.

A todos os demais que contribuíram para a conclusão desse trabalho, meu muito obrigado!

“Nas grandes batalhas da vida, o primeiro passo para a vitória é o desejo de vencer.”

Mahatma Gandhi

RESUMO

Na Bacia de Campos, os reservatórios carbonáticos da Formação Coqueiros do Grupo Lagoa Feia, de idade eobarremiana-neoaptiana, representaram grandes e importantes descobertas de campos produtores de hidrocarbonetos na década de 70. O avanço dos conceitos geodinâmicos e geotectônicos sobre as novas e potenciais acumulações na seção rifte das Bacias Marginais Brasileiras, a partir de 2007, retomaram os reservatórios formados por rochas carbonáticas como atrativos alvos de estudos, devidos principalmente a grande importância econômica atribuída a esses reservatórios. O principal objetivo deste trabalho foi compreender a distribuição das propriedades físicas dos reservatórios carbonáticos formados por depósitos do tipo coquinas (*rudstones* e *grainstones* de moluscos bivalves) e definir os principais fatores petrofísicos que caracterizam os níveis-reservatório (e.g. densidade, índice de radioatividade, composição mineralógica e de rocha, etc.) e os fatores que controlariam a qualidade do mesmo (e.g. porosidade, saturação de água e permeabilidade) com o intuito de compreender a distribuição geométrica do seu sistema permo-poroso. O presente estudo fez uso de métodos geológicos/geofísicos, como interpretação estratigráfica de perfis de poços, cálculos petrofísicos, interpretação de dados sísmicos 3D e interpretação e correlação de atributos sísmicos. Dentre os resultados obtidos, a análise estratigráfica permitiu definir os limites de seqüências, em ciclos de 3º ordem, das quatro seqüências deposicionais (Seqüência Clástica Basal; Seqüência Talco-Estevensíta; Seqüência das Coquinas e Seqüência Clástica-Evaporítica) que compõem o Grupo Lagoa Feia. A Seqüência das Coquinas, que é o foco deste estudo, apresenta uma divisão, interna aos seus depósitos de coquinas, em seis níveis-reservatórios (um na Coquina Superior e cinco na Coquina Inferior) onde os limites estratigráficos estão associados a ciclos de 4º ordem. A análise petrofísica indicou que o principal nível produtor na área está na Coquina Inferior 4 (CI-4), e é o que apresenta as melhores respostas de espessura (35 à 100 m) e altas qualidades potenciais de reservatório para o Campo de Linguado (valores médios de $I_{gr} = 0,1$; $PHIE = 11\%$, $Sw \leq 18\%$), enquanto que no Campo de Pampo, os níveis CI-4 (valores médios de $I_{gr} = 0,15$; $PHIE = 7,5\%$, $Sw \leq 30\%$) e CI-2 (valores médios de $I_{gr} = 0,13$; $PHIE = 7\%$, $Sw \leq 26\%$) apresentam potencial para reservatório. Finalmente, a análise dos mapas, construídos com a integração da informação de poço e os atributos sísmicos, mostra uma distribuição da propriedade PHIE, para o nível-reservatório CI-4, com alta influência da estruturação tectônica, indicando os mais altos valores seguindo as principais estruturas com direção NW-SE. O controle deposicional é um importante condicionante da qualidade permo-porosa, nesse principal nível-reservatório, isso porque a tectônica ativa e intermitente proporcionou a abertura de espaços de acomodação e a formação de barreiras que atuaram na seleção das fácies de alta energia, no acúmulo, no retrabalhamento e na conseqüente formação e preservação das melhores condições para a formação desses reservatórios. No entanto, para o nível-reservatório Coquina Superior (CS) a distribuição da propriedade PHIE mostra que a tectônica-estrutural não influencia no seu sistema permo-poroso e conseqüente qualidade desse nível-reservatório, assim como na distribuição de suas espessuras. Tal análise nos leva a conclusão de que os fatores deposicionais como as oscilações climáticas foram os responsáveis na seleção e no retrabalhamento para a formação dos bancos de coquinas, assim como, os processos diagenéticos foram os que, possivelmente, mais influenciaram na distribuição permo-porosa dos níveis-reservatório superiores.

Palavras-chave: *Coquinas, Seqüências Deposicionais, Níveis-reservatório, Petrofísica, Atributos Sísmicos.*

ABSTRACT

In the Campos Basin, the eobarremian-neoaptian carbonate reservoirs from Coqueiros Formation, Lagoa Feia Group, represented large and important discoveries of hydrocarbon fields in the 70's. The advances in geodynamic and geotectonic concepts about new and potential accumulations on rift section of Marginal Brazilian Basins, from 2007, brought again the carbonate reservoirs rocks as attractive studies targets, mainly due to great economic importance attached to these reservoirs. The main objective was to understand the distribution of physical properties on carbonate reservoirs composed by coquinas deposits (rudstones and grainstones of bivalve molluscs), define the main petrophysical factors that characterize those reservoir levels (eg density, radioactivity content, mineralogical and rock composition, etc.) and factors that could control the quality (eg, porosity, water saturation and permeability) in order to understand the geometric distribution of its permo-porous system. This study employed geological/geophysical methods such as well logs stratigraphic interpretation, petrophysical calculations, 3D seismic interpretation and seismic attributes interpretation and correlation. Among the results, the stratigraphic analysis has identified limits, in 3rd order cycles, to four depositional sequences (Basal Clastic Sequence, Talc-Stevensitic Sequence; Coquinas Sequence and Clastic-Evaporitic Sequence) that belong to Lagoa Feia Group. The Coquinas Sequence, focus of this work, shows a split, internally to its coquinas deposits in six reservoir levels (one in Upper Coquina and five in the Lower Coquina) where the stratigraphic limits are associated with 4th order cycles. The petrophysical analysis indicated that the main producer level are at Lower Coquina 4 (CI-4), with the best thickness responses (35 to 100 m) and high potential reservoir qualities for Linguado Field (average values of Igr = 0,10; PHIE = 11%, Sw ≤ 18%), while in Pampe field, CI-4 level (average values of Igr = 0,15; PHIE = 7.5%, Sw ≤ 30%) and CI-2 level (average values of Igr = 0,13; PHIE = 7%, Sw ≤ 26%) have both reservoir potential. Finally, the map analysis, built with integration of well information and seismic attributes, shows a distribution of PHIE for CI-4 with high tectonic-structural influence, indicating higher values following the main structures with NW-SE direction. The depositional control is an important determinant of permo-porous system quality at CI-4 level, the main reservoir level, it is because the active and intermittent tectonic afforded the opening of depositional spaces and the formation of barriers to act on selection of high-energy facies, accumulation, reworking and consequent generation and preservation of the best conditions for reservoirs best quality. However, the Upper Coquina level reservoir distribution of PHIE shows that tectonic-structural does not influence its permo-porous system and reservoir quality, as well as the distribution of its thickness. This analysis leads us to the conclusion that the depositional factors, such as climatic variations were responsible to the selection and reworking of coquinas banks, as well as diagenetic processes were possibly most influenced the permo-porous system distribution on higher reservoir levels.

Key-words: *Coquinas, Depositional Sequences, Reservoir Levels, Petrophysical, Seismic Attribute.*

LISTA DE TABELAS

Tabela 1. Relação dos poços analisados com o código, nome oficial, campo de produção ao qual pertencem, e as curvas: GR: Perfil de Raio Gama; ILD: Perfil de Indução; RHOB: Perfil de densidade; DT: Perfil Sônico; NPHI: Perfil de porosidade neutrônica.	28
Tabela 2. Parâmetros coletados durante a perfuração, encontrados em descrições de pasta de poço.	38
Tabela 3. Densidade, densidade do elétron e densidade medida pela ferramenta para alguns componentes-chave, baseado em Schlumberger (1989a) e Rider (2002).	40
Tabela 4. Parâmetros utilizados para os cálculos petrofísicos.	49
Tabela 5. Métodos utilizados para extração dos atributos sísmicos (horizonte e intervalo, e volumétrico) e os atributos sísmicos mais representativos gerados pela plataforma do <i>software</i> DSG*.	54
Tabela 6. Tabela com a descrição das propriedades geométricas e físicas que podem ser identificadas com o uso de atributos sísmicos (Baseada em Chopra & Marfurt, 2005).	55
Tabela 7. Valores de Igr nos níveis-reservatórios CI-4, CI-2 e CS, nos campos de Linguado e Pampo, com valores máximo e mínimo verificados nos poços.	84
Tabela 8. Valores de PHIT e PHIE nos níveis-reservatórios CI-4, CI-2 e CS nos campos de Linguado e Pampo máximo e mínimo verificados nos poços.	89
Tabela 9. Valores de Sw_{Archie} e $Sw_{DualWater}$ nos níveis-reservatórios CI-4, CI-2 e CS nos campos de Linguado e Pampo. Máximo e mínimo verificados nos poços.	101
Tabela 10. Estimativa das composições mineralógicas, de rocha e dos fluidos obtidos para o poço CQ-28.	104
Tabela 11. Estimativa das composições mineralógicas, de rocha e dos fluidos obtidos para o poço CQ-19.	105
Tabela 12. Estimativa das composições mineralógicas, de rocha e dos fluidos obtidos para o poço CQ-26.	107

LISTA DE QUADROS

Quadro 1. Evolução do zoneamento dos reservatórios na seção das coquinas do Grupo Lagoa Feia. Fonte: adaptado de Baumgartem et al. (1988).	69
---	----

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1. Mapa com a localização, mostrando os principais reservatórios da Bacia de Campos e, com destaque a área de estudo, com os reservatórios formados por coquinas (seta). LI: Linguado; PM: Pampo; TR: Trilha; BI: Bicudo. Fonte: Bruhn (2003)	6
Figura 2. Produção total de hidrocarbonetos das principais bacias sedimentares brasileiras. Fonte: ANP (2015)..	7
Figura 3. Curva de produção de óleo no Brasil de 2008 a 2015. Fonte: ANP (2015).	8
Figura 4. Seção Geológica regional das bacias da margem leste brasileira (BRUHN, 1998). Destaque aos reservatórios formados por coquinas que pertencem a Megassequência R. Fonte: Bruhn, 2003.	8
Figura 5. Seção Geológica esquemática regional da Bacia de Campos mostrando as supersequências das fases, rifte, transicional (pós-rifte) e drifte e as formações sedimentares associadas. Fonte: Rangel et al. (1998)..	10
Figura 6. Carta Cronoestratigráfica e Coluna Estratigráfica da Bacia de Campos. Fonte: Winter et al. (2007). ...	11
Figura 7. Carta estratigráfica para os depósitos sedimentares da fase rifte, mostrando a localização, no tempo geológico, das coquinas da Formação Coqueiros. Fonte: Winter et al. (2007).	13
Figura 8. Perfil do poço descobridor 1-RJS-49-RJ mostrando a sequência das coquinas no sudoeste da Bacia de Campos, onde ocorrem os principais e mais antigos reservatórios carbonáticos de hidrocarbonetos da fase rifte.	14
Figura 9. Carta estratigráfica para os depósitos sedimentares da Supersequência Transicional da fase pós-rifte, mostrando a localização, no tempo geológico, dos carbonatos microbiais da Formação Macabu, que se encontram na porção distal da bacia. Fonte: Winter et al. (2007).	15
Figura 10. Carta estratigráfica para os depósitos sedimentares albianos de plataforma carbonática da Supersequência Marinha da fase drifte, Bacia de Campos. Fonte: Winter et al. (2007).	16
Figura 11. Perfil típico para o Grupo Lagoa Feia mostrando as quatro sequências deposicionais (Fonte: Dias et al. (1988))	19

Figura 12. Perfis do Grupo Lagoa Feia nos Campos de Pampo, Badejo e Linguado, mostrando os marcos estratigráficos de Baumgartem (1985) e as sequências deposicionais de Dias et al. (1988). Adaptada de: Baumgartem (1985).	20
Figura 13. Modelo deposicional para a sequência lacustre eoaptiana, proposta para o Grupo Lagoa Feia – Bacia de Campos. Fonte: Guardado et al. (1989).	23
Figura 14. Bloco diagrama mostrando a configuração estrutural, associação de fácies e ambiente deposicional para o Domínio I. Fonte: Muniz (2013).	24
Figura 15. Perfil litológico do Grupo Lagoa Feia mostrando uma das respostas típicas dos perfis de raio gama, resistividade e densidade. Do lado direito estão descritos os paleoambientes interpretados por meio da análise da litologia e das respostas dos perfis (Fonte: Abrahão & Warme, 1990).	25
Figura 16. Fluxograma com as principais etapas do trabalho e execução.	26
Figura 17. Mapa mostrando os limites da sísmica 3D, com a locação dos poços, área foco do estudo, bem como os campos de produção da porção sudoeste da Bacia de Campos.	27
Figura 18. Perfil típico para o Grupo Lagoa Feia (1-RJS-78): (A) conglomerado maciço composto por clastos de basalto; (B) arenito com a sequência de Bouma Ta, b e o folhelho no topo; (C) intercalação entre camadas de ostracodes (escuros) e peloides (claros) em siltito (peloides de talco-estevensita são os grãos escuros em meio ao siltito); (D) finas camadas de um <i>mudstone</i> marrom e coquina; (E) conglomerado com matriz argilosa gradando para arenito. Fonte: Guardado et al. (1989).	29
Figura 19. Seção geológica esquemática <i>strike</i> da porção sudoeste da Bacia de Campos, entre os campos de Linguado, Enchova e Badejo mostrando o reconhecimento das rochas em perfil e a sua correlação. Localização de I, II e III ilustrada pela Figura 18. Fonte: Guardado et al. (1989).	30
Figura 20. Afloramento da Pedreira Atol mostrando a geometria deposicional externa, o empilhamento estratigráfico e a assinatura em perfil das associações de fácies que caracterizam as coquinas da Formação Morro do Chaves, Bacia de Sergipe-Alagoas. Fonte: Kinoshita (2010).	31
Figura 21. Exemplo de perfil para o Grupo Lagoa Feia. Fonte: Muniz (2013) previamente modificado de Carvalho et al. (2000)	32
Figura 22. Perfis-guia para a análise dos padrões geométricos dos perfis de raio gama (GR), resistividade indutiva (ILD), densidade (RHOB) e porosidade neutrônica (NPHI) e sua correspondência em rocha.	33
Figura 23. Modelo de sequência transgressiva-regressiva (T-R) aplicado para a análise dos carbonatos depositados durante a fase rifte (Fonte: Muniz, 2013).	36
Figura 24. Mapa com os poços mostrando as direções <i>dip</i> e <i>strike</i> onde foram construídas as correlações ao longo da área de estudo.	37
Figura 25. Linha de base do Folhelho 100% e 0% definida a partir do registro de Raio Gama no poço 1-RJS-49-RJ (CQ-10). Essas linhas de base são utilizadas para os cálculos de Igr e podem ser consideradas constantes na área estudada.	39
Figura 26. Diagrama mostrando as porosidades e os fatores e características que devem ser considerados durante o cálculo petrofísico. Fonte: Eslinger & Pevear (1988).	41
Figura 27. CP-1d (NPHI vs RHOB) mostrando os campos para a determinação das litologias e da porosidades. Fonte: SCHLUMBERGER (1997).	43
Figura 28. <i>Cross-plot</i> M-N Schlumberger mostrando os campos dos minerais e folhelho. Fonte: Burke et al. (1969) apud Rider (2002).	44
Figura 29. Exemplo de um <i>cross-plot</i> denominado <i>Schlumberger LITH-7 M-N plot</i> encontrado na plataforma do <i>software</i> Techlog*.	44
Figura 30. (1) Zonas de invasão descritas para o furo do poço; (2) Representação esquemática das misturas dos fluidos; (3) perfil de resistividade (modificado de Rider, 2002).	45
Figura 31. <i>Pickett Plot</i> para o ajuste de R_w nos níveis-reservatório do poço 3-RJS-157C-RJ (CQ-26).	47
Figura 32. Trecho do perfil composto do poço CQ-19 mostrando o valor de resistividade do folhelho R_{sh} , utilizado para o cálculo de saturação de água pelo método de Dual Water. Fonte: Pasta do poço CQ-19. ..	48
Figura 33. Representação diagramática da construção do traço sísmico sintético a partir do perfil sônico. Fonte: Thomas (1977).	51
Figura 34. Janela de geração de um sismograma no <i>software</i> DSG* mostrando o poço 1-RJS-157C-RJ (CQ-26). ..	51

Figura 35. Fórmula e exemplo de um cálculo para extração do atributo amplitude RMS e um mapa de atributo sísmico de amplitude RMS extraído dentro do intervalo que compreende a Coquina Inferior.	53
Figura 36. Gráficos do tipo <i>cross-plot</i> que apresentam correlação linear positiva, negativa e não correlação.	56
Figura 37. Projeção em 3D do modelo de velocidade aplicado para a conversão dos horizontes em profundidade. Em cada um dos intervalos estão expressas as velocidades médias obtidas para a conversão.	57
Figura 38. Perfis típicos para o Grupo Lagoa Feia com as sequências deposicionais. Todas as sequências são limitadas por marcos estratigráficos ou discordâncias. O topo da sequência de coquinas é marcado pela discordância regional Pré-neo-Alagoas (Marco LF-80). <i>Datum</i> : LF-85 (base da seção evaporítica). Reconhecimento das sequências deposicionais de Dias et al. (1988), a partir da identificação dos marcos de Baumgarten (1985), nos poços analisados neste trabalho.	59
Figura 39. Análise do padrão de empilhamento e ciclicidade de 3° e 4° ordem na Sequência das Coquinas para o poço CQ-10, reconhecida por meio do perfil de Raio Gama.	61
Figura 40. Perfil dos poços 3-RJS-167-RJ (CQ-19) e 1-RJS-49-RJ (CQ-10) com a indicação litológica, as interpretações dos marcos estratigráficos, paleoambientes deposicionais, ciclos de 3° e 4° ordens e os níveis-reservatórios.	67
Figura 41. Perfil dos poços 157C-RJ (CQ-26) e 4-RJS-55-RJ (CQ-4) com a indicação litológica, as interpretações dos marcos estratigráficos, sequências sedimentares, ciclos de 3° e 4° ordem e os níveis reservatórios.	68
Figura 42. Seção estratigráfica entre os campos de Pampo, Linguado e Badejo mostrando o zoneamento proposto por Baumgarten et al. (1983) para as coquinas do Grupo Lagoa Feia. Fonte: Baumgarten et al. (1988). ..	70
Figura 43. Seção estratigráfica (<i>dip</i>) entre os campos de Linguado e Pampo, mostrando a distribuição dos três principais níveis-reservatório propostos neste trabalho: CI-4 (a, b e c), CI-2 (a, b e c) e CS.	71
Figura 44. Carta de referência para as características estratigráficas e tectônicas do topo e bases dos horizontes mapeados. Fonte: Modificado de Muniz (2013).	73
Figura 45. Seção sísmica <i>dip</i> (em tempo), mostrando os horizontes mapeados, da base para o topo: Topo Fm. Cabiúnas; Base da Coquina Inferior; Topo Coquina Inferior; Base Coquina Superior e Base do Sal; e os poços convertidos pelo sismograma sintético para ajuste do dado de poço com o dado sísmico.	73
Figura 46. Mapa com a localização das seis seções sísmicas arbitrárias na área de estudo.	74
Figura 47. Geometria deposicional idealizada das barras de acreção lateral formadas na margem do lago. Fonte: Bizzoto (2014)	75
Figura 48. Seção Sísmica SC-LP-1-SIS.	77
Figura 49. Seção sísmica SC-LP-2-SIS.	78
Figura 50. Seção sísmica SC-LI-1-SIS.	79
Figura 51. Seção sísmica SC-LI-2-SIS.	80
Figura 52. Seção sísmica SC-PM-1-SIS.	81
Figura 53. Seção sísmica SC-PM-2-SIS.	82
Figura 54. Histogramas com a distribuição dos valores da propriedade Igr nos campos de Linguado(a) e Pampo(b).	83
Figura 55. Mapas com a distribuição da isopropriedade de Igr para o nível-reservatório CI-4 sobre o mapa estrutural do topo da Coquina Inferior (CI).	85
Figura 56. Mapas com a distribuição da isopropriedade de Igr para o nível-reservatório CI-2 sobre o mapa estrutural do topo da Coquina Inferior (CI).	85
Figura 57. Mapas com a distribuição da isopropriedade de Igr para o nível-reservatório CS sobre o mapa estrutural da base do sal.	86
Figura 58. Distribuição dos valores das propriedades PHIT(a) e PHIE(b) em toda a área de estudo.	87
Figura 59. Distribuição dos valores da propriedade PHIT nos campos de Linguado e Pampo.	87
Figura 60. Distribuição dos valores da propriedade PHIE nos campos de Linguado e Pampo.	88
Figura 61. Mapa de distribuição da isopropriedade de PHIT para o nível-reservatório CI-4 sobre o mapa estrutural do topo da Coquina Inferior.	89
Figura 62. Mapa de distribuição da isopropriedade de PHIT para o nível-reservatório CI-2 sobre o mapa estrutural do topo da Coquina Inferior.	90

Figura 63. Mapa de distribuição da isopropriedade de PHIT para o nível-reservatório CS sobre o mapa da base do sal.....	90
Figura 64. Mapa de distribuição da isopropriedade de PHIE para o nível-reservatório CI-4 sobre o mapa estrutural do topo da Coquina Inferior.....	91
Figura 65. Mapa de distribuição da isopropriedade de PHIE para o nível-reservatório CI-2 sobre o mapa estrutural do topo da Coquina Inferior.....	91
Figura 66. Mapa de distribuição da isopropriedade de PHIE para o nível-reservatório CS sobre o mapa estrutural da base do sal.....	92
Figura 67. Perfil integrado da qualidade do reservatório para a porção média ou basal da Coquina Inferior testemunhada num poço da porção norte do Campo de Linguado. (Fonte: Bizotto, 2013).....	94
Figura 67. Perfil Composto do poço CQ-28 mostrando o comportamento agradacional dos perfil de porosidade PHIE.....	95
Figura 69. Gráfico <i>Schlumberger CP-1b e cp-1d</i> (NPHI vs RHOB) para o Campo de Linguado mostrando a distribuição com todos os níveis-reservatório CI-4, CI-2 e CS.....	96
Figura 70. Gráfico (NPHI vs RHOB) para o Campo de Linguado mostrando a distribuição por nível-reservatório (CI-4, CI-2 e CS).....	97
Figura 71. Gráfico (M-N) para o Campo de Linguado mostrando a distribuição com todos os níveis-reservatório CI-4, CI-2 e CS.....	98
Figura 72. Gráfico (M-N) para o Campo de Linguado mostrando a distribuição por nível-reservatório (CI-4, CI-2 e CS).....	98
Figura 73. Distribuição dos valores das propriedades Sw_{Archie} nos campos de Linguado e Pampo.....	100
Figura 74. Histogramas com a distribuição dos valores das propriedades $Sw_{DualWater}$ nos campos de Linguado e Pampo.....	100
Figura 75. Mapa com a localização dos poços e dos valores de Sw_{archie} para o nível reservatório CI-4, plotados sobre o mapa estrutural do topo da Coquina Superior.....	102
Figura 76. Mapa com a localização dos poços e distribuição dos valores de Sw_{archie} para o nível reservatório CI-2, plotados também sobre o mapa estrutural do topo da Coquina Inferior.....	102
Figura 77. Mapa com a localização dos poços e dos valores de Sw_{archie} para o nível reservatório CS, plotados sobre o mapa estrutural do topo da Coquina Inferior.....	103
Figura 78. (A) Gráfico <i>Schlumberger LITH-7</i> (M-N) do nível-reservatório CI-2 do poço CQ-19; (B) <i>Schlumberger Cp-1b e Cp-1d</i> para o nível-reservatório CI-2 do poço CQ-19.....	106
Figura 79. Gráfico <i>Schlumberger Cp-1b e Cp-1d</i> para os níveis-reservatório CI-4 (A), CI-2 (B) e CS (C) do poço CQ-19.....	108
Figura 80. Gráficos do tipo <i>cross-plot</i> , mostrando a correlação entre o atributo sísmico de amplitude e as propriedades físicas de densidade (RHOB) e Sônico (DT).....	109
Figura 81. Mapa de atributo de amplitude para o nível reservatório CI-4.....	110
Figura 82. Gráficos do tipo <i>cross-plot</i> , mostrando a correlação entre o atributo sísmico de amplitude e a propriedade física de densidade (RHOB) para o nível CI-2.....	110
Figura 83. Mapa de atributo de amplitude para o nível reservatório CI-2.....	111
Figura 84. Gráficos do tipo <i>cross-plot</i> , mostrando a relação entre o atributo sísmico de amplitude e as propriedades físicas de densidade (RHOB) e Sônico (DT).....	112
Figura 85. Mapa de atributo de amplitude para o nível reservatório CS.....	112
Figura 86. Gráficos do tipo <i>cross-plot</i> , mostrando a relação entre o atributo sísmico de RMS para o cubo de <i>Sweetness</i> e a espessura em metros do nível-reservatório CI-4.....	113
Figura 87. Mapa de atributo RMS <i>Sweetness</i> para o nível reservatório CI-4.....	113
Figura 88. Gráficos do tipo <i>cross-plot</i> , mostrando a relação entre o atributo sísmico Impedância Acústica Relativa instantânea e a porosidade efetiva do nível-reservatório CI-4.....	114
Figura 89. Gráficos do tipo <i>cross-plot</i> , mostrando a relação entre o atributo sísmico de máxima Impedância Acústica Relativa e o índice de radioatividade do nível-reservatório CI-2.....	114
Figura 90. Mapa de atributo de Impedância Acústica Relativa Instantânea para o nível-reservatório CI-4.....	115
Figura 91. Mapa de atributo de Máxima Impedância Acústica Relativa para o nível-reservatório CI-2.....	115
Figura 92. Seções estratigráficas e estruturais elaboradas neste estudo.....	116

Figura 93. Seção Estratigráfica SC-LP-1, com a representação dos principais níveis reservatórios. (LF-Lagoa Feia: marcos estratigráficos de Baumgartem (1985); CI-4, CI-2 e CS: níveis reservatórios definidos neste trabalho).....	119
Figura 94. Seção Estratigráfica SC-LP-2, com a representação dos principais níveis reservatórios. (LF-Lagoa Feia: marcos estratigráficos de Baumgartem (1985); CI-4, CI-2 e CS: níveis reservatórios definidos neste trabalho).....	122
Figura 95. Seção SC-LI-1, com a representação dos principais níveis reservatórios. (LF-Lagoa Feia: marcos estratigráficos de Baumgartem (1985); CI-4, CI-2 e CS: níveis reservatórios definidos neste trabalho). ..	124
Figura 96. Seção SC-LI-2, com a representação dos principais níveis reservatórios. (LF-Lagoa Feia: marcos estratigráficos de Baumgartem (1985); CI-4, CI-2 e CS: níveis reservatórios definidos neste trabalho). ..	125
Figura 97. Seção Estrutural SC-PM-1 com a representação dos principais níveis reservatórios. (LF-Lagoa Feia: marcos estratigráficos de Baumgartem (1985); CI-4, CI-2 e CS: níveis reservatórios definidos neste trabalho).....	127
Figura 98. Seção Estratigráfica SC-PM-1 com a representação dos principais níveis reservatórios. (LF-Lagoa Feia: marcos estratigráficos de Baumgartem (1985); CI-4, CI-2 e CS: níveis reservatórios definidos neste trabalho).....	128
Figura 99. Mapa estrutural do topo do basalto – Fm. Cabiúnas e projeção em 3D da mesma superfície com os planos de falha (Legenda de profundidade TVD aplicada as duas superfícies).	130
Figura 100. Mapa de isópaca da Sequência Clástica-Basal e Talco-Estevensítica.....	131
Figura 101. Mapa de isópaca das sequências Clástica-Basal e Talco Estevensíta.....	132
Figura 102. Mapa de isópaca da Sequência das Coquinas.....	133
Figura 103. Mapa estrutural da base da Coquina Inferior (CI) e projeção em 3D da mesma superfície com os planos de falha (Legenda de profundidade TVD aplicada as duas superfícies).	134
Figura 104. Mapa de isópaca da Coquina Inferior (CI).	135
Figura 105. Mapa de isópaca da Coquina Inferior (CI).	136
Figura 106. Mapa estrutural do topo da Coquina Inferior (CI) e projeção em 3D da mesma superfície com os planos de falha (Legenda de profundidade TVD aplicada as duas superfícies).	137
Figura 107. Mapa de isópaca do nível CI-4 na área de estudo.	138
Figura 108. Mapa de isópaca do nível CIC-II na área de estudo.	139
Figura 109. Mapa dos sedimentos entre as coquinas.	140
Figura 110. Mapa estrutural da base da Coquina Superior (CS) e projeção em 3D da mesma superfície com os planos de falha (Legenda de profundidade TVD aplicada às duas superfícies).	141
Figura 111. Mapa de isópaca da Coquina Superior (CS).	141
Figura 112. Mapa de isópaca da Coquina Superior (CS).	142
Figura 113. Mapa de isópaca da Sequência Clástica-Evaporítica.	143
Figura 114. Mapa estrutural da base da Coquina Superior (CS) e projeção em 3D da mesma superfície com os planos de falha (Legenda de profundidade TVD aplicada às duas superfícies).	144
Figura 115. Diagrama esquemático de seções mostrando os principais estágios da evolução tectono-estratigráfica da fase rifte no sudoeste da Bacia de Campos.	146
Figura 116. Gráfico do tipo <i>cross-plot</i> mostrando a correlação entre o atributo sísmico de RMS e a propriedade petrofísica PHIE para o nível CI-4.	147
Figura 117. Mapa de atributo de amplitude RMS para o nível reservatório CI-4.	148
Figura 118. Gráfico do tipo <i>cross-plot</i> mostrando a correlação entre o atributo sísmico de Média da Amplitude e a propriedade petrofísica PHIE para o nível CI-4.	148
Figura 119. Mapa de PHIE e projeção em 3D sobre o topo estrutural da Coquina Inferior (CI) da PHIE para o nível reservatório CI-4, construído a partir do atributo sísmico de Média da Amplitude.	149
Figura 120. Gráfico do tipo <i>cross-plot</i> mostrando a correlação entre o atributo sísmico de RMS <i>sweetness</i> e a espessura em metros do nível CI-4.	151
Figura 121. Mapa de atributo de RMS <i>Sweetness</i> para o nível reservatório CI-4	151
Figura 122. (A) Mapa estrutural do topo da zona reservatório VI-A definido por Baumgartem et al. (1988); (B) Mapa estrutural do topo do reservatório barremiano definido a partir do Campo de Linguado por Horschutz et al. (1990).	152

Figura 123. Gráfico do tipo <i>cross-plot</i> mostrando a correlação entre o atributo sísmico de Amplitude e a e a propriedade petrofísica de PHIE nível CS.	153
Figura 124. Mapa de atributo de Amplitude para o nível reservatório CS.	154
Figura 125. Gráfico do tipo <i>cross-plot</i> mostrando a correlação entre o atributo sísmico de Amplitude e a e a propriedade petrofísica de Igr para o nível CS.	154
Figura 126. Gráfico do tipo <i>cross-plot</i> mostrando a correlação entre o atributo sísmico de Amplitude e a e a propriedade petrofísica de Igr para o nível CS.	155
Figura 127. Mapa de PHIE e projeção em 3D sobre o topo estrutural da Base do Sal (LF-85) da PHIE para o nível reservatório CS construído a partir do atributo sísmico de Média da Amplitude.	156

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	1
1.1 Aspectos Gerais.....	1
1.2 Objetivo.....	5
1.3 Área de Estudo	5
2. CONTEXTO GEOLÓGICO REGIONAL DA BACIA DE CAMPOS.....	7
2.1 Sistema Petrolífero	7
2.2 Tectono-Estratigrafia.....	9
2.2.1 <i>Supersequência Continental da fase rifte – 140 a 120 M.a.</i>	12
2.2.2 <i>Supersequência Transicional da fase Pós-rifte – 120 à 110 M.a.</i>	14
2.2.3 <i>Supersequência Marinha da fase drifte: Carbonática - 110 a 100M.a. e Transgressiva/Regressiva – 100M.a. até o recente</i>	16
3. GRUPO LAGOA FEIA: FOCO NA PORÇÃO SUDOESTE DA BACIA DE CAMPOS.....	19
3.1 Ambiente Depositional da Sequência das Coquinas.	22
4. MATERIAIS E MÉTODOS	26
4.1 Banco de Dados	26
4.2 Análise Estratigráfica.....	28
4.2.1 <i>Correlação rocha-perfil e determinação dos níveis-reservatório</i>	28
4.2.2 <i>Aplicação da Estratigrafia de Sequência para definição dos ciclos</i>	34
4.2.3 <i>Confecção de seções estratigráficas e estruturais</i>	37
4.3 Análise petrofísica.....	38
4.3.1 <i>Índice de Radioatividade (Igr)</i>	39
4.3.2 <i>Porosidade Total (PHIT) e Efetiva (PHIE)</i>	40
4.3.3. <i>Gráficos de análise da composição mineralógica e de rocha: Indicadores de Litologia (M-N) e Cp-1c-Cp-1d</i>	42
4.3.4 <i>Saturação de Água (Sw)</i>	45
4.3.5 <i>Caracterização petrofísica com modelos de Quanti-ELAN</i>	49
4.4 Interpretação dos dados sísmicos	50
4.4.1 <i>Correlação Perfil-Sísmica</i>	50
4.4.2 <i>Interpretação Sísmica</i>	52
4.4.3 <i>Geração dos mapas de atributo sísmicos</i>	52
4.5 Confecção dos gráficos para a correlação: atributos sísmicos <i>versus</i> propriedades dos reservatórios.	56
4.6 Integração geológica 3D para a Sequência das Coquinas e conversão tempo-profundidade	57
5. RESULTADOS E DISCUSSÃO	59

5.1 Análise dos Perfis de Poço.....	59
5.2 Seções sísmicas	72
5.2.1 Análises sísmicas	74
5.3 Análise Petrofísica	83
5.3.1 Índice de radioatividade (<i>Igr</i>).....	83
5.3.2 Porosidade Total (<i>PHIT</i>) e Porosidade Efetiva (<i>PHIE</i>)	86
5.3.3 Gráficos de análise da composição mineralógica e de rocha	95
5.3.4 Saturação de água (<i>Sw</i>): Archie e Dual Water.....	99
5.3.5 Modelos de <i>Quanti-ELAN</i>	103
5.4 Análise dos Atributos Sísmicos	108
5.5 Correlação Estratigráfica e Estrutural	116
5.5.1 Distribuição dos Níveis-Reservatório.....	117
5.6 Evolução Tectono-Estratigráfica das sequências deposicionais do Grupo Lagoa Feia: ênfase para os níveis-reservatórios CI-4, CI-2 e CS.....	129
5.6.1 Sequências Clástica-Basal e Talco-Estevensíta.....	130
5.6.2 Sequência das Coquinas	132
5.6.3 Sequência Clástica-Evaporítica.....	143
5.7 Distribuições das propriedades petrofísicas e configuração do sistema permo-poroso .	147
5.7.1 Nível-reservatório Coquina Inferior 4 (CI-4).....	147
5.7.1 Nível-reservatório Coquina Superior (CS).....	153
6. CONCLUSÕES.....	157
7. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	162
APÊNDICE A	169

1. INTRODUÇÃO

1.1 Aspectos Gerais

Os maiores reservatórios de hidrocarbonetos no mundo estão localizados em rochas carbonáticas, representando 60% dos reservatórios de óleo e 40% dos reservatórios de gás (SCHLUMBERGER, 2015). Na Bacia de Campos, os reservatórios carbonáticos formados pelas coquinas de idade eobarremiana-neoaptiana, pertencentes à Formação Coqueiros do Grupo Lagoa Feia, representaram grandes e importantes descobertas de campos produtores de hidrocarbonetos na década de 70 (BAUMGARTEM, 1985). Passadas mais de quatro décadas de exploração de óleo nestas coquinas, observou-se um declínio natural na produção, sendo que os esforços exploratórios foram então direcionados aos reservatórios carbonáticos albonomanianos da Formação Quissamã, aos turbiditos oligo-miocênicos da Formação Namorado e Carapebus e, mais recentemente, aos os carbonatos microbiais eo-aptianos da Formação Macabu nas porções distais da bacia. O investimento em novas fronteiras exploratórias acabou por diminuir, assim, temporariamente, o esforço científico para ampliar o conhecimento acerca dos depósitos carbonáticos formado pelas coquinas.

No entanto, o avanço dos conceitos geodinâmicos e geotectônicos sobre as potenciais acumulações na seção rifte das Bacias Marginais Brasileiras, a partir de 2007, colocaram, na atualidade, os reservatórios formados pelas rochas carbonáticas como atrativos alvos de estudos, devidos principalmente a grande importância econômica atribuída a esses reservatórios (CARMINATTI et al., 2009; PAPATERRA, 2010). Dentre os principais acontecimentos que levam a retomada dos estudos sobre os reservatórios carbonáticos estão: a. as recentes descobertas de novas e altamente relevantes acumulações de hidrocarbonetos em rochas carbonáticas na seção rifte da Bacia de Santos nos Campo de Lula, Buzios, Sapinhoá e Libra; b. o início da produção na seção rifte da Bacia do Espírito Santo nos campos que compõem o Parque das Baleias; e c. a presença de potenciais acumulações em áreas da Bacia de Campos localizadas estratigraficamente abaixo das atuais acumulações pertencentes ao “Pós-sal”. Torna-se necessário, portanto, uma retomada dos estudos sobre os reservatórios carbonáticos formados por coquinas nas bacias *offshore* do Brasil em diferentes contextos tectono-sedimentares com o intuito de compreender esse tipo de reservatório.

É importante mencionar que os reservatórios carbonáticos apresentam algumas características particulares, como uma grande variação faciológica e diagenética causadas pela

interação da tectônica, com as mudanças do nível de base, alterações do clima e pelos processos deposicionais. Essa grande variação é encontrada a curtas distâncias e ocorre tanto no plano vertical quanto horizontal, o que remete à uma grande complexidade de distribuição espacial das fácies produtoras de hidrocarbonetos nos reservatórios. Justifica-se, assim, a ampliação do conhecimento sobre a tectono-crono-estratigrafia desse tipo de reservatório, que tem como objetivo auxiliar na caracterização e identificação da distribuição de suas principais propriedades físicas.

A análise proposta tem como base de trabalho os dados geofísicos de perfis de poço e a sísmica 3D. O método empregado baseia-se na aplicação de análises de atributos sísmicos e petrofísica com o intuito de definir as unidades de fluxo baseadas nas respostas as suas principais propriedades físicas (e.g. densidade, porosidade, saturação de água, composição mineralógica, etc.), assim como o sistema permo-poroso associado aos reservatórios carbonáticos formados por coquinas.

As formas de análise previamente descrita têm evoluído significativamente no tratamento dos dados nos últimos 15 anos. Esta evolução proporciona uma chance de retomada da exploração e exploração sobre os campos considerados maduros, podendo contribuir para um aumento da produção de hidrocarbonetos, alterando positivamente a curva de declínio da produção, além de trazer uma maior segurança nos investimentos de novas fronteiras exploratórias relacionadas principalmente aos reservatórios carbonáticos, e reduzindo a incerteza geológica.

Os estudos publicados sobre os reservatórios carbonáticos formados por coquinas começaram logo após as primeiras descobertas no Campo de Badejo, em 1975, e seguiram-se às descobertas nos campos de Pampo, Linguado e Trilha que impulsionaram os estudos visando o entendimento da estratigrafia e a distribuição espacial desses depósitos, bem como estimularam a investigação de possíveis análogos dos mesmos. A partir de então, vários trabalhos foram realizados objetivando o conhecimento dos processos deposicionais, da estratigrafia, da petrografia, da diagênese e da distribuição espacial desses depósitos.

Seguindo uma ordem cronológica sobre os estudos acerca das coquinas, como rochas reservatório, cita-se Baumgarten (1985), que realizou estudos para entender a evolução estrutural durante a deposição dos sedimentos lacustres que compreendem o Grupo Lagoa Feia, incluindo as coquinas no *trend* Pampo, Linguado e Badejo. Neste trabalho tal autor conclui que os sedimentos avançaram de norte-noroeste para sul-sudeste na forma de cunhas progradantes que apresentam terminações no dado sísmico em forma de *onlaps*, estas feições

são encontradas sobre a paleotopografia basáltica, sendo que as mesmas permaneceram quase inalteradas durante o processo de deposição da Bacia de Campos. Baumgartem et al. (1988) elaboraram um trabalho sobre os reservatórios formados pelas coquinas na porção sudoeste da Bacia de Campos, visando uma integração entre os setores de desenvolvimento e engenharia de produção; definiu-se as propriedades de porosidades e saturação, bem como foram estabelecidos seus respectivos *cut-offs* de produção. Estes autores se utilizaram de gráficos do tipo *cross-plot* para estabelecer os limites de radioatividade em 16 °API; resistividade em 7 Ohm.m e estimar os valores de *cutoffs* de porosidade (Φ) em 6%, as mesmas análises se estenderam para os campos de Pampo, Linguado, Trilha e Badejo.

Dias et al. (1988) delimitaram as seqüências deposicionais do Grupo Lagoa Feia da base para o topo: Sequência Clástica-Evaporítica; Sequência Talco-Estevensítica; Sequência das Coquinas, Sequência Clástica-Evaporítica; mostrando que é possível reconhecer, em perfil de poço, os principais eventos tectono-estratigráficos que marcaram este intervalo de tempo.

Abrahão e Warne (1990) realizaram estudos para entender o paleambiente deposicional que atuou na fase rifte da Bacia de Campos, com foco no Grupo Lagoa Feia. Tais autores chegaram à conclusão que o principal evento de rifteamento, que iniciou o processo de separação entre a África e América do Sul, ocorreu no fim do Jurássico a cerca de 140 M.a. e que o desenvolvimento de reservatórios prioritariamente estratigráficos próximos às bordas dos baixos estruturais da bacia proporcionou um sistema petrolífero de sucesso. Este fato ocorreu porque as rochas reservatórios estão sobre espessas seqüências lacustres (Folhelho Jiquiá) com potencial gerador capaz de produzir grandes volumes de óleo.

Horschutz e Scuta (1992) mapearam as fácies-perfil e fizeram considerações sobre a qualidade dos reservatórios formados pelas coquinas por meio de métodos diretos e indiretos; os autores constataram a existência de quatro fácies-perfil: Calcirruditos de pelecípodes muito finos (FP-1); Calcirruditos de pelecípodes com conchas grandes e espessas (FP-2); Calcirruditos de pelecípodes com conchas grandes e espessas associados a matriz micrítica argilosa (FP-3) e Calcirruditos de pelecípodes com matriz de calcarenitos bioclásticos peloidais (FP-4); estas foram determinadas a partir de leituras de perfis de raio gama e porosidade, microfácies sedimentares e intervalos específicos de permeabilidade. O reservatório de coquinas apresenta uma distribuição de fácies-perfil e microfácies associadas à estrutura sindeposicional, o que evidencia que este seja o principal fator condicionante da qualidade do reservatório.

Muniz (2013) propôs uma compartimentação dos domínios tectônicos, baseado nas características estruturais, nos fator de estiramento (β), conforme definido por Mackenzie (1978), e nas taxas de subsidência e acumulação, para a dinâmica do rifteamento que atuou na deposição dos sedimentos que compreendem o Grupo Lagoa Feia. Muniz (2013) situou os principais depósitos carbonáticos formados pelas coquinas no Domínio I, que apresenta uma menor taxa de subsidência progressiva, se comparada com regiões mais distais da Bacia de Campos. O Domínio I é caracterizado por apresentar uma mistura de fácies sedimentares, que indicam forte aporte de sedimentos siliciclásticos e proximidade com a borda da bacia. Sua configuração tectônica mostra a formação de uma série de grabens e semi-grabens assimétricos, com falhas normais que evidenciam um estiramento crustal $\beta = 1,24$.

A mais recente retomada dos estudos sobre os reservatórios formados por coquinas encontra-se no trabalho realizado por Bizotto (2014), no qual foram feitas considerações sobre a distribuição das unidades de fluxo que atuam nas camadas de coquinas, entre os campos de Badejo, Linguado e Pampo. Tal trabalho se utilizou de informações petrográficas, descrição de testemunhos e petrofísica aplicada em rocha. A autora investigou os fatores que controlam a qualidade permo-porosa, concluindo que estariam associados principalmente às fácies deposicionais. Da mesma forma avaliou os impactos da heterogeneidade dos corpos carbonáticos na produção de óleo, mostrando que a heterogeneidade decorre da grande ciclicidade estratigráfica, da variação textural causada pela mudança de energia do ambiente e da intensa modificação diagenética, o que resulta nas grandes variações de propriedades petrofísicas e qualidade do reservatório.

Neste sentido, o presente estudo visa ampliar o conhecimento sobre os reservatórios carbonáticos e procura desenvolver rotinas de métodos de análise que contribuam para a caracterização, compreensão e possível previsão da variabilidade lateral das rochas carbonáticas, em especial para os depósitos do tipo coquinas. Esta análise almeja eliminar as limitações impostas pelo não acesso direto às rochas, seja através de afloramentos ou testemunhos, utilizando-se apenas de dados e métodos geofísicos de avaliação indireta e de subsuperfície.

1.2 Objetivo

A presente dissertação tem como objetivo definir a distribuição das propriedades físicas dos reservatórios carbonáticos formados por depósitos do tipo coquinas (*rudstones* e *grainstones* de moluscos bivalves) por meio de uma análise geológico-geofísica dos carbonatos da seção rifte, na porção sudoeste da Bacia de Campos. Com isto, pretende-se definir os principais fatores que caracterizam os níveis-reservatório (e.g. densidade, índice de radioatividade, composição mineralógica e de rocha, etc.) e os fatores que controlariam o mesmo (e.g. porosidade, saturação de água e permeabilidade) com o intuito de compreender a distribuição geométrica do seu sistema permo-poroso, utilizando-se de análises petrofísicas e de atributo sísmico. Tais características podem ajudar a prever o impacto das heterogeneidades decorrentes, por exemplo, das variações das fácies carbonáticas, tanto na horizontal como na vertical, e das barreiras impostas à distribuição das porosidades. As diminuições dessas incertezas geológicas, relacionadas aos reservatórios carbonáticos, influenciam decisões associadas a produção de hidrocarboneto dos campos.

Pretende-se, como objetivo secundário, contribuir com o conhecimento acerca das respostas geofísicas aos reservatórios carbonáticos, aos métodos de análise petrofísica e ao sinal sísmico e seus mapas de atributos. Toda a rotina de métodos aplicados neste trabalho tem o objetivo de servir como base para a análise em reservatórios que apresentem características geológicas análogas, e podem ser orientados, tanto para análise de reservatórios com foco mais local, quanto para a exploração num âmbito mais regional.

1.3 Área de Estudo

A área de estudo se localiza na Bacia de Campos, sendo limitada a norte pelo Alto de Vitória e a sul, pelo Alto de Cabo Frio. O estudo é focado na porção sudoeste da bacia, cerca de 80km do litoral do estado do Rio de Janeiro. A área abrange, mais amplamente, os campos produtores de hidrocarbonetos de Linguado e Pampo e, com menor abrangência, os campos de Trilha e Bicudo, totalizando uma área de aproximadamente 500km² (Figura 1). Os campos analisados estão representados por reservatórios carbonáticos constituídos por coquinas de moluscos bivalves, que pertencem à Formação Coqueiro do Grupo Lagoa Feia. Essas coquinas ocorrem num *trend* NW-SE, com 20km de comprimento por 10km de largura, conforme descrito por Baumgartem (1985).

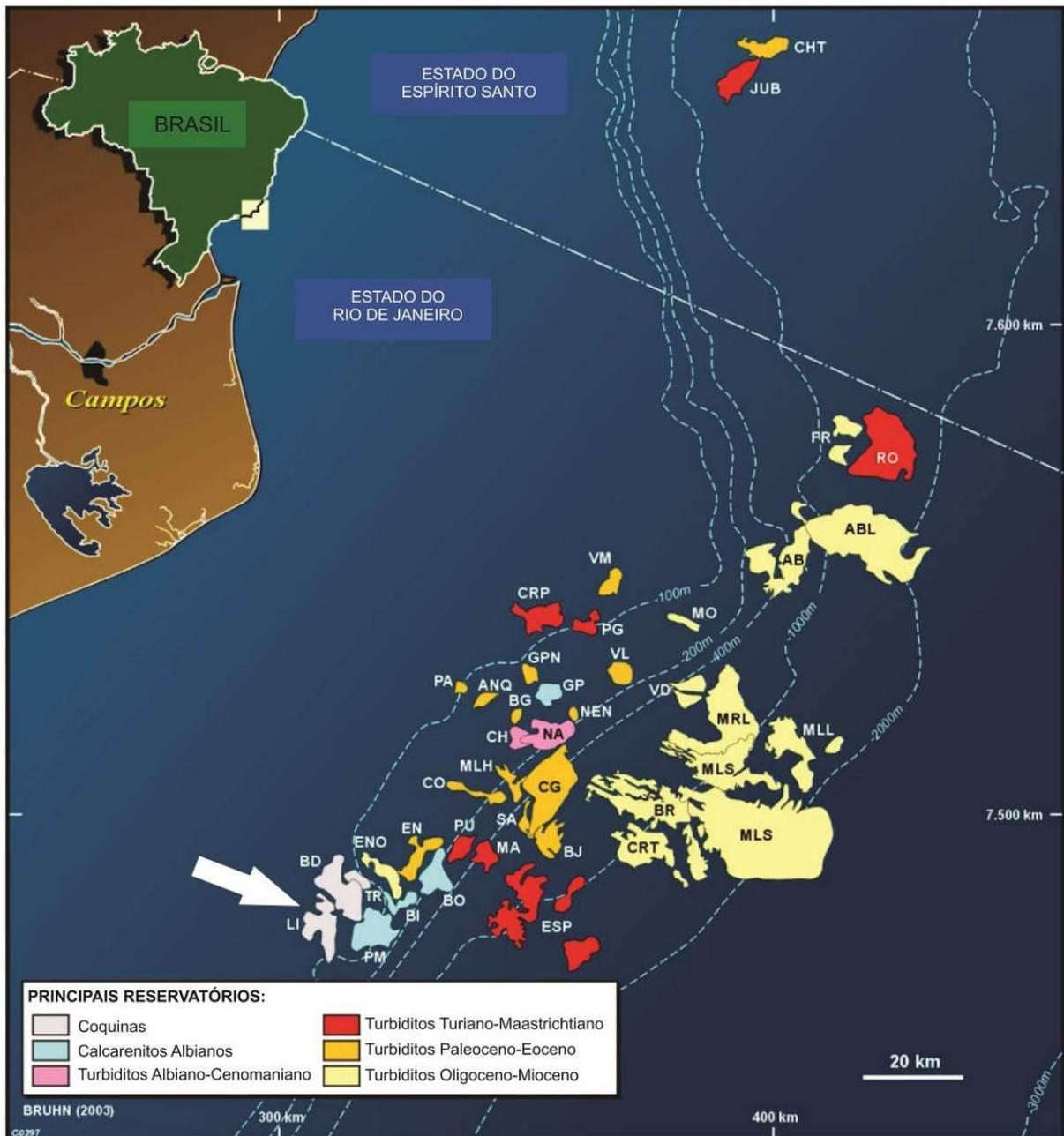


Figura 1. Mapa com a localização, mostrando os principais reservatórios da Bacia de Campos e, com destaque a área de estudo, com os reservatórios formados por coquinas (seta). LI: Linguado; PM: Pampo; TR: Trilha; BI: Bicudo. Fonte: Bruhn (2003)

2. CONTEXTO GEOLÓGICO REGIONAL DA BACIA DE CAMPOS

2.1 Sistema Petrolífero

A Bacia de Campos é classificada como a maior província petrolífera do Brasil, sendo responsável por quase 60% da produção nacional de petróleo, com uma produção total próxima a 1,8 milhões de barris/dia (ANP, 2015) (Figura 2). A bacia vem enfrentando um declínio na produção, de cerca de 20%, nos seus campos maduros, desde o ano de 2010, conforme anuários da Agência Nacional do Petróleo (ANP) de 2014 e 2015. Os maiores campos maduros, formados na sua maioria por rochas siliciclásticas turbidíticas, como Marlim e Albacora, sempre representaram os reservatórios produtores com as maiores taxas de produção do Brasil (490.000bpd e 110.000bpd respectivamente); no entanto são eles que atualmente apresentam as maiores quedas de produção. Tal fator coloca os reservatórios formados pelas rochas carbonáticas, que compreendem principalmente as descobertas após o ano de 2008, na seção rifte das bacias marginais brasileiras, como uma opção economicamente mais atrativa. Apresentam-se também como uma aposta para o aumento e manutenção da produção de hidrocarbonetos no Brasil, como é visto no prognóstico das curvas de produção apresentadas pela Agência Nacional do Petróleo (ANP) na Figura 3

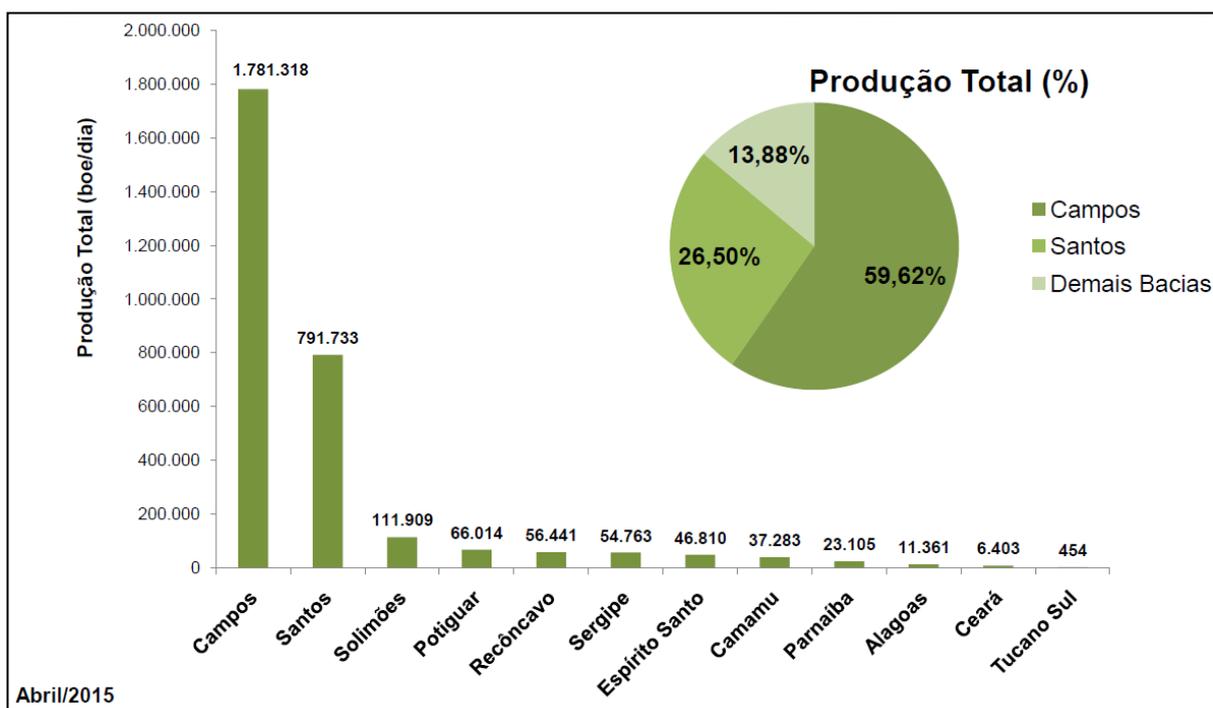


Figura 2. Produção total de hidrocarbonetos das principais bacias sedimentares brasileiras. Fonte: ANP (2015).

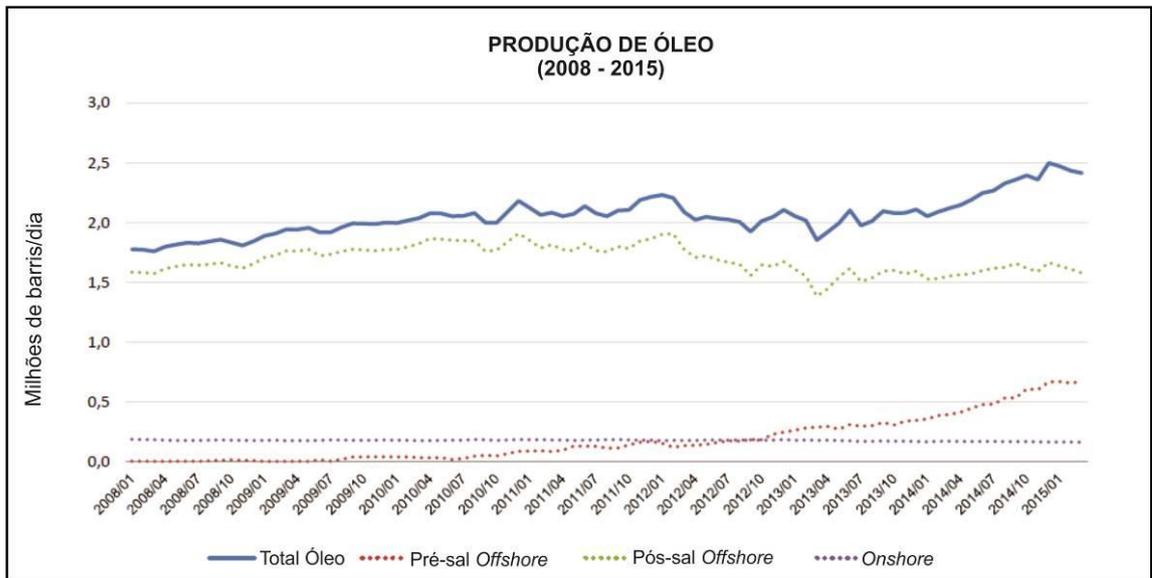


Figura 3. Curva de produção de óleo no Brasil de 2008 a 2015. Fonte: ANP (2015).

Sob o ponto de vista do sistema petrolífero, a Bacia de Campos, segundo Guardado et al. (2000), apresenta uma rocha geradora composta por folhelhos laminados e intercalados aos carbonatos de idade Barremiano-Aptiano pertencentes ao Grupo Lagoa Feia. Essas camadas de rocha geradora têm aproximadamente 100 a 300 metros de espessura, e um carbono total (COT) médio de 2-6%, chegando até a 9%. Essas rochas geradoras da bacia foram depositadas no contexto da seqüência continental (Figura 4) (Megasseqüência continental rift, R) descrita por Bruhn (2003).

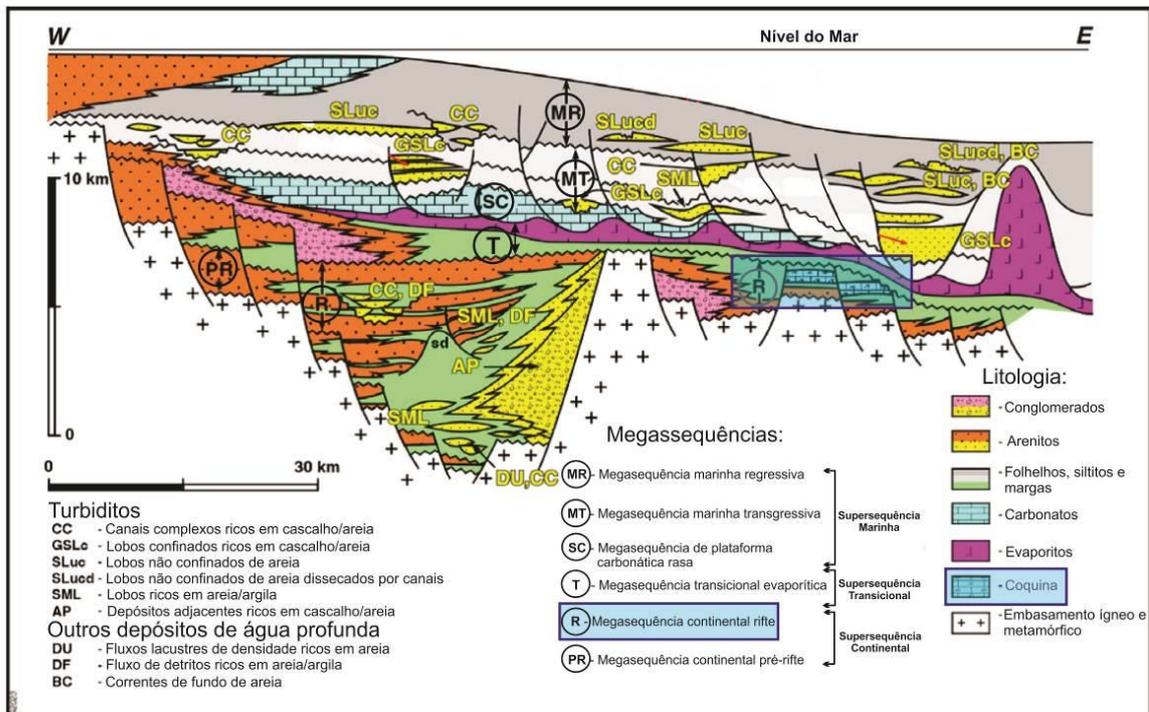


Figura 4. Seção Geológica regional das bacias da margem leste brasileira (BRUHN, 1998). Destaque aos reservatórios formados por coquinas que pertencem a Megasseqüência R. Fonte: Bruhn, 2003.

Na Bacia de Campos ocorrem diversos tipos de reservatórios de hidrocarbonetos, e eles estão distribuídos ao longo de sua coluna estratigráfica (Figura 4). Na porção basal ocorre o embasamento acústico onde se encontram os basaltos fraturados neocomianos da Formação Cabiúnas; logo acima estão as coquinas neobarremianas-eoaptianas da Formação Coqueiros, que são o foco deste trabalho e estão em destaque sobre os altos estruturais; sobrejacentes, encontram-se os carbonatos microbianos neo-aptianos da Formação Macabú, que ocorrem somente na porção distal, e compõem a Megassequência Transicional Evaporítica (T). Iniciando a Megassequência de Plataforma Carbonática Rasas (SC) são reconhecidos os reservatórios compostos por calcarenitos e calciruditos de idade albiana, da Formação Quissamã, que são sobrepostos pelos reservatórios de arenitos turbidíticos neocretáceos e cenozóicos da Formação Namorado e Carapebus, e os carbonatos oligocênicos da Formação Emboré, representando as Megassequências Marinha Transgressiva (MT) e a Megassequência Marinha Regressiva (MR), respectivamente.

2.2 Tectono-Estratigrafia

A origem da Bacia de Campos está relacionada a eventos que promoveram o rompimento do Supercontinente Gondwana há cerca de 140 M.a. (Eocretáceo), resultando na separação inicial entre a América do Sul e África e a formação do Oceano Atlântico Sul. O processo de separação das placas sul-americana e africana se iniciou com um soerguimento crustal em forma de domo, seguido pela fragmentação crustal (rifteamento), com posterior separação dos continentes através de um estiramento progressivo da crosta oceânica, erosão e a subsequente subsidência que deu origem as bacias da margem leste brasileira (ASMUS & PONTE, 1973; ASMUS, 1975; ASMUS, 1982; ASMUS & BAISCH, 1983). Os modelos propostos para a formação da Bacia de Campos mostram que a história de subsidência pode ser atribuída ao rifteamento inicial e a subsequente resfriamento da litosfera, que compõe o modelo clássico de estiramento proposto por McKenzie (1978).

A maioria dos autores (GUARDADO et al., 1989; DIAS et al., 1990; CHANG et al., 1992; PONTE & ASMUS 2004; WINTER et al., 2007), tem caracterizado a evolução tectônica da bacia em três fases tectônicas principais e distintas, denominadas rifte (inicial e tardio), pós-rifte e drifte, em que ocorreu a deposição dos sedimentos das supersequências continental, transicional-evaporítica e marinha, respectivamente. (Figura 5).

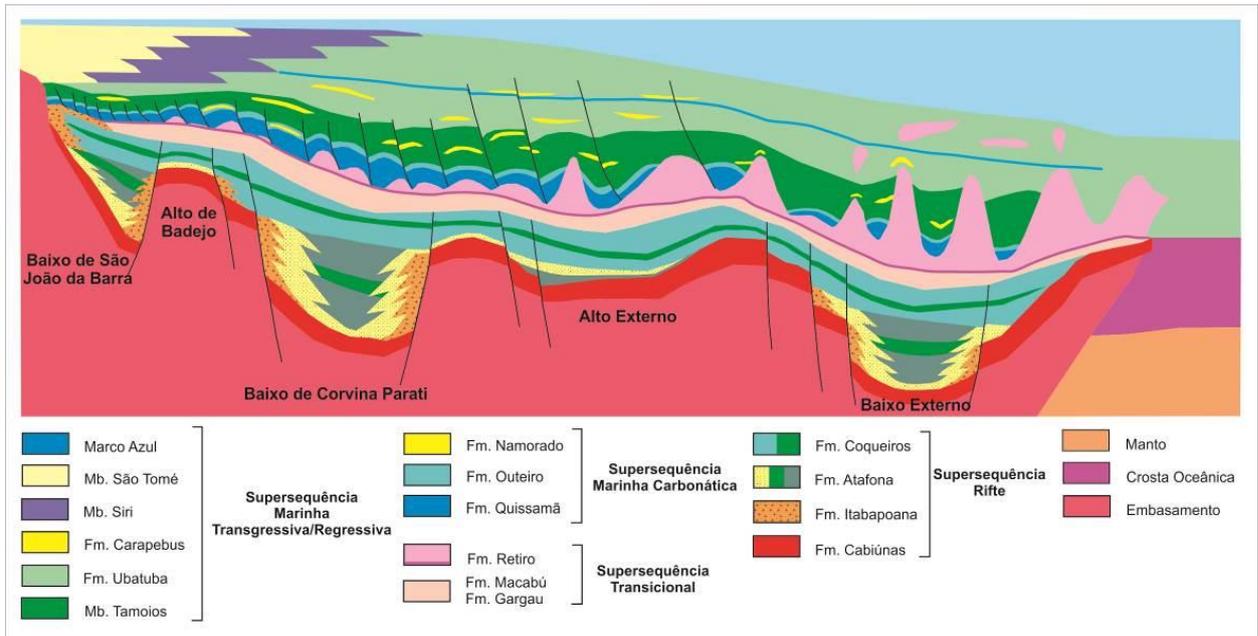


Figura 5. Seção Geológica esquemática regional da Bacia de Campos mostrando as supersequências das fases, rift, transicional (pós-rifte) e drifte e as formações sedimentares associadas. Fonte: Rangel et al. (1998).

O embasamento cristalino da bacia é composto por gnaisse de idade pré-cambriana, pertencentes à Província Proterozóica da Ribeira. Já seu embasamento acústico é constituído pelos basaltos da Formação Cabiúnas que cobrem, discordantemente, o embasamento pré-cambriano (Figura 6). O registro da evolução tectono-sedimentar da Bacia de Campos está, como delatado anteriormente, individualizado em três supersequências, como ilustrado na Figura 5.

O registro sedimentar da Bacia de Campos foi compilado inicialmente por Schaller (1973), seguido por Rangel et al. (1994) e mais recentemente por Winter et al. (2007). Este último elevou as antigas formações a grupos, e os membros passaram a formações, e assim serão tratadas nesse trabalho (Figura 6).

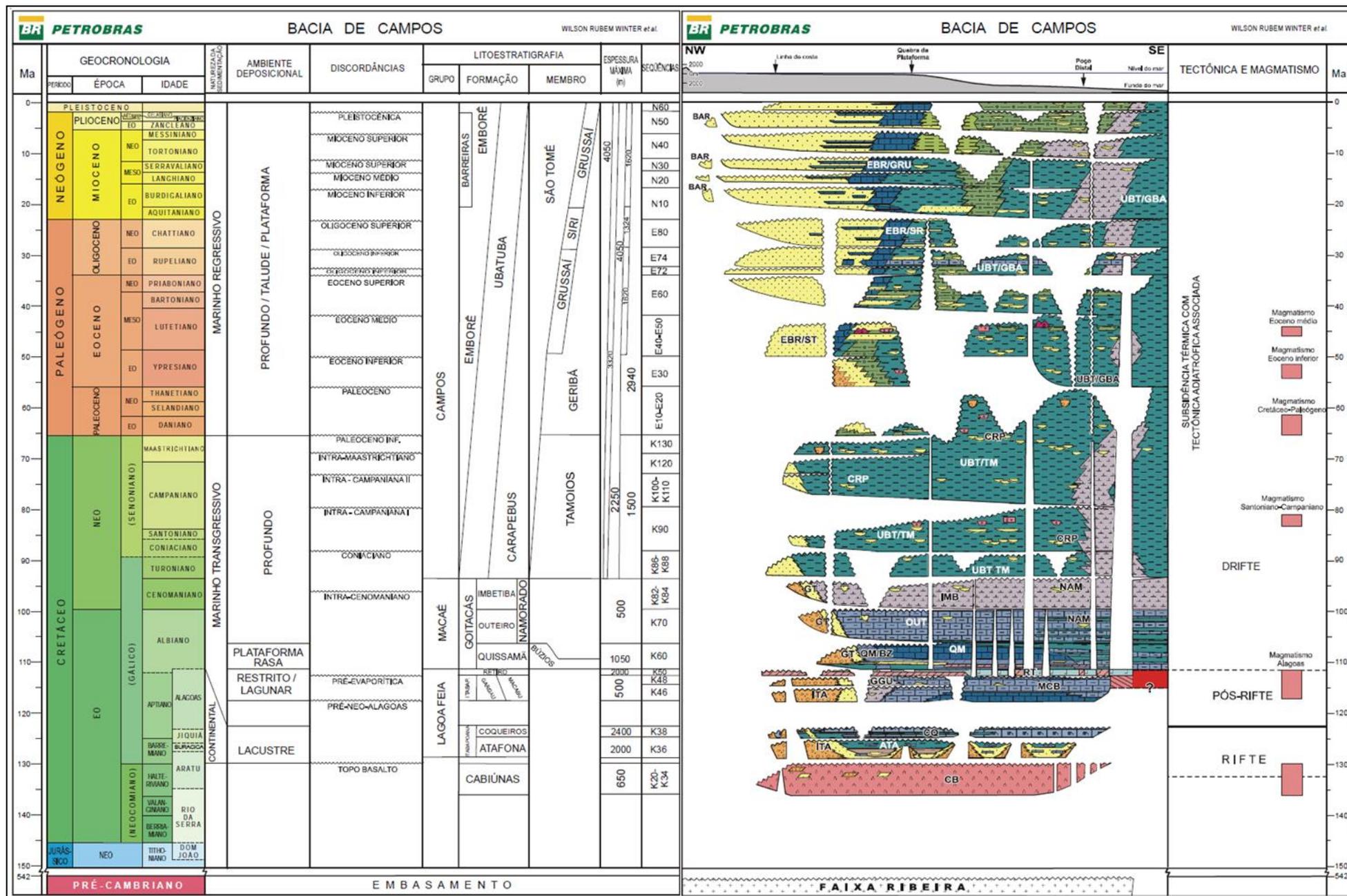


Figura 6. Carta Cronoestratigráfica e Coluna Estratigráfica da Bacia de Campos. Fonte: Winter et al. (2007).

2.2.1 Supersequência Continental da fase rifte – 140 a 120 M.a.

Na fase rifte, que foi ativa do neocomiano ao eoaptiano, a tectônica predominante foi extensional, com forte ação de eventos de subsidência como resultado dos processos tectônicos de adelgaçamento crustal, que levaram ao estágio inicial da abertura do Oceano Atlântico. Esses eventos foram responsáveis pela formação de uma série de estruturas como *horsts*, grabens e semi-grabens, limitados por falhas sintéticas e antitéticas, com rejeitos que podem chegar até a 2500m (DIAS et al., 1988) (Figura 5). A orientação dessas falhas segue a estruturação geral dos grabens e *horsts* gerados durante a fase rifte, que seguiram a estruturação do embasamento pré-cambriano, com direção N30E na porção sul e NNE na porção norte da bacia (DIAS et al., 1990; CHANG et al., 1992).

O evento magmático da fase rifte foi marcado pelo vulcanismo datado em aproximadamente 120 a 130 Ma, segundo Mizusaki (1986), que deu origem a basaltos toleíticos intercalados com rochas vulcanoclásticas e sedimentares, que constituem o embasamento acústico da bacia, a Formação Cabiúnas. A sedimentação durante essa fase foi, na sua maioria, de origem continental fluvio-lacustre. Todavia, a mesma apresentaria registros de pequenas incursões marinhas ao final da fase rifte, marcando os primeiros e mais antigos episódios marinhos registrados na Bacia de Campos (SILVA-TELLES et al., 1994; DIAS, 2004). Segundo Chang et al. (1992), uma grande discordância regional aptiana marca a passagem da supersequência rifte para a pós-rifte (Figura 6).

A Supersequência Continental da fase rifte compreende os sedimentos continentais do Grupo Lagoa Feia, composto pelas formações Itabapoana, Atafona e Coqueiros, que foram depositados de forma discordante sobre os basaltos da Formação Cabiúnas, durante Barremiano e Eoaptiano (RANGEL et al., 1994; WINTER et al., 2007). É integrado por uma grande diversidade litológica, com rochas siliciclásticas, carbonáticas e vulcânicas. Tais rochas foram depositadas em ambientes do tipo lacustre, deltaico, em planícies aluviais e de leques aluviais (GUARDADO et al., 1989).

A Formação Itabapoana, de idade Barremiano-Eoaptiano, é composta por conglomerados, arenitos, siltitos e folhelhos avermelhados, depositados em ambientes de leques aluviais e fan-deltas associados às bordas dos falhamentos. Apresenta um caráter de gradação passando para os pelitos da Formação Atafona e as coquinas da Formação Coqueiros nas porções distais da bacia (WINTER et al., 2007).

A Formação Atafona, de idade Barremiano, é composta por arenitos, siltitos e folhelhos depositados em ambiente quimicamente diferenciado, alcalino, caracterizado pela deposição de minerais de talco e estevensita (WINTER et al., 2007).

A Formação Coqueiro, de idade Eoaptiana, é formada por camadas de folhelhos e carbonatos lacustres compostos, predominantemente por bivalves denominados barras de coquinas. As camadas de coquinas porosas foram depositadas em ambiente de alta energia e constituem reservatórios produtores de petróleo (WINTER et al., 2007). A Sequência das Coquinas, delimitada e estabelecida por Dias et al. (1989), está contida na Formação Coqueiro (Figura 7) e representa todo o pacote sedimentar que se depositou no final da fase rifte.

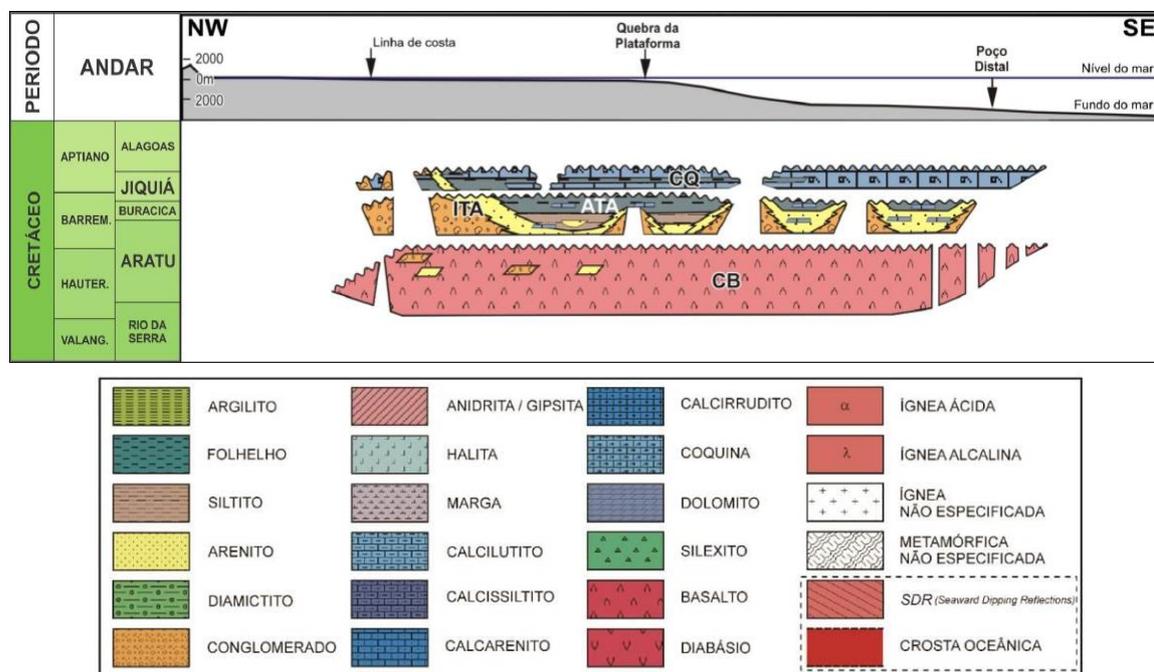


Figura 7. Carta estratigráfica para os depósitos sedimentares da fase rifte, mostrando a localização, no tempo geológico, das coquinas da Formação Coqueiros. Fonte: Winter et al. (2007).

Essa sequência das coquinas compreende, na porção inferior, um pacote predominantemente pelítico, que se define como a rocha geradora da bacia (folhelho Jiquiá), seguido de duas unidades carbonáticas, que compreendem as rochas reservatório *rudstones*, *grainstones* e *packstones* bioclásticos, compostos predominantemente por bivalves.

Uma resposta típica da Sequência das Coquinas pode ser observada no perfil do poço descobridor 1-RJS-49-RJ, ilustrada pela Figura 8.

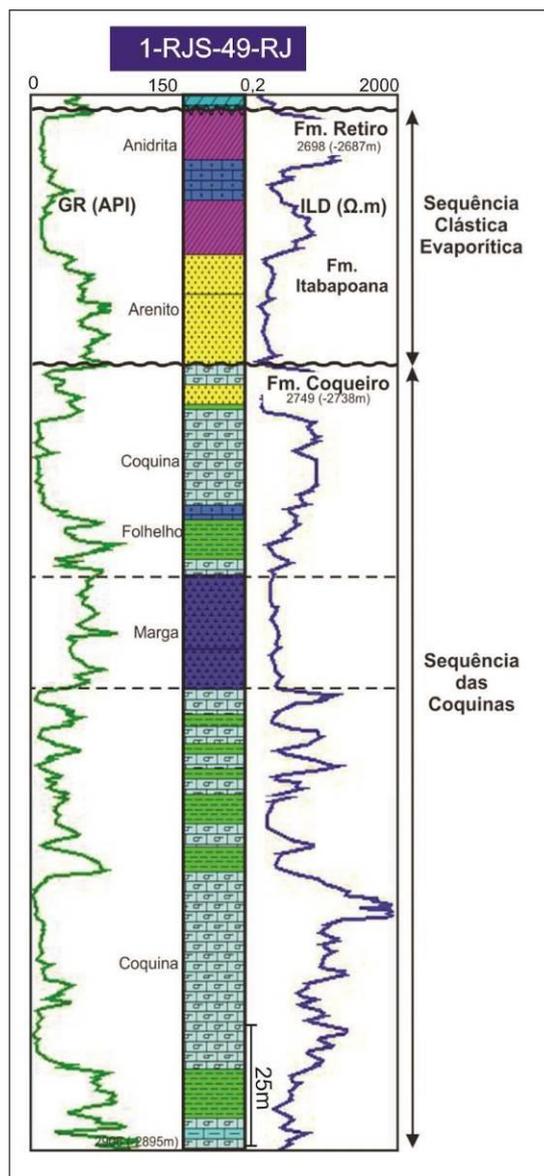


Figura 8. Perfil do poço descobridor 1-RJS-49-RJ mostrando a sequência das coquinas no sudoeste da Bacia de Campos, onde ocorrem os principais e mais antigos reservatórios carbonáticos de hidrocarbonetos da fase rifte.

2.2.2 Supersequência Transicional da fase Pós-rifte – 120 à 110 M.a.

A fase inicial do pós-rifte se desenvolveu ao longo do neoaptiano e foi marcada pela transição do ambiente continental para o ambiente marinho. Foi um período de relativa estabilidade tectônica, com subsidência térmica e falhamentos localizados. Durante essa fase ocorreram as incursões marinhas periódicas, que originaram um ambiente muito salino, raso e restrito em clima quente e árido. Tal ambiente foi responsável por acumulações de carbonatos microbianos sobrepostos por espessas camadas de evaporitos.

A Supersequência Transicional da fase pós-rifte compreende a porção superior do Grupo Lagoa Feia, com as formações Itabapoana, Gargaú, Macabu, definidas por Winter et al.

(2007) e Retiro, definida por Rangel et al. (1994). Essas formações foram depositadas durante o neo-aptiano e são compostas por sedimentos de origem lacustre depositados em fase de baixa atividade tectônica ou quase nula; sua base é composta por rochas argilosas (folhelho Alagoas) com estratos retrabalhados de coquinas Jiquiá, sendo que seu topo exibe um padrão retrogradante caracterizado por uma subida eustática do nível de base (WINTER et al., 2007).

A Formação Itabapoana, previamente descrita na supersequência rifte, apresenta cerca de 5000 metros de espessura, posicionando-se na porção mais proximal ao longo da borda oeste da Bacia de Campos. Seus sedimentos mudam faciologicamente para os sedimentos mais finos da Formação Gargaú, a leste, e gradam distalmente para os carbonatos da Formação Macabu (WINTER et al., 2007).

As formações Gargaú e Macabu são compostas por sedimentos carbonáticos, margas e arenitos que foram depositados em ambiente marinho, transicional. Nas porções mais distais ocorrem calcários estromatolíticos e laminitos microbiais da Formação Macabu (Figura 9) (WINTER et al., 2007).

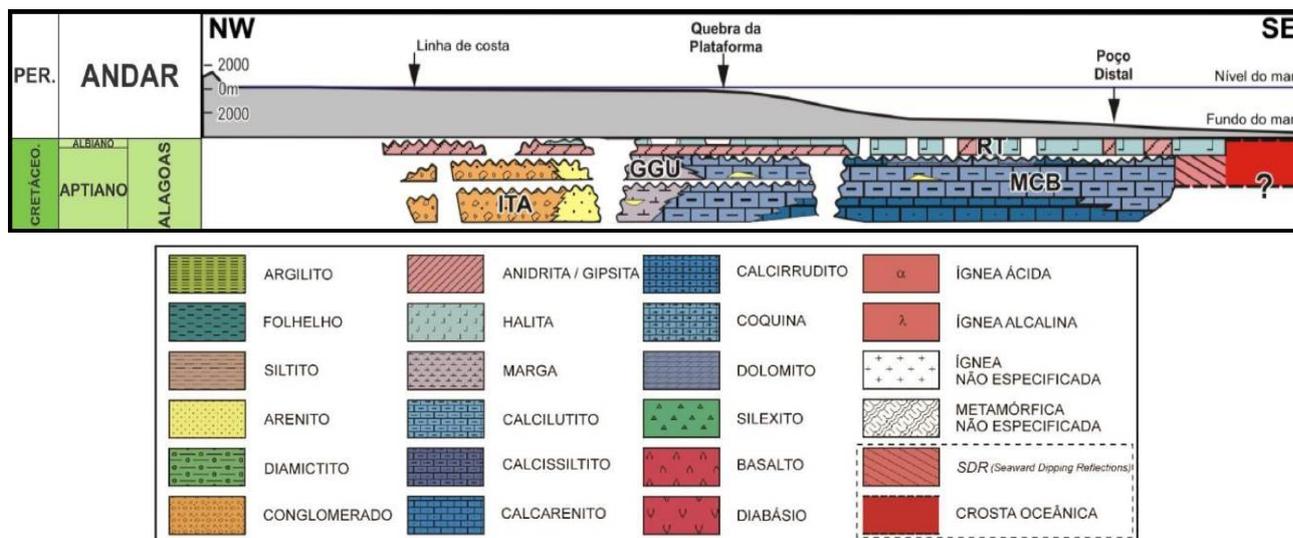


Figura 9. Carta estratigráfica para os depósitos sedimentares da Supersequência Transicional da fase pós-rifte, mostrando a localização, no tempo geológico, dos carbonatos microbiais da Formação Macabu, que se encontram na porção distal da bacia. Fonte: Winter et al. (2007).

A Formação Retiro, de idade Neoaptiano, é formada pelos evaporitos que se encontram nos depocentros de ambientes marinho/lagunar, árido, onde são observados ciclos com a seguinte sequência: anidrita, anidrita + halita, anidrita + halita + carnalita/silvinita (RANGEL et al. 1994). Essa formação apresenta um papel importante na arquitetura da Bacia de Campos devido à movimentação do sal que atuou pela tectônica halocinética. Essa

movimentação acabou por moldar o assoalho marinho, criando caminhos preferenciais para a deposição dos sedimentos do Cretáceo Superior (WINTER et al., 2007).

2.2.3 Supersequência Marinha da fase drifte: Carbonática - 110 a 100M.a. e Transgressiva/Regressiva – 100M.a. até o recente

A fase Drifte, que se iniciou no Albiano (Figura 10) e seguiu até o Recente, é marcada como o início do ambiente marinho franco. Essa fase está associada a uma subsidência térmica e a um tectonismo adiastrófico, com a mobilização dos corpos de evaporitos, também conhecida como halocinese. A halocinese teve início com a sobrecarga sedimentar gravitacional, o posterior deslizamento e o basculamento da bacia para a direção leste. A movimentação das camadas de sal acabou por gerar espaço de acomodação secundário e a ressedimentação dos diápiros de sal nas porções mais distais da bacia. As principais estruturas associadas à tectônica salífera foram as falhas lístricas, com estruturas *rollover*, estruturas dômicas e estruturas rotacionadas (GUARDADO et al., 1989).

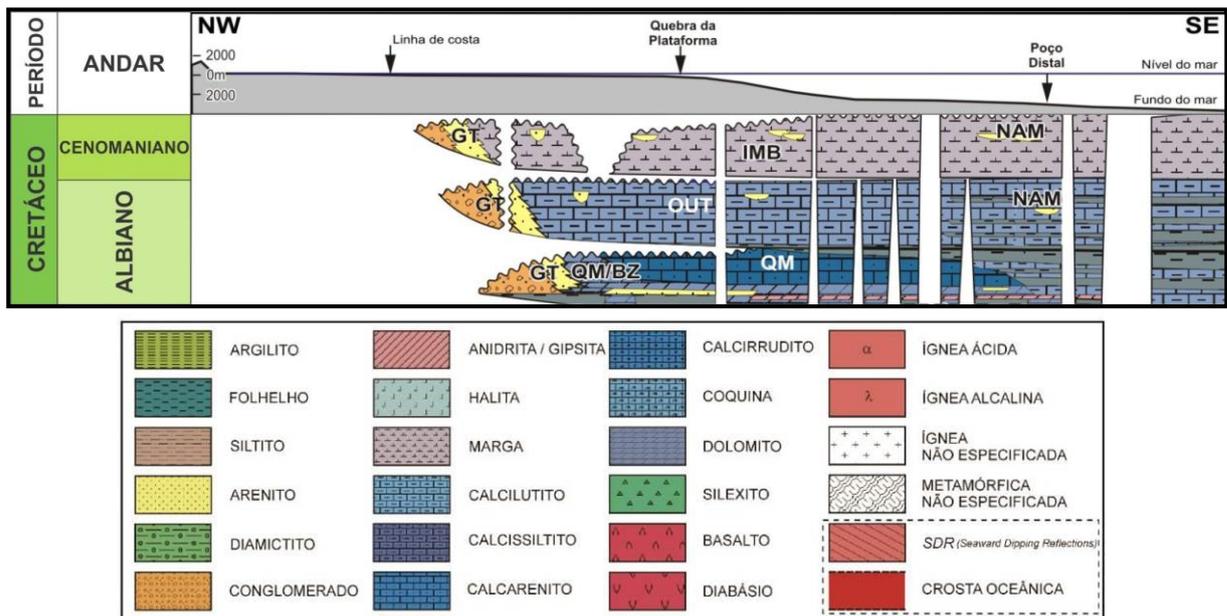


Figura 10. Carta estratigráfica para os depósitos sedimentares albianos de plataforma carbonática da Supersequência Marinha da fase drifte, Bacia de Campos. Fonte: Winter et al. (2007).

A Supersequência Marinha da fase drifte compreende os sedimentos marinhos depositados sob um regime de subsidência térmica associada à tectônica adiastrófica e se iniciou com as formações Goitacás (porção proximal) e Quissamã e Outeiro (porção distal) do Grupo Macaé, terminando com Grupo Campos; este é composto por uma sequência

clástico-carbonática dividida em três formações: Ubatuba, Carapebus e Emboré. O registro sedimentar dessa fase foi depositado durante o intervalo Albiano-Holoceno.

A Formação Goitacás é formada por depósitos clásticos proximais, compostos por conglomerados polimíticos e arenitos mal selecionados, que pertencem ao Grupo Macaé e que estão interdigitados lateralmente com os carbonatos das formações Quissamã e Outeiro, e as margas da Formação Imbetiba (WINTER et al., 2007).

A Formação Quissamã, de idade eo-mesoalbiana, é composta por *grainstones* e *packstones*, dominados por ooides, oncóides e pelóides, e *wackestones* e *mudstones* com escassos elementos bentônicos e planctônicos, e corresponde à sequência carbonática nerítica rasa, descrita por Dias-Brito & Azevedo (1986). Segundo Dias-Brito (1982), a origem dessa formação está associada a uma plataforma carbonática rasa hipersalina, em morfologia de rampa. A base desta formação e sua porção proximal apresentam forte dolomitização, e constituem o Membro Búzios de Winter et al. (2007).

A Formação Outeiro, neoalbiana, é composta por *mudstones*, margas e folhelhos e representa o processo de oceanização que estava em curso neste período na bacia, correspondendo à sequência carbonática nerítica profunda, descrita por Dias-Brito & Azevedo (1986). Estes sedimentos pelágicos com calcisferas, foraminíferos, planctônicos e radiolários foram depositados durante a subida progressiva relativa do nível do mar, que acabou por afogar a plataforma carbonática rasa pré-existente (DIAS-BRITO, 1982).

A Formação Imbetiba é composta por rochas pelíticas hemipelágicas, representadas por margas bioturbadas, ricas em foraminíferos planctônicos, além de radiolários. Esses depósitos pelíticos correspondem à grande cunha clástica, que selou definitivamente a ocorrência dos carbonatos do Grupo Macaé, e representam a sequência hemipelágica batial com turbiditos, descrita por Dias-Brito & Azevedo (1986). A Formação Namorado, composta por arenitos turbidíticos, ocorre intercalada aos sedimentos pelíticos da Formação Imbetiba (WINTER et al., 2007).

O Grupo Campos representa as sequências deposicionais da fase francamente oceânica na Bacia de Campos, e foi depositada no intervalo Turoniano-Pleistoceno (DIAS-BRITO & AZEVEDO, 1986). Nas porções distais é composto por depósitos siliciclásticos pelíticos, da Formação Ubatuba, que se intercalam com lentes quartzo-arenosas da Formação Carapebus. Na porção proximal estão os sedimentos formados por arenitos grossos vermelhos, da Formação Emboré. Essa unidade também apresenta os membros carbonáticos Grussaí e Siri,

que se associam a depósitos de meio de plataforma, e são calcários bioclásticos ricos em algas vermelhas (rodolitos) (WINTER et al., 2007).

3. GRUPO LAGOA FEIA: FOCO NA PORÇÃO SUDOESTE DA BACIA DE CAMPOS

As rochas sedimentares do Grupo Lagoa Feia estão distribuídas por toda a Bacia de Campos, apresentando as maiores espessuras nos semi-grabens associados aos eventos tectônicos da fase rife. O arcabouço estratigráfico é limitado por quatro seqüências deposicionais definidas por Dias et al. (1988), que estão ilustradas na figura 11. Tais seqüências deposicionais foram delimitadas e reconhecidas segundo os critérios estabelecidos por Mitchum Jr. et al. (1977), representam ciclos eustáticos de 3º ordem, com duração entre 5 – a 0,5 M.a., sendo limitadas por discordâncias ou conformidades correlatas.

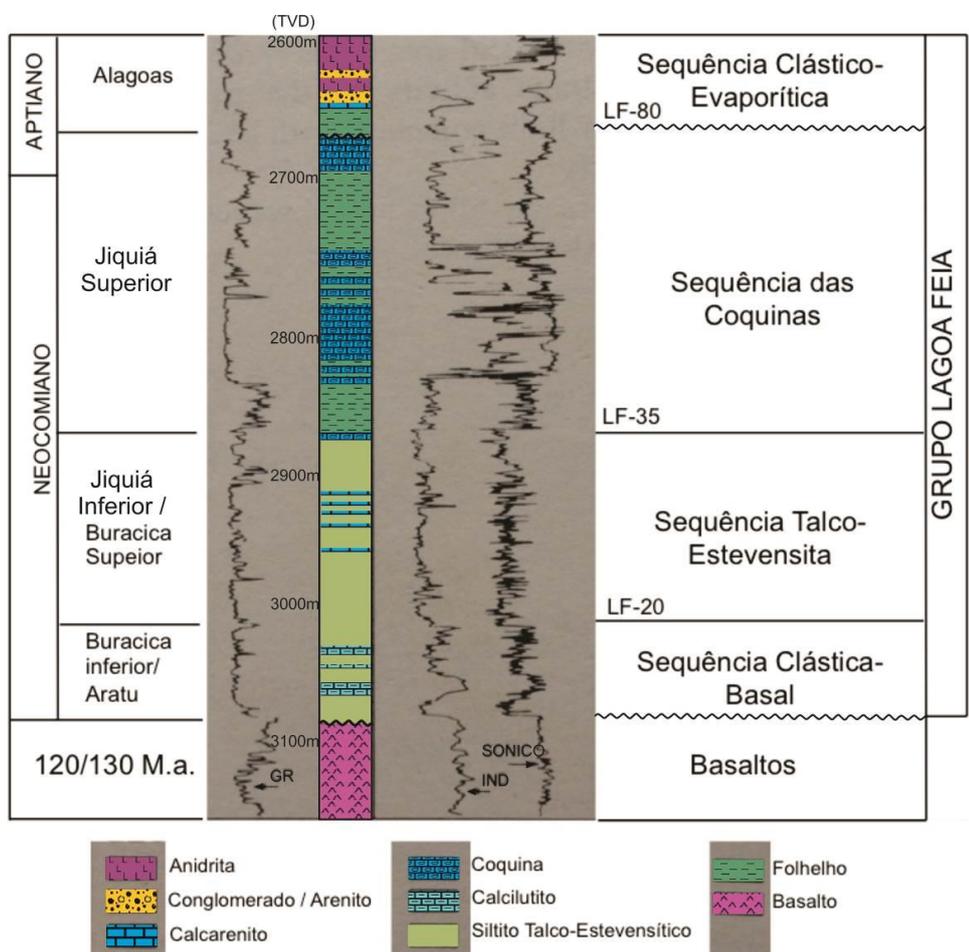


Figura 11. Perfil típico para o Grupo Lagoa Feia mostrando as quatro seqüências deposicionais (Fonte: Dias et al. (1988))

A definição dos limites das quatro seqüências deposicionais foi feita com base nas correlações dos perfis de poço, em especial o perfil de raio gama e sônico, e na análise sismo-estratigráfica, sendo as mesmas: Sequência Clástica Basal, Sequência Talco-Estevensita, Sequência das Coquinas e Sequência Clástico-Evaporítica (Figura 11).

O limite associado a cada uma dessas seqüências deposicionais é interpretado como uma discordância ou marco estratigráfico, que representa uma conformidade correlata; essa conformidade foi descrita, primordialmente, em perfis de poços por Baumgartem (1985), e perfazem nove marcos (Lagoa Feia - LF) ao longo do perfil. A definição dos marcos estratigráficos, segundo Baumgartem (1985), foi feita por meio da análise estratigráfica dos ciclos deposicionais, baseados na interpretação dos perfis de Raio Gama e Sônico. As seqüências deposicionais, estabelecidas para o Grupo Lagoa Feia, de Dias et al. (1988) e os nove marcos estratigráficos de Baumgartem (1985) estão ilustrados na figura 12.

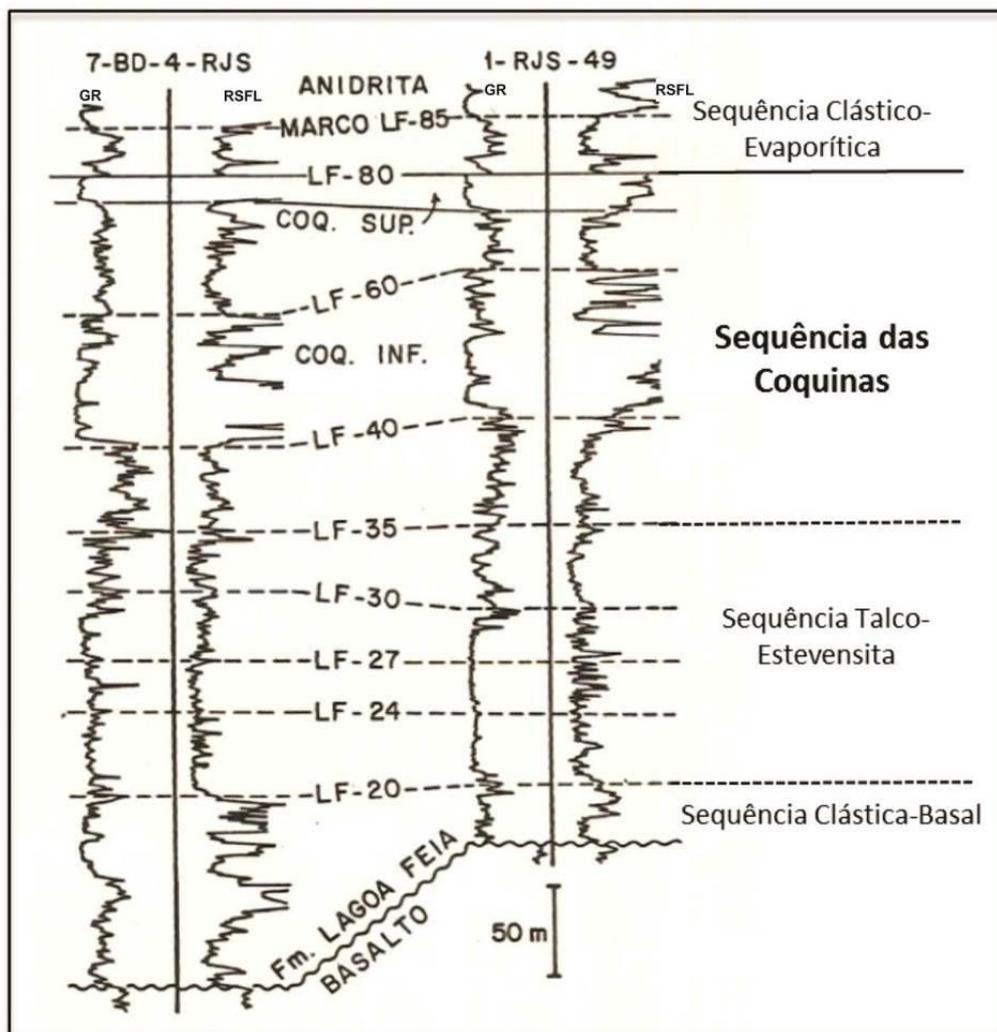


Figura 12. Perfis do Grupo Lagoa Feia nos Campos de Pampo, Badejo e Linguado, mostrando os marcos estratigráficos de Baumgartem (1985) e as seqüências deposicionais de Dias et al. (1988). Adaptada de: Baumgartem (1985).

A figura 11 e 12 ilustram as seguintes sequências deposicionais:

- a Sequência Clástico Basal, compreendendo os sedimentos da Formação Atafona, que estão depositados logo acima dos derrames basálticos da Formação Cabiúnas. Tal sequência é limitada no topo pelo marco LF-20, que corresponde a uma superfície de máxima inundação (SIM), com um pico de valor de Raio Gama, e a uma quebra com diminuição do valor de Sônico na ordem de 20 μ s/ft;

- a Sequência Talco-Estevensita, que é limitada no topo pelo marco LF-35, é composta pelos sedimentos de origem lacustre da Formação Atafona. Tal sequência é subdividida ainda pelos marcos LF-24, LF-27 e LF-30, que apresentam pequenas diferenciações localizadas, causadas por pequenas falhas ou adelgaçamentos e espessamentos, que dificultam o posicionamento destes limites na ordem de 5 metros. Frisa-se que a Sequência Talco-Estevensita apresenta suas maiores espessuras dentro dos baixos estruturais, compostos pelos grabens e semi-grabens e ocorre em espessuras menores ou não ocorre, sobre os altos estruturais do embasamento;

- a Sequência das Coquinas, que é limitada no topo pelos depósitos evaporíticos, compreende os sedimentos da Formação Coqueiros, foco deste trabalho. Dentro desse intervalo estratigráfico, podem ser interpretados dois pacotes de coquinas, com base na resposta dos perfis de poço de Raio Gama e Sônico. A sequência das coquinas, Neobarremiano-Eoaptiano, compreende, na porção inferior, estratos predominantemente pelíticos, que se definem como a rocha geradora da bacia (folhelho Jiquiá); seguem-se duas unidades carbonáticas, que compreendem as rochas-reservatório (*rudstones*, *grainstones* e *packstones* bioclásticos, compostos predominantemente por bivalves). Os marcos LF-40 e LF-60 delimitam o pacote informalmente chamado Coquina Inferior, enquanto que o marco LF-80 define o topo da Coquina Superior e corresponde a uma discordância erosiva regional, que marca o fim da fase rifte na Bacia de Campos (DIAS, 2004; WINTER et al., 2007). As coquinas, tanto inferior quanto superior, compõem vários ciclos deposicionais de raseamento ascendente (*shallowing-upward*), com calcilitos e calcarenitos na base e calcirruditos no topo. A composição de tais rochas é formada predominante por bivalves, que variam de 0,3 a 5 cm de comprimento, com baixa diversidade faunística; também podem ser encontrados gastrópodes, pólenes, esporos, fragmentos ósseos, dentes e escamas de peixes, além de fragmentos de estromatólitos e lamitos de origem microbiana (ABRAHÃO e WARME, 1990);

- a Sequência Clástico-Evaporítica, que se sobrepõe a sequência das coquinas e está subjacente aos carbonatos do Grupo Macaé, é limitada na base pelo marco LF-80 (topo da Coquina Superior). Essa sequência é composta pelos sedimentos clásticos da parte superior da Formação Coqueiros na porção mais proximal, pelos carbonatos microbiais das formações Macabu e Gargaú na porção mais distal e pelos sedimentos evaporíticos da Formação Retiro. A base do depósito de evaporitos, que pertence a essa sequência, é limitada pelo marco LF-85, que representa o *datum* utilizado neste trabalho.

3.1 Ambiente Depositional da Sequência das Coquinas.

Segundo Abrahão & Warne (1990), as rochas sedimentares que compreendem a sequência das coquinas referem-se a um complexo sistema de lagos, que se espalhavam entre a América do Sul e a África durante a fase rifte da bacia. Os lagos eram separados por altos e baixos do embasamento, como o Alto de Regional de Badejo. Em períodos mais úmidos teria, eventualmente, havido comunicação entre eles. Nas porções mais profundas dos lagos prevaleciam condições mais anóxicas, que favoreciam a deposição de argilas ricas em matéria orgânica, que deram origem a folhelhos negros, as principais rochas geradoras de hidrocarbonetos da bacia. Associados aos folhelhos, margas e calcilutitos compõem os sedimentos lacustres profundos depositados sob baixa energia. Nas porções proximais, pode ser encontrado um complexo sistema de leques aluviais, que se desenvolveu nas escarpas de falhas de borda, depositando seixos, blocos e areias na planície aluvial.

A deposição das coquinas foi controlada pelos altos do embasamento e pelas falhas sin-deposicionais (BAUMGARTEM, 1985; BAUMGARTEM et al., 1988). No modelo de Guardado (1989), proposto para a sequência continental lacustre da fase rifte da bacia (Figura 13), é possível observar o importante papel exercido pelo componente estrutural na acumulação dos depósitos de coquinas. Neste modelo, as coquinas foram depositadas sobre os altos estruturais do embasamento, na forma de bancos carbonáticos, que serviram de barreiras; ao longo dos flancos dessas estruturas, também ocorreram acumulações de conchas. Nas regiões, caracterizadas como depocentros, foram depositados siltitos ricos em argilominerais como o talco, derivado da alteração diagenética da sílica gel magnesiana, e estevensita, ambos precipitados a partir das águas alcalinas ricas em magnésio (REHIM et al., 1986).

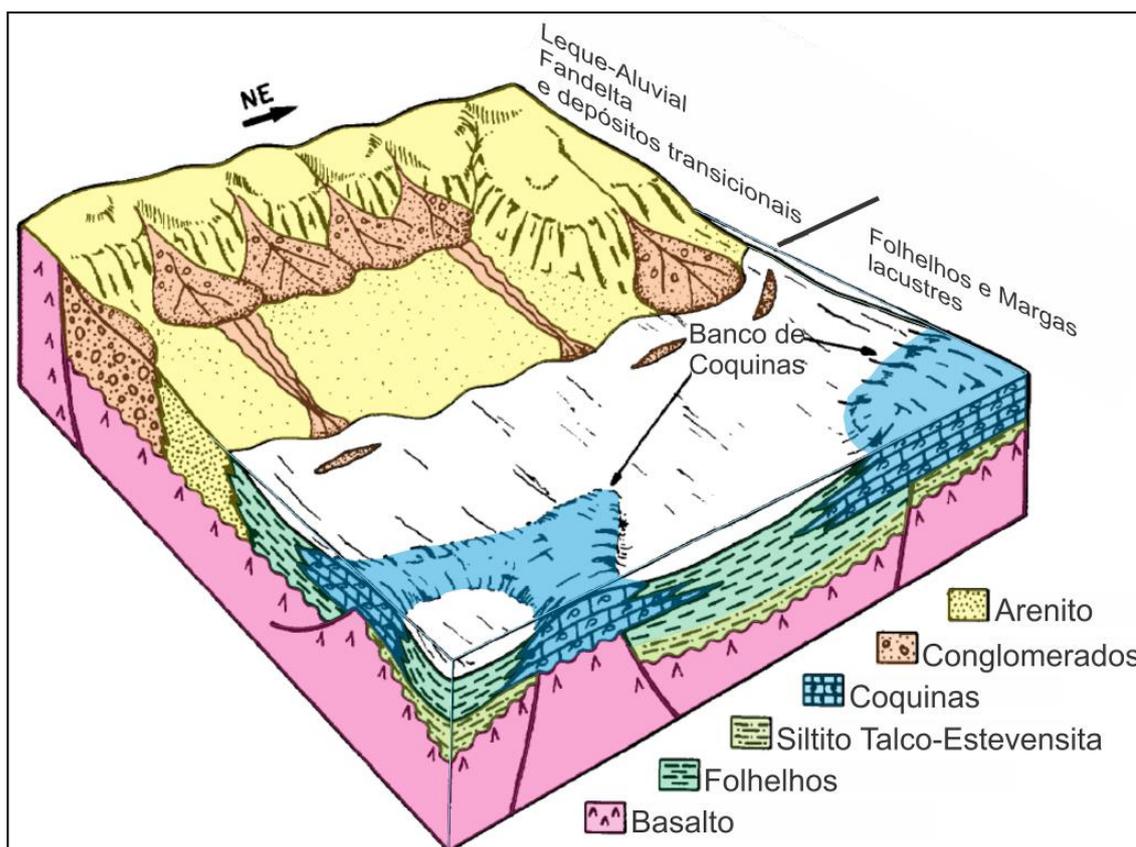


Figura 13. Modelo deposicional para a sequência lacustre eoaptiana, proposta para o Grupo Lagoa Feia – Bacia de Campos. Fonte: Guardado et al. (1989).

No modelo de Muniz (2013), o ambiente deposicional proposto para a porção sudoeste da Bacia de Campos, durante a fase rifte (Figura 14), se contextualiza no Domínio Tectônico I, proposto pelo mesmo autor, onde existia um forte aporte de sedimentos siliciclástico, devido a proximidade com o continente. Este autor propõe a existência de progradações de conglomerados e arenitos, nas planícies aluviais, na porção proximal, que se intercalam e migram lateralmente para bancos de carbonatos. Estes foram depositados na forma de rampas, sobre os blocos altos, e constituem depósitos de bioclastos (coquinas), que formam barras retrabalhadas por ondas.

As águas do ambiente lacustre, em tempos de deposição dos sedimentos do Grupo Lagoa Feia, são interpretadas como salinas, alcalinas e ricas em magnésio. Isto com base na presença de argilominerais como talco, estevensita e sepiolita, devido a ausência de fósseis de oogônios de carófitas, alga típica de ambiente de água doce, e pela presença de minerais diagenéticos sin-deposicionais como a gipsita, a anidrita e Mg-calcita. Além disso encontramos elevadas concentrações de estrôncio nos carbonatos, e elevados teores de boro nas ilitas dos folhelhos, cuja presença é controlada pela salinidade do ambiente de deposição, valores isotópicos de O e C das rochas carbonáticas e conchas ($\delta^{13}\text{C} = 0,4$ a $3,7$ ‰ e $\delta^{18}\text{O} = 3,3$ a $4,8$ ‰), e presença de espessas conchas de ostracodes, com morfologia ornamentada

A sequência das coquinas, a partir de uma percepção geral, se constitui como uma unidade essencialmente lacustre. Entretanto, autores como Castro e Azambuja (1981 apud BIZZOTO, 2014) reportaram a presença de foraminíferos bentônicos e dinoflagelados, em margas desse intervalo. Outros autores como Silva-Telles et al. (1984), constataram a presença de tecas quitinosas de foraminíferos trocoespinalados em pelitos subjacentes e sobrejacentes à coquina inferior, no intervalo mesojoquiá, que indicam ambiente marinho. Esses autores, assim como Takaki e Rodrigues (1984) e Melo e Hessel (1998) postularam uma influência marinha, mesmo que sazonal, na Bacia de Campos, durante a deposição da sequência das coquinas.

Os autores Abrahão e Warme (1990), por meio da utilização de amostras de calhas, perfis de poços e a observação de algumas estruturas em testemunhos, foram capazes de elaborar uma interpretação esquemática dos paleoambientes deposicionais, que atuaram durante a deposição dos sedimentos do Grupo Lagoa Feia (Figura 15).

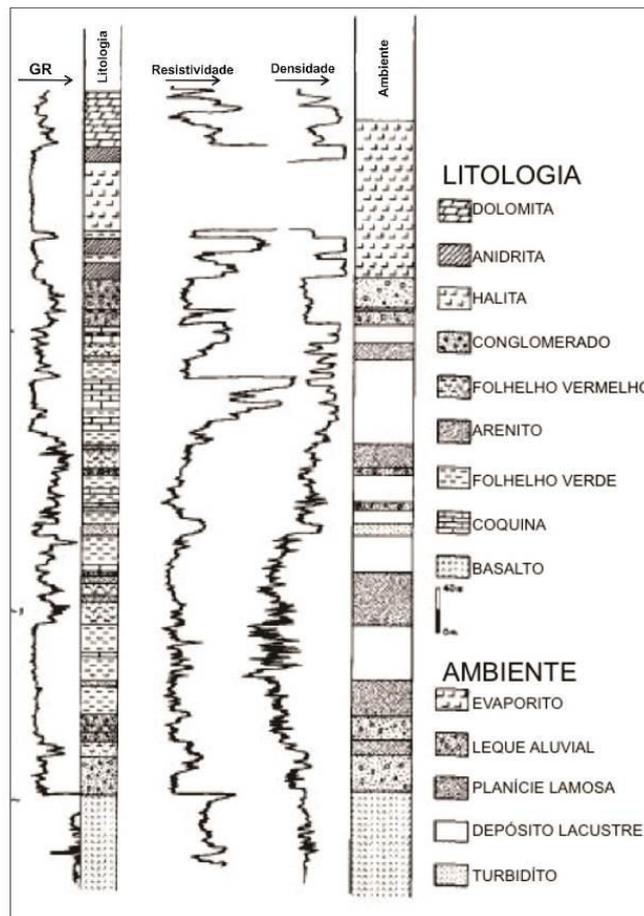


Figura 15. Perfil litológico do Grupo Lagoa Feia mostrando uma das respostas típicas dos perfis de raio gama, resistividade e densidade. Do lado direito estão descritos os paleoambientes interpretados por meio da análise da litologia e das respostas dos perfis (Fonte: Abrahão & Warme, 1990).

4. MATERIAIS E MÉTODOS

O fluxograma da Figura 16 representa uma síntese dos materiais e métodos utilizados nesta dissertação e que estão detalhados nos tópicos seguintes. Todo o trabalho foi realizado no Laboratório de Interpretação de Dados Sísmicos e Geológicos (LISG) do Centro de Geociências Aplicadas ao Petróleo – UNESPetro, Unesp – Rio Claro.

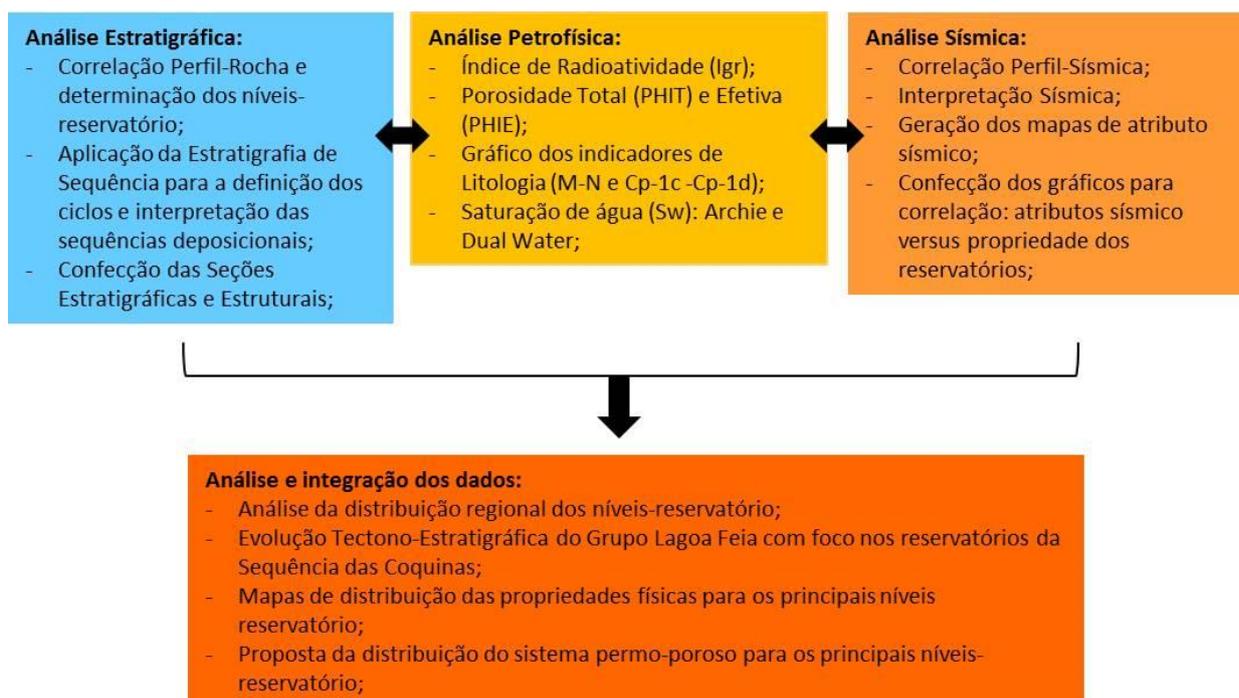


Figura 16. Fluxograma com as principais etapas do trabalho e execução.

4.1 Banco de Dados

O banco de dados deste trabalho foi fornecido pela Agência Nacional do Petróleo, Gás e Biocombustíveis (ANP), pela política de disponibilização de dados públicos para as universidades, estabelecido pelo Banco de Dados de Exploração e Produção (BDEP). Os dados correspondem a um volume sísmico 3D, em extensão .sgy, com aproximadamente 500km² e 30 poços com informações nas extensões .pdf e .las (Figura 17). Para cada poço encontram-se disponíveis seus respectivos perfis compostos, pastas de poço, e curvas básicas no formato .las, descritos na Tabela 1.

Os dados foram trabalhados nas plataformas de interpretação e processamento do *software* DSD (*Decision Space* Geoscience*) – que pertence à empresa Landmark/HALLIBURTON. Em específico, para as análises petrofísicas, foi utilizado o *software* Techlog*, cedido pela empresa Schlumberger, em caráter acadêmico temporário no período de maio a junho de 2015.

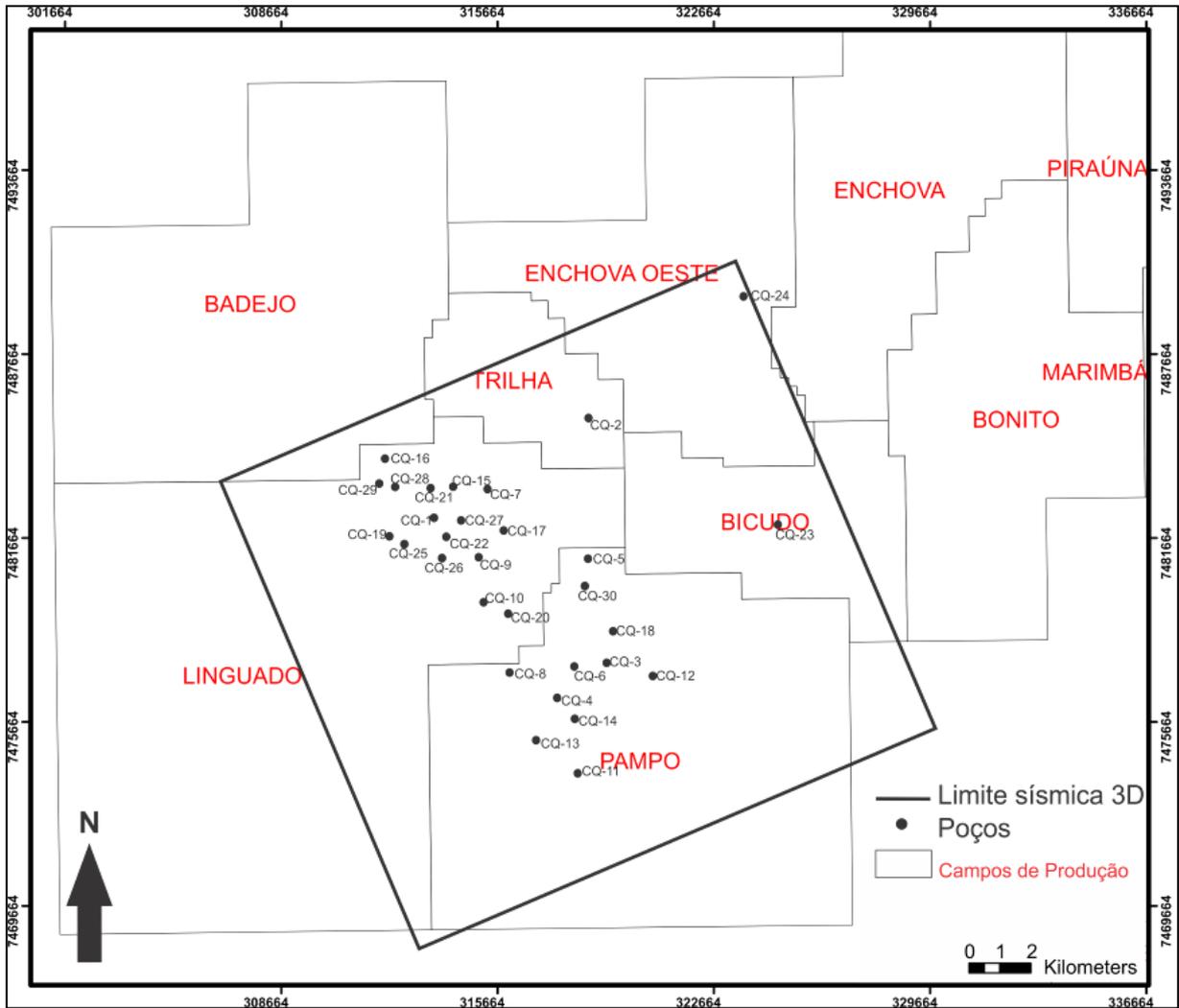


Figura 17. Mapa mostrando os limites da sísmica 3D, com a locação dos poços, área foco do estudo, bem como os campos de produção da porção sudoeste da Bacia de Campos.

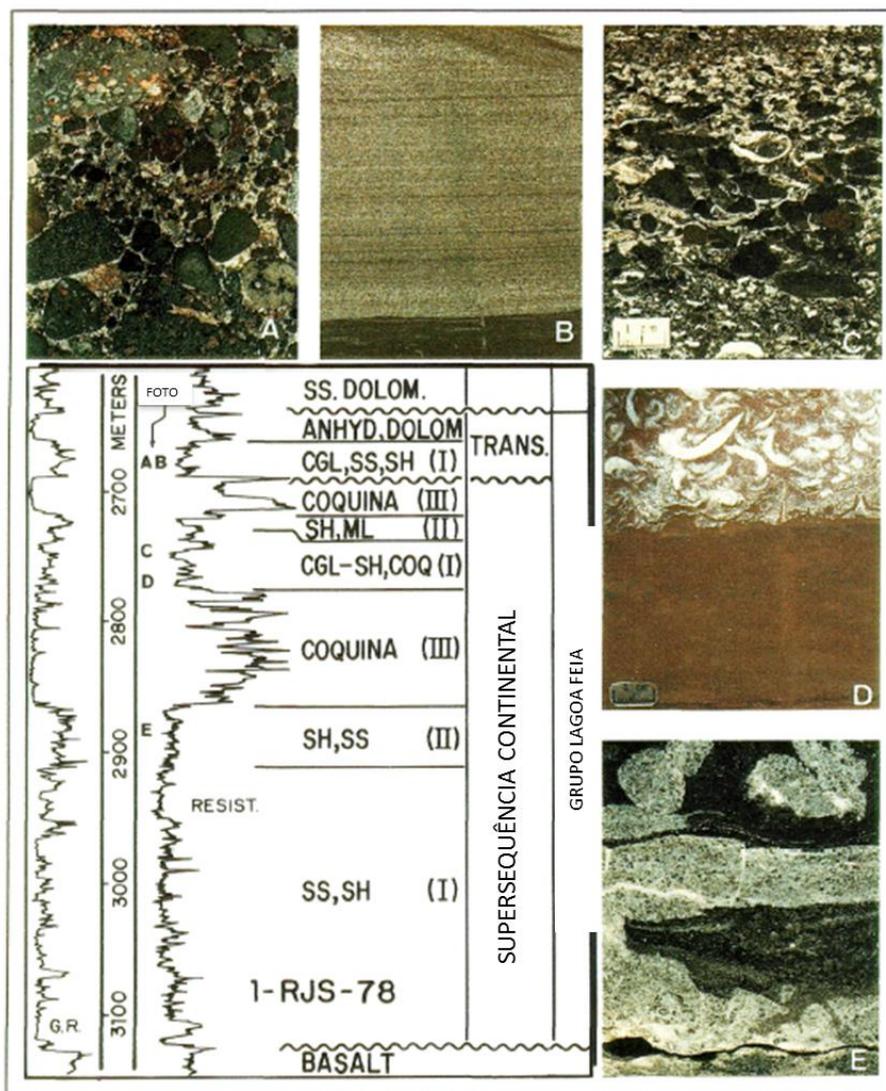
Código	Nome	Situação	CAMPO	GR	ILD	RHOB	DT	NPHI
CQ1	7-LI-3-RJS	Produtor comercial	Linguado	X	X	X	X	X
CQ2	1-RJS-65-RJ	Produtor subcomercial	Trilha	X	X	X	X	
CQ3	3-PM-3A-RJS	Extensão para petróleo	Pampo	X	X	X	X	
CQ4	4-RJS-55-RJ	Descobridor de nova jazida	Pampo	X	X	X	X	
CQ5	4-RJS-62A-RJ	Seco sem indícios	Pampo	X	X	X	X	
CQ6	4-RJS-235-RJ	Produtor subcomercial	Pampo	X	X	X	X	
CQ7	1-RJS-74-RJ	Produtor subcomercial	Pampo	X	X	X	X	
CQ8	1-RJS-181A-RJ	Abandonado por acidente	Pampo	X	X	X		
CQ9	3-RJS-73B-RJ	Extensão para petróleo	Linguado	X	X	X	X	
CQ10	1-RJS-49-RJ	Descobridor de campo	Linguado	X	X	X	X	
CQ11	3-PM-4-RJS	Extensão para petróleo	Pampo	X	X	X	X	
CQ12	3-PM-23-RJS	Extensão para petróleo	Pampo	X	X	X	X	
CQ13	3-RJS-159-RJ	Extensão para petróleo	Pampo	X	X	X	X	
CQ14	3-RJS-170A-RJ	Extensão para petróleo	Pampo	X	X	X	X	
CQ15	3-LI-1-RJS	Extensão para petróleo	Linguado	X	X	X		
CQ16	3-LI-4-RJS	Extensão para petróleo	Linguado	X	X	X	X	X
CQ17	3-LI-5-RJS	Extensão para petróleo	Linguado	X	X	X	X	X
CQ18	3-PM-2-RJS	Extensão para petróleo	Pampo	X	X	X	X	
CQ19	3-RJS-167-RJ	Extensão para petróleo	Linguado	X	X	X	X	X
CQ20	3-LI-8-RJS	Indefinido	Linguado	X		X	X	
CQ21	7-LI-6-RJS	Produtor subcomercial	Linguado	X	X	X	X	X
CQ22	7-LI-10-RJS	Produtor comercial	Linguado	X	X	X	X	X
CQ23	4-RJS-134-RJ	Descobridor de nova jazida	Bicudo	X	X		X	
CQ24	1-RJS-41-RJ	Produtor subcomercial	Enchova Oeste	X	X	X	X	
CQ25	1-RJS-153-RJ	Produtor subcomercial	Linguado	X	X	X	X	X
CQ26	3-RJS-157C-RJ	Extensão para petróleo	Linguado	X	X	X	X	X
CQ27	4-RJS-139A-RJ	Descobridor de nova jazida	Linguado	X	X	X	X	X
CQ28	4-RJS-156-RJ	Descobridor de nova jazida	Linguado	X	X	X	X	X
CQ29	7-LI-7-RJS	Produtor comercial	Linguado	X	X	X	X	X
CQ30	3-PM-12-RJS	Produtor subcomercial	Pampo	X	X	X	X	

Tabela 1. Relação dos poços analisados com o código, nome oficial, campo de produção ao qual pertencem, e as curvas: GR: Perfil de Raio Gama; ILD: Perfil de Indução; RHOB: Perfil de densidade; DT: Perfil Sônico; NPHI: Perfil de porosidade neutrônica.

4.2 Análise Estratigráfica

4.2.1 Correlação rocha-perfil e determinação dos níveis-reservatório

Foi realizado o controle da qualidade dos perfis de poço, e suas associações com os dados de descrição de rocha, em testemunhos e petrografia disponíveis na literatura e nas pastas de poço. Guardado et al. (1989) promoveram uma associação entre as principais fácies de rochas encontradas ao longo do perfil do poço 1-RJS-78, no intervalo que compreende o Grupo Lagoa Feia, com os perfis de raio gama e resistividade, como ilustrado pelas figuras 18 e 19. Na figura 18 é possível observar a variedade litológica encontrada ao longo do perfil próximo a ocorrência de rochas carbonáticas do tipo coquinas, como conglomerados, arenitos e folhelhos na base e no topo (A, B e E), intercalações de pelóides de talco-estevensita e silito entre as camadas de coquinas (C) e outras intercalações de mudstones e coquinas (D).



Legenda

SS = Arenito
 DOLOM = Dolomito
 ANHYD = Anidrita
 CGL = Conglomerado
 SH = Folhelho
 COQ = Coquina

Figura 18. Perfil típico para o Grupo Lagoa Feia (1-RJS-78): (A) conglomerado maciço composto por clastos de basalto; (B) arenito com a sequência de Bouma Ta, b e o folhelho no topo; (C) intercalação entre camadas de ostracodes (escuros) e peloides (claros) em siltito (peloides de talco-estevensita são os grãos escuros em meio ao siltito); (D) finas camadas de um *mudstone* marrom e coquina; (E) conglomerado com matriz argilosa gradando para arenito. Fonte: Guardado et al. (1989).

Na figura 19 está ilustrada uma seção geológica esquemática, mostrando a continuidade dos pacotes de coquinas (III) e um exemplo de interpretação da sua distribuição lateral. Podemos observar que existe um comportamento de alta correlação regional com pontos de acunhamento e interdigitação com os demais sedimentos que compõe o Grupo Lagoa Feia, na porção sudoeste da Bacia de Campos. Ainda nessa figura, os sedimentos representados em II correspondem às margas e folhelhos, que se localizam na base dos perfis, nas porções mais distais, e apresentam uma distribuição contínua e com espessura constante. Os sedimentos representados por I correspondem aos conglomerados e arenitos provenientes das porções mais proximais.

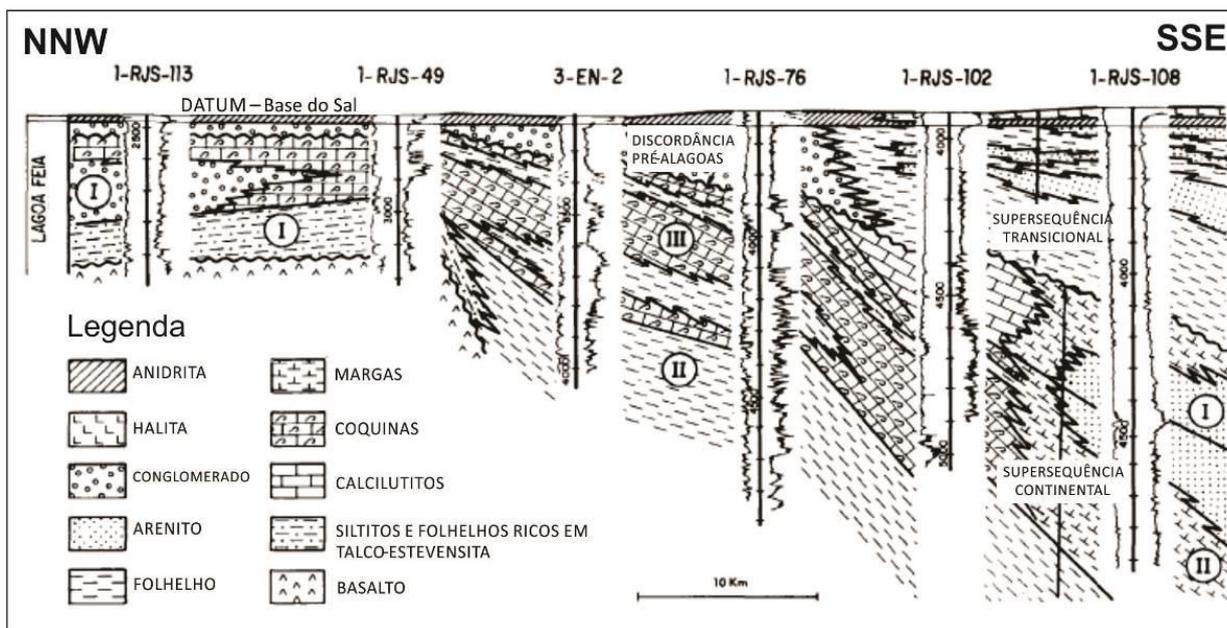


Figura 19. Seção geológica esquemática *strike* da porção sudoeste da Bacia de Campos, entre os campos de Linguado, Enchova e Badejo mostrando o reconhecimento das rochas em perfil e a sua correlação. Localização de I, II e III ilustrada pela Figura 18. Fonte: Guardado et al. (1989).

No trabalho de Kinoshita (2010), em carbonatos lacustres compostos por coquinas da Formação Morro do Chaves da Bacia de Sergipe-Alagoas, é possível visualizar a integração entre o modelo de fácies, descritos e analisados em afloramento, com a geometria das fácies, o perfil de Raio Gama levantado, as porosidades e as velocidades sônicas estimadas a partir do poço FU-25 (Figura 20). Em tal trabalho, também são encontradas comparações entre os perfis geológicos levantados em campo e perfis construídos a partir de informações encontradas em poço, mostrando que existe correlação entre as principais associações de fácies interpretadas e as medidas indiretas realizadas. Na figura 20 observa-se que um comportamento para os perfis analisados, onde o perfil de raio gama diminui na presença de rochas do tipo *grainstone* e apresenta um relativo aumento na presença de *wackstone* e *packstone*, com picos positivos para o *mudstone*. O mesmo comportamento também é observado para o perfil de porosidade e sônico, sendo que ocorre um aumento para as rochas do tipo *grainstone* e uma diminuição relativa para as demais rochas do tipo *packstone*, *wackstone* e *mudstone*.

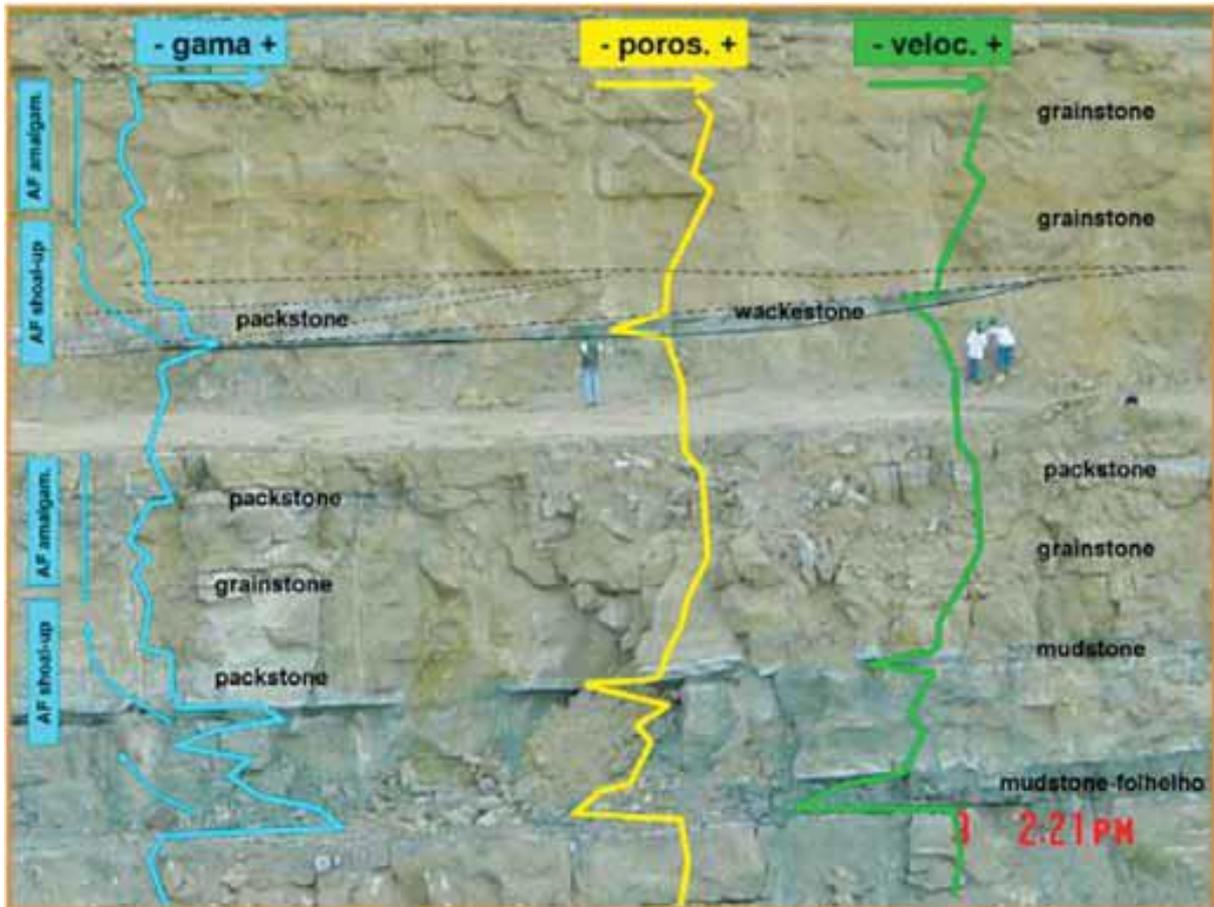


Figura 20. Afloramento da Pedreira Atol mostrando a geometria deposicional externa, o empilhamento estratigráfico e a assinatura em perfil das associações de fácies que caracterizam as coquinas da Formação Morro do Chaves, Bacia de Sergipe-Alagoas. Fonte: Kinoshita (2010).

Em trabalho mais recente realizado sobre os carbonatos continentais da Fase Rife, do Grupo Lagoa Feia, Muniz (2013) apresenta um perfil com as principais litologias descritas ao longo da área, e a sua resposta em perfil de raio gama (Figura 21). No conjunto de litologias, descritas por este autor, é possível notar que as camadas de coquinas apresentam valores de raio gama mais baixo em relação as demais litologias que se intercalam como os arenitos, siltitos e folhelhos, mostrando destaque e possível identificação por meio desta característica de perfil.

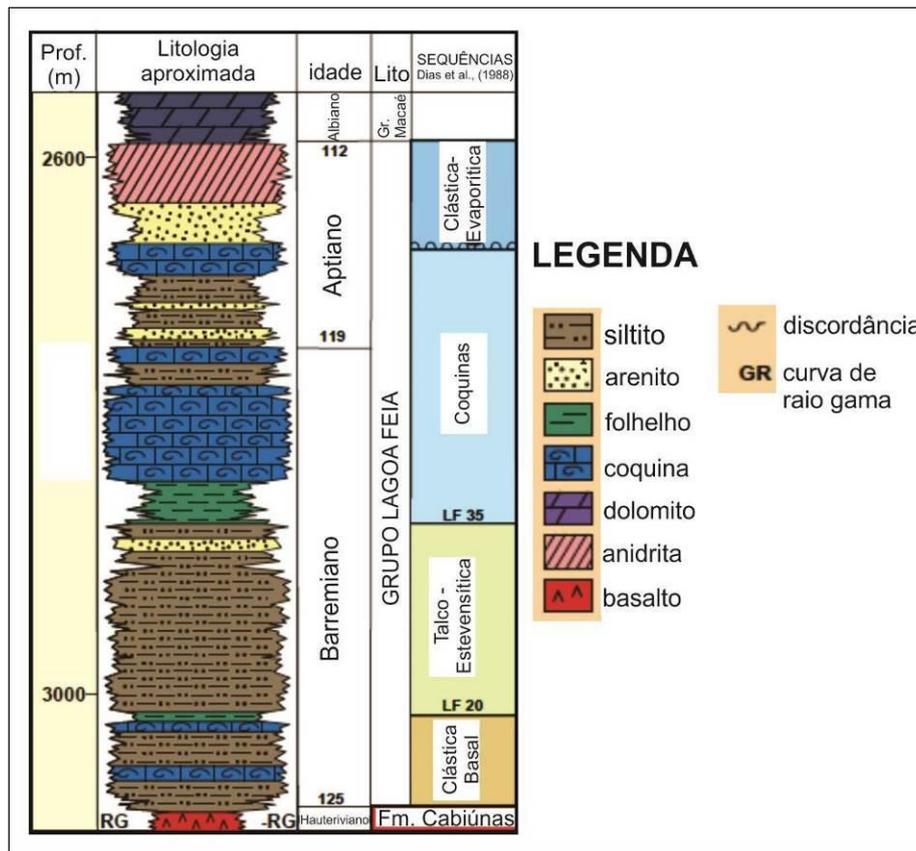


Figura 21. Exemplo de perfil para o Grupo Lagoa Feia. Fonte: Muniz (2013) previamente modificado de Carvalho et al. (2000)

No presente trabalho os dados estão em formato .las (LWD e Perfilagem) e discriminados como perfil de Raio Gama (GR), perfil de indução (ILD), perfil de densidade (RHOB), perfil de porosidade neutrônica (NPHI) e perfil sônico (DT). Foram caracterizadas as eletro-fácies e delimitadas, primeiramente, os principais níveis estratigráficos, baseando-se nas principais discordâncias, nos topos e base das formações e nos limites de sequências.

Após a identificação dos principais níveis estratigráficos (e.g. topo e base do Grupo Lagoa Feia, sequências deposicionais definidas por Dias et al. (1988) e marcos estratigráficos LF de Baumgarten (1985) e reconhecimento da ocorrência de camadas de rochas com potencial reservatório, no caso os depósitos de coquinas, foi realizada a identificação e subdivisão dos níveis-reservatório.

Com esta análise, realizada nos perfis, é possível a identificação dos padrões geométricos, representados pelos poços 3-RJS-157C-RJ (CQ-26) no Campo de Linguado e 4-RJS-55-RJ (CQ-4) no Campo de Pampo como ilustrado na Figura 22. A identificação das respostas de cada perfil, para os intervalos correspondentes aos níveis de rocha de interesse, torna possível a determinação da correlação rocha-perfil.

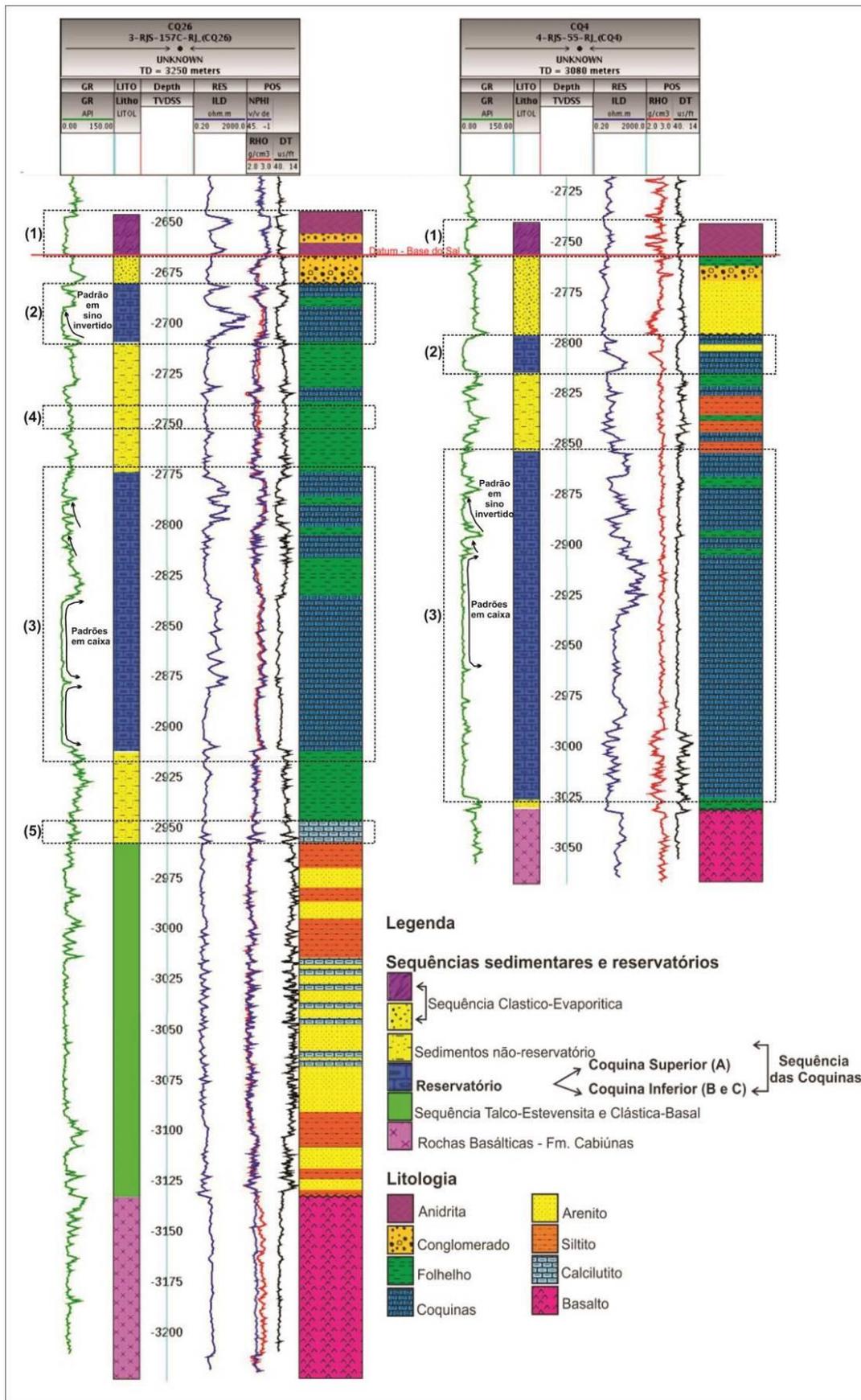


Figura 22. Perfis-guia para a análise dos padrões geométricos dos perfis de raio gama (GR), resistividade indutiva (ILD), densidade (RHOB) e porosidade neutrônica (NPHI) e sua correspondência em rocha.

De acordo com os perfis da Figura 22, no topo das seções analisadas, representadas em (1), são observados baixos valores de raio gama (GR) associados a altos valores de resistividade (ILD) (1000 a >2000 Ohm.m) em pequenos trechos que variam de 10m a 30m em TVD, e representam as camadas de evaporitos formados majoritariamente por anidritas, que estão localizados no topo do Grupo Lagoa Feia.

Os carbonatos formados pelas coquinas, representados em (2 e 3), apresentam um padrão de GR em formato de caixa e em sino invertido, devido ao padrão agradacional e à sua característica de granocrescência ascendente, que representa o padrão progradacional, respectivamente, e também, valores que variam de 5 a 15 °API. Os perfis de densidade RHOB também apresentam um leve aumento, em comparação relativa às rochas posicionadas logo acima e abaixo, principalmente dentro dessas camadas de coquinas. Os sedimentos que se intercalam as camadas de carbonatos, formados por coquinas, apresentam valores relativos maiores de GR; para os folhelhos esses valores variam de 70 a 120 °API (4), e para os calcilutitos e margas de 30 a 40°API (5).

4.2.2 Aplicação da Estratigrafia de Sequência para definição dos ciclos

Os primeiros fundamentos da Estratigrafia de Sequência estão na publicação de Payton (1977), no Memoir 26 da AAPG. Desta publicação resultam os trabalhos do grupo Exxon (VAIL ET AL., 1984; WILGUS ET AL., 1988). Tal concepção foi originalmente aplicada a ambientes deposicionais marinhos siliciclásticos e, mais tarde, aos sistemas marinhos carbonáticos (SARG, 1988). O método é aplicado com foco na ciclicidade das fácies, na associação das fácies e na sua correlação ao longo da bacia, envolvendo, também, uma análise da repetição dos padrões e sucessões estratais, e suas maiores superfícies de subdivisão estratigráfica. Mitchum et al. (1977) expandiu o termo sequência para uma sucessão relativa de estratos geneticamente relacionados, considerando as sequências significar como ciclos de baixa frequência e alta ordem.

Os conceitos fundamentais da Estratigrafia de Sequências se baseiam em formas de abordagem da interpretação estratigráfica, onde está envolvido um modelo deposicional conceitual. Esses conceitos envolvidos no modelo deposicional são: a. espaço de acomodação que está relacionado com a mudança do nível de base e tectônica; b. padrões de empilhamento que podem estar relacionados ou são independentes das trajetórias da linha de costa; c. controle alogênético *versus* autogênético (CATUNEANU et al. 2011). Segundo SARG,

(1988) os conceitos de Estratigrafia de Sequências para os carbonatos são os mesmos aplicados para as rochas siliciclásticas, levando-se em conta, todavia, algumas principais diferenças que se relacionam à área fonte dos sedimentos e o fato de que a maioria dos carbonatos é produzida no próprio sítio de sedimentação. Sua produtividade depende do clima, da profundidade da lâmina d'água, da iluminação, da disponibilidade de nutrientes, da salinidade, da paleogeomorfologia e da taxa de mudança do nível de base.

A Bacia de Campos apresenta uma evolução tectono-estratigráfica específica que atuou durante a fase rifte que controlou seus processos de subsidência, a taxa de sedimentação e a sua paleogeografia. Nas bacias tectonicamente ativas é esperado que os padrões estratigráficos e a distribuição das fácies (siliciclásticas e carbonáticas) sejam controlados pela tectônica. Seguindo tal raciocínio, Payton (1977) propôs que a análise dessas bacias deve considerar que o espaço de acomodação é resultado da interação entre a tectônica de subsidência, a mudança do nível de base, clima e mudanças na taxa de sedimentação.

Muniz (2013) sugere o uso do modelo transgressivo-regressivo (T-R) proposto por Embry & Johannessen (1992) e Embry (1993, 2002) para a análise dos carbonatos depositados durante a fase rifte da Bacia de Campos. Segundo as análises feitas por aquele autor é possível reconhecer padrões transgressivos e regressivos em testemunhos e nos perfis de poços interpretados que representam os períodos de oscilação entre a tectônica ativa e as mudanças dos níveis de base.

O modelo T-R utiliza-se de alguns limites de sequências: as discordâncias subaéreas de borda de margem e a máxima superfície regressiva (MRS) de Embry & Johannessen (1992). Essas duas superfícies-chave definem os limites de sequências (SB) junto com a superfície de inundação máxima SIM (*maximum flooding surface* - MFS), que define o fim da transgressão.

Esse modelo é considerado como uma alternativa mais adequada no caso dos dados indiretos (e.g. eletrofácies interpretadas em perfis de poços), pois se utiliza da máxima superfície de regressão (MRS) como a superfície chave para a sua análise.

No modelo para o sudoeste da Bacia de Campos, proposto por Muniz (2013) para o noroeste da Bacia de Campos (Figura 23), percebe-se que durante o processo de abatimento e rotação do bloco pela falha, havia uma sucessão predominantemente regressiva (R), com exposição subaérea local na parte mais alta; já próximo ao plano de falha, devido a grande subsidência, ocorreu uma sucessão predominantemente transgressiva (T).

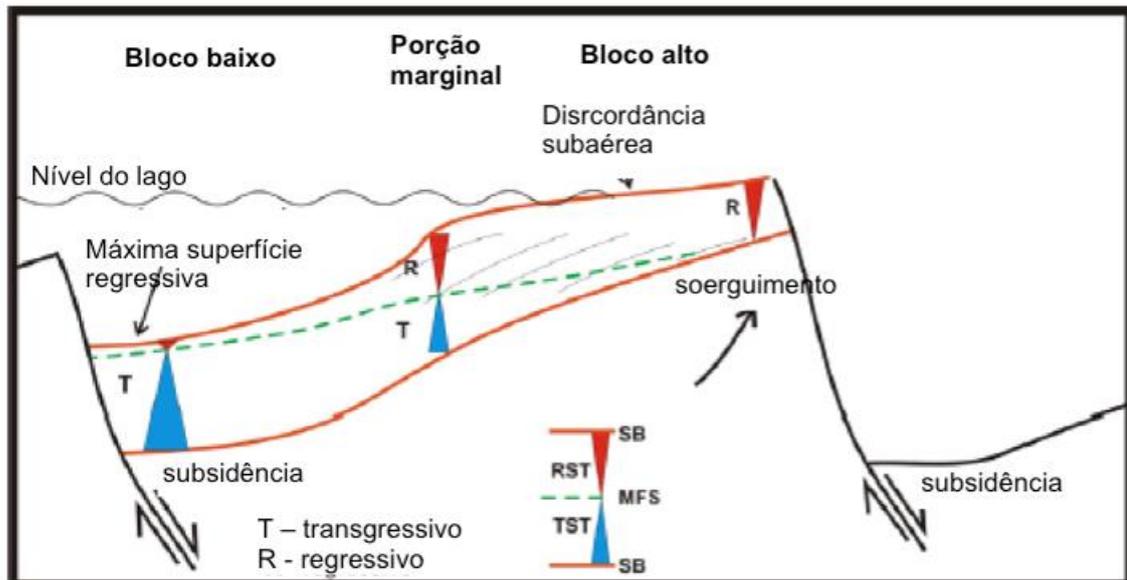


Figura 23. Modelo de sequência transgressiva-regressiva (T-R) aplicado para a análise dos carbonatos depositados durante a fase rife (Fonte: Muniz, 2013).

Na aplicação do modelo T-R, da estratigrafia de seqüências, é importante a compreensão da relação entre as seqüências/ciclos transgressivo-regressivo e a escala dos fenômenos em questão. Vail et al. (1991) propôs seis ordens de grandeza para os ciclos: 1º ordem (>50 Ma.), 2º ordem (3-50 Ma.), 3º ordem (0,5-3 Ma.) 4º ordem (0,08-0,05 a.) 5º ordem (0,08-0,03 Ma.) e 6º ordem (0,01-0,03 Ma.). A seqüência, unidade básica, interpretada por Mitchum et al. (1977), corresponde a um ciclo de 3º ordem e baixa frequência.

Neste estudo, para todo o Grupo Lagoa Feia foi aplicada uma análise de ciclos de 3º ordem e, mais especificamente, foi realizada uma análise de ciclos de 4º ordem para os sedimentos que correspondem a Sequência das Coquinas, buscando um detalhamento dessa seção.

A interpretação dos ciclos, baseada na análise estratigráfica dos perfis, possibilita entender a assinatura e a correlação lateral dos níveis reservatórios, pois os mesmos apresentam um padrão que aparenta se repetir, tanto verticalmente, no empilhamento das camadas de coquinas, como lateralmente, ao longo dos Campos de Linguado e Pampo, segundo se pode notar na análise prévia dos perfis feita para este trabalho.

4.2.3 Confeção de seções estratigráficas e estruturais

A partir da confecção de seções estratigráficas e estruturais, baseada nos perfis de poço, é possível correlacionar e gerar informações sobre a distribuição e variação lateral de espessura dos principais níveis estratigráficos que compõem os reservatórios focados nesse estudo. Essa etapa da análise estratigráfica é a principal ligação entre as informações obtidas com a análise prévia dos perfis dos poços e a compreensão desta distribuição no dado sísmico. O principal objetivo é construir seções que possibilitem correlacionar as principais sequências deposicionais e os níveis-reservatório, tanto *dip* (cruzando os campos de Linguado e Pampo) quanto *strike* (acompanhando o *trend* das estruturas dos altos pertencentes aos respectivos campos) (Figura 24), utilizando-se como informação, os poços interpretados. Essa etapa compreende a visualização da variação da geometria e distribuição das fácies e níveis-reservatório nas coquinas, baseadas na estrutura sedimentar original, mostrando a atuação da deformação tectônica.

Para a confecção das seções estratigráficas é importante a escolha do *datum* ou calibração dos poços. No caso deste trabalho, o marco LF-85, definido por Baumgartem (1985), que representa a base de deposição dos evaporitos da sequência clástico-evaporítica, foi escolhido como *datum* justamente por se tratar da base de um depósito entendido como planar de uma sequência evaporítica.

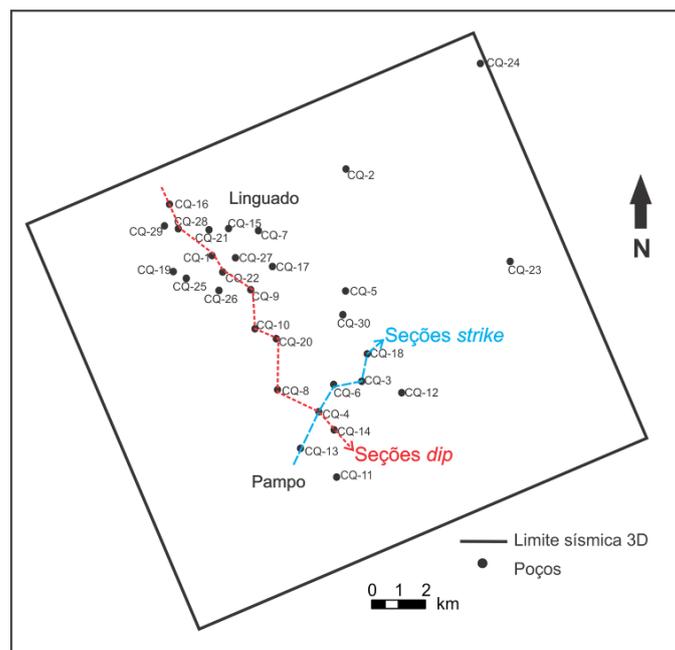


Figura 24. Mapa com os poços mostrando as direções *dip* e *strike* onde foram construídas as correlações ao longo da área de estudo.

4.3 Análise petrofísica

Para caracterizar as propriedades físicas, foi realizada uma análise petrofísica com perfis em quatorze poços, que estão homogeneamente distribuídos na área de estudo, sendo oito desses poços localizados no Campo de Linguado e seis no Campo de Pampo. A análise foi feita a partir dos perfis de poço de Raio Gama (GR), Resistividade Indutiva (ILD), Densidade (RHOB), Porosidade Neutrônica (NPHI) e Sônico (DT), com a posterior validação, de forma que fossem utilizados dados obtidos com base em análises de rochas disponíveis, tanto na literatura, como nas pastas de poço.

O tratamento e processamento dos dados, tais como a construção dos gráficos e diagramas, foram feitas com a utilização da Plataforma de análise petrofísica do *software* Techlog*.

Para a realização dos cálculos petrofísicos, alguns parâmetros foram coletados nas pastas de poço, como está ilustrado pela Tabela 2, por se tratarem de dados fornecidos pela equipe de perfilagem. Os dados presentes na Tabela 2 como o gradiente geotérmico de cada poço e as informações da resistividade na temperatura da formação do filtrado da lama (Rmf), são controlados e medidos durante a perfuração dos poços e aquisição dos dados, e são parâmetros utilizados para a correção das medidas tomadas pelas ferramentas.

CÓDIGO	POÇO	CAMPO	Grad. Geotérmico(graus F)	Rmf @ 75gF (Ω m)
CQ-28	1-RJS-156-RJ	Linguado	37.5	0.43
CQ-27	4-RJS-139A-RJ	Linguado	37.21	0.43
CQ-15	3-LI-1-RJS	Linguado	32.44	0.43
CQ-1	7-LI-3-RJS	Linguado	37.21	0.43
CQ-19	3-RJS-167-RJ	Linguado	40	0.149
CQ-26	3-RJS-157C-RJ	Linguado	34.4	0.149
CQ-17	3-LI-5-RJS	Linguado	37	0.43
CQ-10	4-RJS-49-RJ	Linguado	37	0.149
CQ-5	4-RJS-62A-RJ	Pampo	34	0.43
CQ-4	4-RJS-55-RJ	Pampo	30.08	0.43
CQ-14	3-RJS-170A-RJ	Pampo	30	0.43
CQ-13	3-RJS-159-RJS	Pampo	30	0.149
CQ-6	4-RJS-235-RJ	Pampo	35	0.43
CQ-3	3-PM-3A-RJS	Pampo	30	0.149

Tabela 2. Parâmetros coletados durante a perfuração, encontrados em descrições de pasta de poço.

O método de análise petrofísica se iniciou com o cálculo do Índice de Radioatividade (Igr) a partir dos registros de Raio Gama; em seguida foram calculados Porosidade Total (PHIT) e Efetiva (PHIE) a partir do registro de densidade e nêutron. Foram também calculados os Indicadores de Litologia (M-N) e a Saturação de Água (Sw) pelos métodos de Archie e Dual Water, para que pudesse ser feita uma comparação entre os mesmos.

4.3.1 Índice de Radioatividade (Igr)

O índice de radioatividade é calculado a partir dos perfis de Raio Gama e tem como objetivo medir o comportamento radioativo relativo das rochas encontradas ao longo do poço analisado. A maior parte da radioatividade medida em poço provém dos minerais de argilas que concentram os três elementos radiativos que são Urânio, Tório e Potássio. Devido a isso, os folhelhos são as rochas que apresentam os maiores Igr medidos, e como consequência, apresentam as maiores médias lidas de Raio Gama no perfil, sendo consideradas assim, as linhas de medida de 100% de folhelho (Figura 25).

Quanto aos carbonatos, parte-se do princípio de que não são radioativos no seu estado mais puro e, devido a isso, são considerados como a linha de medida de 0% de folhelho (Figura 25). Alguns casos particulares de carbonatos mostram que essa rocha pode conter alguma matéria orgânica na sua composição, trazendo para a mesma uma leve radioatividade devido aos elementos Urânio e Potássio.

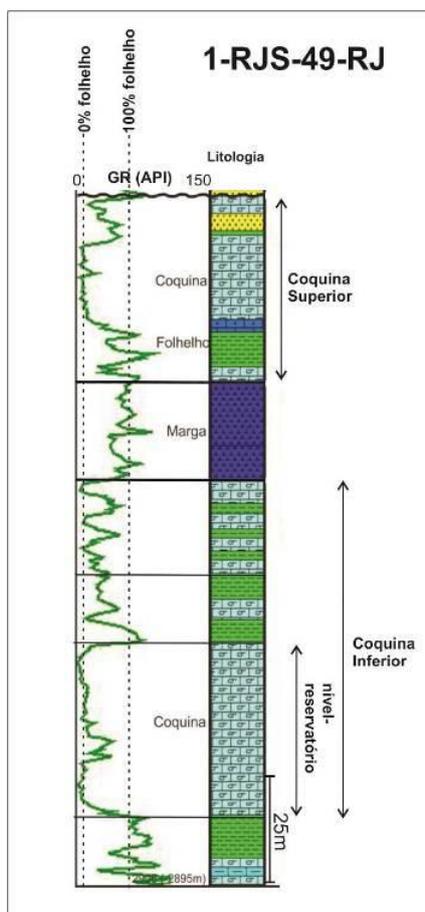


Figura 25. Linha de base do Folhelho 100% e 0% definida a partir do registro de Raio Gama no poço 1-RJS-49-RJ (CQ-10). Essas linhas de base são utilizadas para os cálculos de Igr e podem ser consideradas constantes na área estudada.

O Índice de Radiatividade (Igr) foi calculado utilizando a seguinte fórmula descrita em Asquith & Krygowski (2004):

$$Igr = (GR_{lido} - GR_{matriz}) / (GR_{Folhelho} - GR_{matriz})$$

$GR_{Folhelho}$ = 100% Folhelho; GR_{Lido} = Raio Gama lido no intervalo analisado; GR_{matriz} = 0% Folhelho i.e. formação limpa e/ou carbonato. E utilizando-se da correlação linear considerar-se-á:

$$Igr = Vsh$$

Os folhelhos costumam apresentar um aspecto mais radioativo que as areias e os carbonatos; assim, o cálculo de Igr pode ser usado para estimar o volume de folhelho (Vsh) que representa a argilosidade encontrada nesses reservatórios, caso o mesmo seja encontrado nos perfis interpretados. Considerando que o sistema reservatório estudado apresenta uma composição majoritária de carbonatos e folhelhos, a equação abaixo será aplicada para estimar uma porcentagem de carbonato total para os níveis reservatório, utilizando o mesmo princípio empregado para siliciclásticos:

$$\text{Carbonato total} = 1 - Igr$$

4.3.2 Porosidade Total (PHIT) e Efetiva (PHIE)

O cálculo das porosidades total (PHIT) e efetiva (PHIE) é feito utilizando os perfis de densidade (RHOB) e porosidade neutrônica (NPHI). Para tal cálculo é preciso conhecer as densidades de todos os materiais envolvidos, como os valores das densidades da rocha matriz e a densidade dos fluidos analisados, conforme a Tabela 3.

Componente	Fórmula	Densidade ρ_{ma} g/cm ³	Densidade baseada na densidade do elétron (ρ_e), g/cm ³	Densidade obtida pela perfil g/cm ³
Quarzo	SiO ₂	2,65	2,65	2,64
Calcita	CaCO ₃	2,71	2,70	2,71
Dolomita	CaCO ₃ MgCO ₃	2,85	2,86	2,85
Halita	NaCl	2,16	2,07	2,03
Anidrita	CaSO ₄	2,96	2,95	2,97
Água doce	H ₂ O	1,0	1,1	1,0
Água salgada	200.000ppm	1,14	1,27	1,13
Óleo	n(CH ₂)	0,85	0,97	0,85
Gás	C _{1,1} H _{4,2}	0,000773	0,00096	

Tabela 3. Densidade, densidade do elétron e densidade medida pela ferramenta para alguns componentes-chave, baseado em Schlumberger (1989a) e Rider (2002).

O cálculo de Porosidade Efetiva (PHIE) é realizado com o uso do índice de radioatividade (Igr), sendo assim, o sistema considerado na análise petrofísica é siliciclástico e contém níveis-reservatório de composição carbonática (depósitos de coquinas). O diagrama (figura 26), modificado de Eslinger & Pevear (1988), mostra as diferentes porosidades que podem ser calculadas, os parâmetros, os fatores e as características que as definem dentro do sistema.

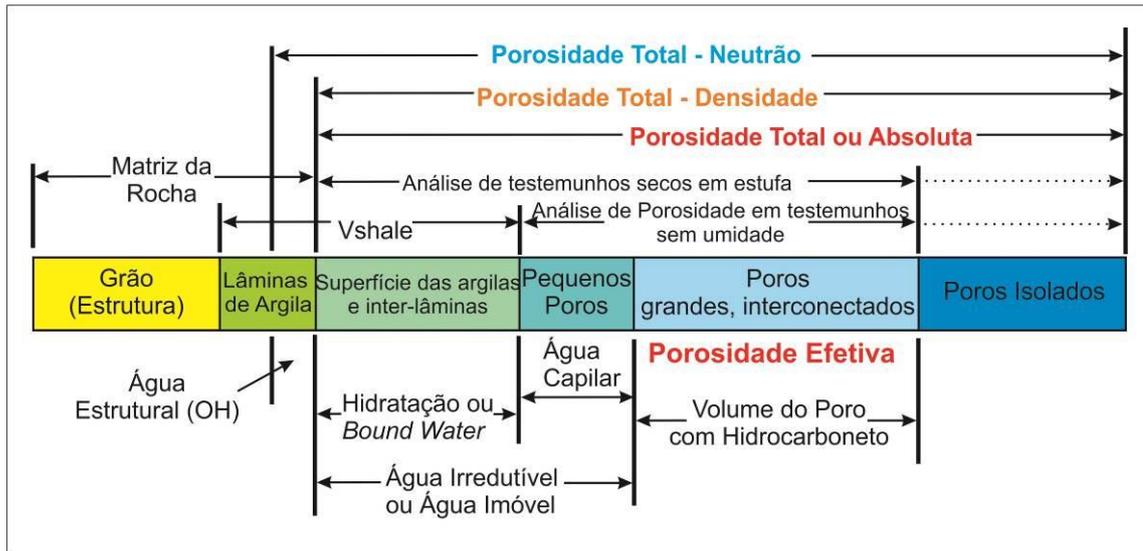


Figura 26. Diagrama mostrando as porosidades e os fatores e características que devem ser considerados durante o cálculo petrofísico. Fonte: Eslinger & Pevear (1988).

O cálculo da Porosidade Total (PHIT) é feito por meio do uso do perfil de densidade (RHOB) pela seguinte fórmula:

$$\text{PHIT} = \Phi_T; \quad \phi_T = \frac{\rho_{ma} - \rho_B}{\rho_{ma} - \rho_f}$$

Onde ρ_{ma} = densidade de matriz; ρ_B = densidade lida no perfil de RHOB;
 ρ_f = densidade do fluido

Esse cálculo leva em consideração toda porosidade encontrada no sistema (Figura 26), seja ela a dos grandes poros interconectados, dos poros isolados, dos pequenos poros, que sofrem com a atuação da pressão capilar, e dos poros encontrados entre as lâminas de argila.

Os valores de porosidade média (PHIA) podem ser obtidos com o registro de porosidade neutrônica (NPFI), a partir da seguinte fórmula:

$$\text{PHIA} = (\text{NPFI} + \text{PHIT}) / 2$$

A porosidade efetiva (PHIE) é tida como a porosidade medida que contempla os poros grandes e interconectados (Figura 26). Essa medida se utiliza de parâmetros mais elaborados para que seja possível calcular o volume de água irreduzível do sistema, ou seja, a água que seria imóvel e não impactaria no cálculo de reserva de hidrocarboneto do reservatório analisado.

O cálculo da porosidade efetiva é realizado utilizando-se as seguintes fórmulas:

$$(1) \quad \phi_T = \frac{\rho_{ma} - \rho_B}{\rho_{ma} - \rho_f}$$

$$(2) \quad \phi_{T_{sh}} = \frac{\rho_{ma} - \rho_{sh}}{\rho_{ma} - \rho_f}$$

$$(1, 2) \text{ PHIE} = \Phi_T - (\Phi_{sh} * I_{gr})$$

Onde ρ_{ma} = densidade de matriz; ρ_B = densidade lida no perfil de RHOB; ρ_f = densidade do fluido ρ_{sh} = densidade do folhelho; Φ_T = PHIT ou porosidade total; Φ_{sh} = porosidade do folhelho; I_{gr} = índice de radioatividade.

4.3.3. Gráficos de análise da composição mineralógica e de rocha: Indicadores de Litologia (M-N) e Cp-1c-Cp-1d

Por meio do uso de medidas indiretas (e.g. perfis de poços), são gerados gráficos que auxiliam na estimativa das possíveis litologias que compõem as seções e de outras características, tais como a presença de porosidade secundária e dos tipos de fluidos.

O gráfico que correlaciona NPHI vs RHOB foi construído baseado nas cartas CP-1c e CP-1d (SCHLUMBERGER, 1997) (Figura 27) e é utilizado para estimar porosidade e litologia (calcário com predomínio de calcita, dolomito e arenito).

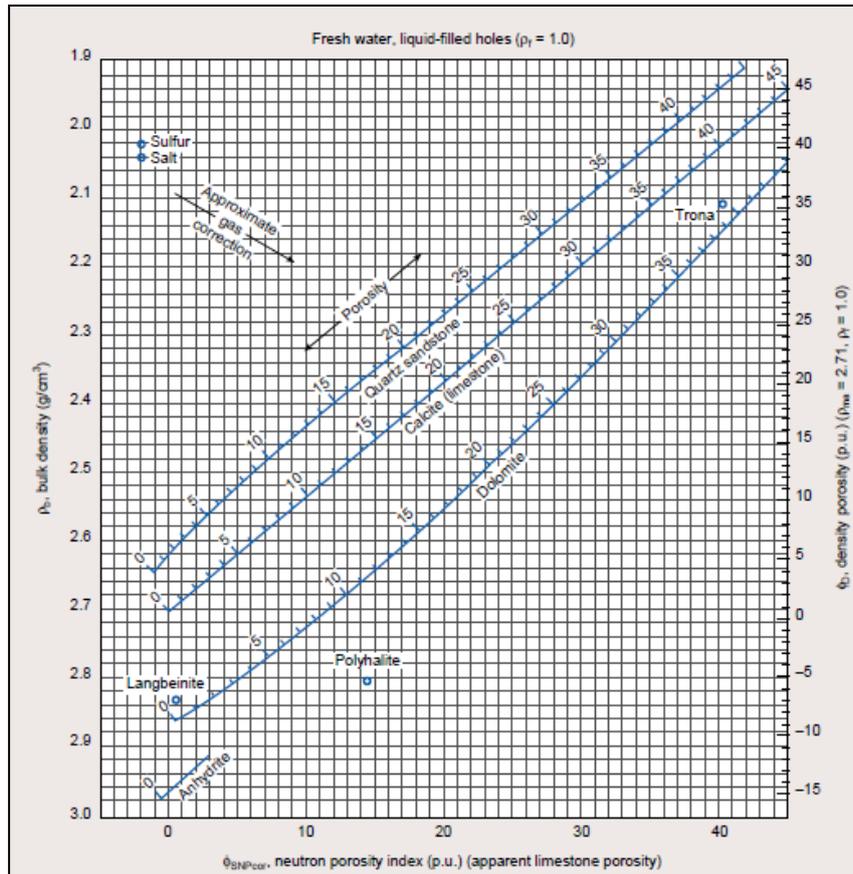


Figura 27. CP-1d (NPHI vs RHOB) mostrando os campos para a determinação das litologias e da porosidades. Fonte: SCHLUMBERGER (1997).

Quanto aos indicadores de litologia M e N, utilizam-se dos perfis de densidade (RHOB), porosidade neutrônica (NPHI) e sônico (DT) e são calculados com as seguintes fórmulas:

$$M = \frac{\Delta t_f - \Delta t}{\rho_b - \rho_f} \times 0.01 \qquad N = \frac{1 - NPHI}{\rho_b - \rho_f}$$

Onde Δt_f = intervalo de tempo da onda compressional para o fluido; Δt = intervalo de tempo da onda compressional lida; ρ_b = densidade (RHOB) lida; ρ_f = densidade do fluido; NPHI = porosidade neutrônica lida;

Esse método se utiliza de um *cross-plot*, como ilustrado nas figuras 28 e 29 e denominado Schlumberger *M-N plot* (Burke et al., 1969) com M nas ordenadas e N nas abscissas. No gráfico, os minerais e o folhelho se separam em campos, onde é possível identificar a composição mineral dos intervalos analisados.

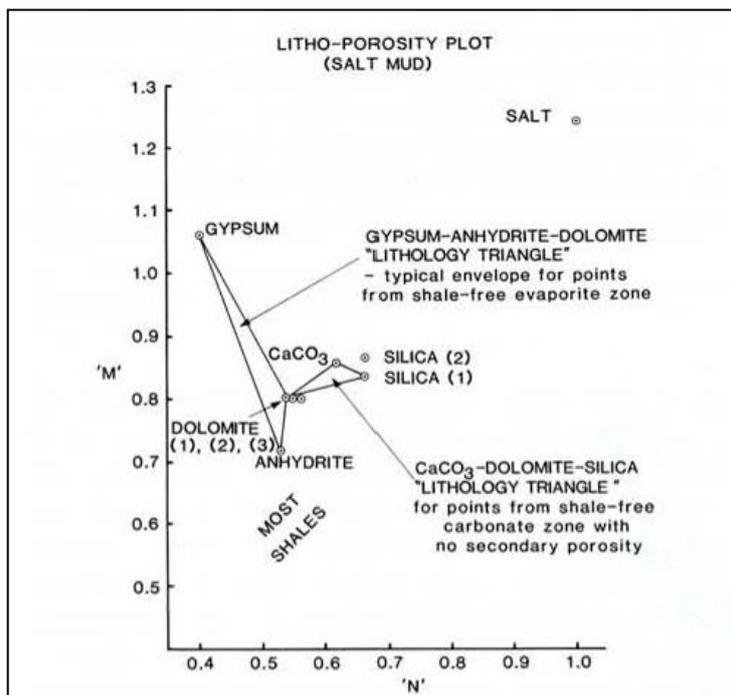


Figura 28. Cross-plot M-N Schlumberger mostrando os campos dos minerais e folhelho. Fonte: Burke et al. (1969) apud Rider (2002).

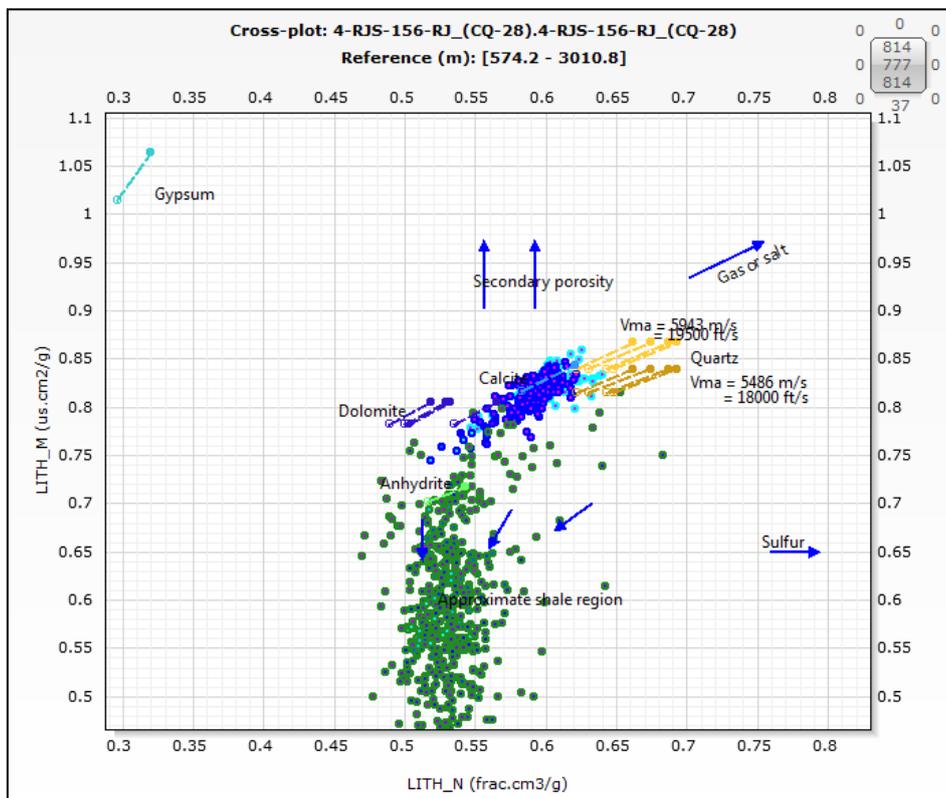


Figura 29. Exemplo de um cross-plot denominado Schlumberger LITH-7 M-N plot encontrado na plataforma do software Techlog*.

4.3.4 Saturação de Água (S_w)

Para que seja possível um cálculo petrofísico de Saturação de Água (S_w) é necessário entender o processo de invasão da lama durante a perfuração e como a mesma afeta as leituras dos perfis de resistividade, bem como são denominados esses perfis. Por convenção, a invasão é dividida em zonas, como mostra a Figura 30. Próximo à parede do poço se forma uma zona definida como *mud cake* e logo após, a zona invadida, onde a lama filtrada substituiu um pequeno volume do fluido original da formação. Gradualmente, à medida que nos afastamos da parede do poço e as condições do reservatório são preservadas é possível medir, nesta zona, as propriedades da formação, o volume de lama filtrada diminui e é possível encontrar o fluido original da formação. Atravessando uma zona de transição e à medida que a formação se localiza mais distante lateralmente da parede de perfuração, as propriedades do reservatório são mais representativas do mesmo, encontrando-se a formação virgem ou zona não invadida.

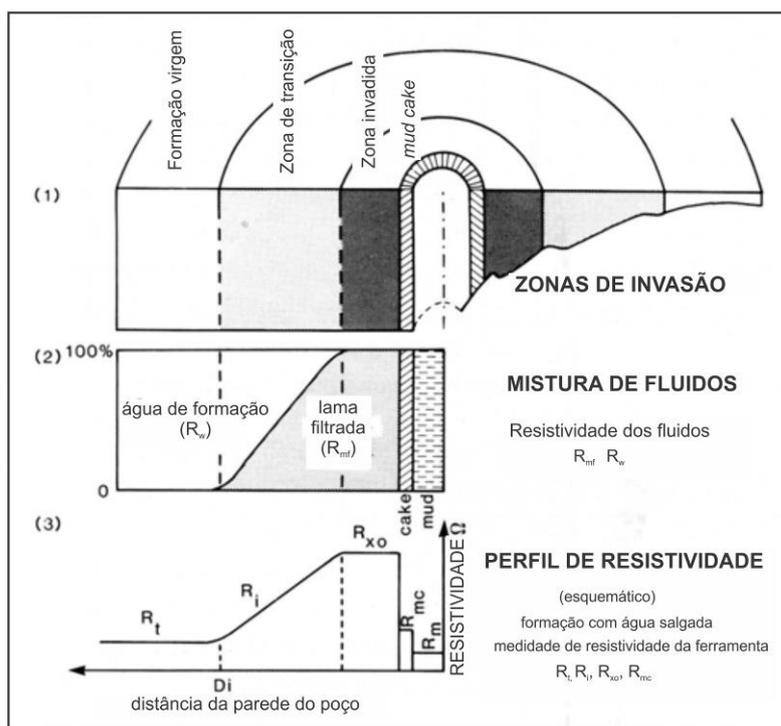


Figura 30. (1) Zonas de invasão descritas para o furo do poço; (2) Representação esquemática das misturas dos fluidos; (3) perfil de resistividade (modificado de Rider, 2002)

Nos experimentos realizados por Archie (1942) foram amostrados reservatórios siliciclásticos com porosidade $>21\%$ para o cálculo de saturação de água (S_w), e nele tem-se que a resistividade da rocha (R_o), preenchida por água, pode se relacionar a resistividade da água da formação (R_w) através da Equação geral de resistividade da rocha (**R_o**):

$$\mathbf{R}_o = \mathbf{F} \cdot \mathbf{R}_w$$

Onde **F** = Fator de formação; **R_w** = Resistividade da água de formação.

Segundo Wyllie (1963), essa equação é tida como a mais importante na interpretação dos perfis de resistividade.

Outra importante equação é o Índice de resistividade (I):

$$\mathbf{I} = \mathbf{R}_t / \mathbf{R}_o$$

Onde **R_t** = Resistividade da rocha que contém hidrocarbonetos; **R_o** = Resistividade da rocha saturada 100% de água.

Essa equação introduz uma noção de razão à resistividade para um específico reservatório, quando se tem uma região completamente saturada em água em oposição a uma região que contém hidrocarbonetos.

Os reservatórios compostos por carbonatos do tipo coquina, que compõem a Sequência das Coquinas da Formação Coqueiros na porção sudoeste da Bacia de Campos, apresentam valores médios de resistividade de água de formação (R_w) definido a partir dos poços 3-RJS-157C-RJ e 4-RJS-139A-RJ (Campo de Linguado) e 4-RJS-55-RJ (Campo de Pampo).

Segundo informações registradas em pasta de poço, para o Campo de Linguado no poço 3-RJS-157C-RJ foi obtido um valor de R_w = 0.094 Ohm.m@75°F; no poço 4-RJS-139A-RJ foi obtido um valor de R_w = 0,092 Ohm.m@75°F. Tais dados são relativos ao intervalo-reservatório do Eobarremiano-Neoptiano aqui analisado.

A partir dessa informação e do gradiente geotérmico de 34,4°F/km para o poço 3-RJS-157C-RJ, obteve-se um R_w médio para os níveis reservatórios de coquinas de 0.03 Ohm.m@196°F a uma concentração de 80.000ppm de NaCl, ajustado pelo *pickett plot* da Figura 31. O poço 4-RJS-139A-RJ apresenta um gradiente geotérmico de 37,21°F/km e também obteve um valor de R_w médio para os níveis de 0,03 Ohm.m@197°F a uma concentração de 100.000ppm NaCl, ajustado pelo *pickett plot*. Os valores do coeficiente de tortuosidade (a) e o coeficiente de cimentação (m) utilizados neste trabalho foram 1 e 2, respectivamente. As escolhas de valores de a, m e n foram feitas baseando-se nos valores padrão para reservatórios carbonáticos ao redor do mundo e tem como objetivo estabelecer correlação com os valores já publicados na literatura.

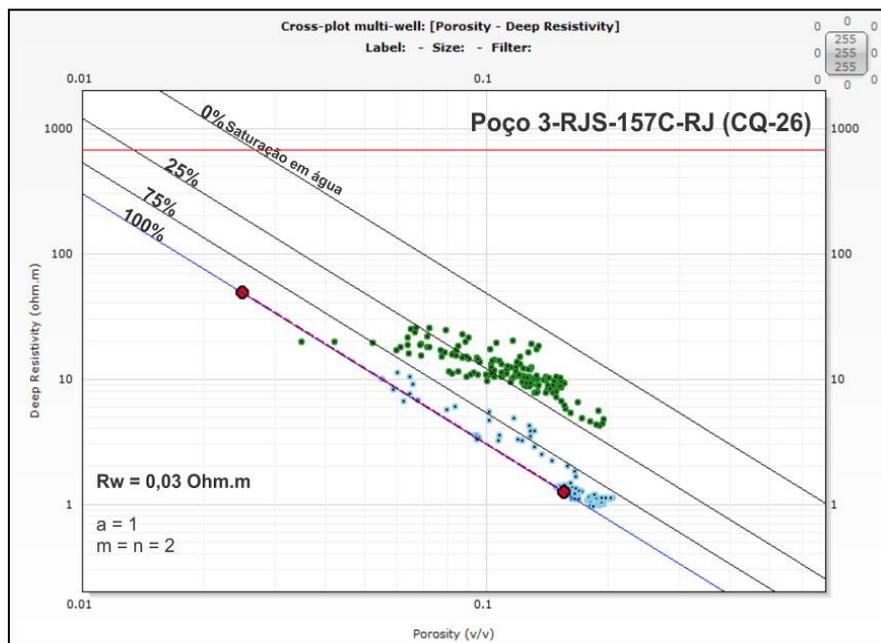


Figura 31. Pickett Plot para o ajuste de R_w nos níveis-reservatório do poço 3-RJS-157C-RJ (CQ-26).

Ainda sobre os valores obtidos em pasta de poço e ajustados pelo *pickett plot*, para o Campo de Pampo, foi obtido, através do poço 4-RJS-55-RJ, com gradiente geotérmico de $30,08^\circ\text{F}/\text{km}$, um valor médio de R_w para os níveis-reservatório de $0,026 \text{ Ohm.m}@180^\circ\text{F}$ e uma concentração de 140.000ppm de NaCl.

Para este trabalho foi calculada a Saturação de Água (S_w) utilizando-se a (a)Equação de Archie e a (b) Equação de Dual Water.

(a) Equação de Archie

$$(1) S_w^n = F \cdot R_w / R_t ;$$

Onde: S_w = Saturação de água; n = expoente de saturação, igual a 2; R_w = resistividade da água de formação; R_t = resistividade da rocha com hidrocarboneto.

$$(2) F = a / \phi_t^m$$

Onde: F = fator de formação; ϕ_t = porosidade total; m = fator de cimentação, aqui adotado como 2.

Então a equação final de Archie é:

$$(1,2) \quad SW = \left(\frac{a * R_w}{R_t * \phi_t^m} \right)^{\frac{1}{n}}$$

(b) Equação de Dual Water

A equação do cálculo de Saturação de água (S_w) conhecido como Dual Water é construída pela interação do algoritmo de Levenber-Marquart (LMA), utilizado para resolver problemas não lineares de mínimos quadrados. Em observações prévias dos perfis compostos disponíveis para os poços utilizados neste trabalho, constatou-se a presença de intercalações de folhelho ($GR \approx 100^\circ API$ e $R \approx 1,8 \text{ Ohm.m}$) contidas dentro dos níveis-reservatório. Levando-se em consideração a ocorrência dessas intercalações justifica-se a aplicação de um segundo cálculo de saturação de água onde seja possível incluir a ocorrência de folhelhos e/ou rochas com alto índice de radioatividade no reservatório.

A equação de Dual Water utiliza o valor de R_{sh} , que representa a resistividade do folhelho encontrado no reservatório, ou seja, ela leva em consideração a saturação de água contida nas porções mais argilosas do reservatório e seu valor foi extraído da análise do perfil composto para os poços analisados (Figura 32).

No perfil composto do poço CQ-19, no intervalo de 2760m a 2800m TVD, está contido todo o nível reservatório correspondente à Coquina Inferior e é onde se encontra um intervalo de pouco mais de 5m de folhelho, com $R_{sh} = 1,8 \text{ Ohm.m}$.

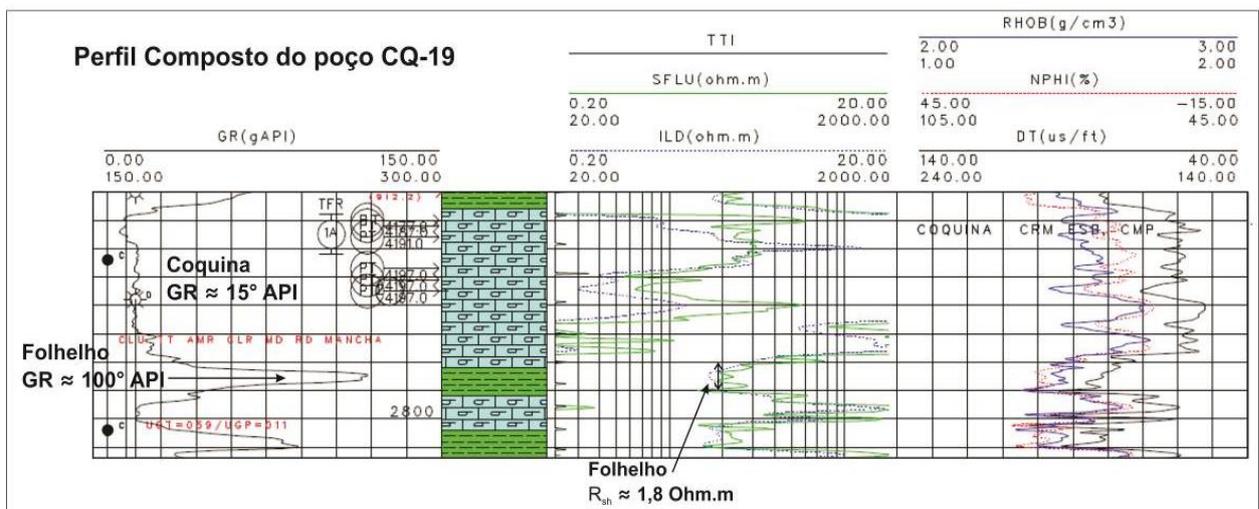


Figura 32. Trecho do perfil composto do poço CQ-19 mostrando o valor de resistividade do folhelho R_{sh} , utilizado para o cálculo de saturação de água pelo método de Dual Water. Fonte: Pasta do poço CQ-19.

A equação utilizada para o cálculo é:

$$\frac{a}{R_t * \phi_t^m} = \frac{1}{R_w} * S_w^n + Qv * \left(\frac{1}{\phi_{tsh}^2 * R_{sh}} - \frac{1}{R_w} \right) * S_w^{(n-1)}$$

$$Qv = \frac{\phi_{tsh} * Vsh}{\phi_t}$$

Onde Qv representa a efetiva concentração de CEC (*clay-exchange cátions*) normalizada e estimada com os valores de volume de folhelho e porosidade calculados.

Essa equação se utiliza de alguns outros parâmetros que estão descritos na Tabela 4. Trata-se de valores registrados nas pastas de poços CQ-26 e CQ-27, utilizados para o cálculo petrofísico ainda durante a fase exploratória, como: R_{sh} = resistividade do folhelho; ϕ_{tsh} = porosidade lida em 100% de folhelho; Vsh = calculado neste trabalho como Igr, e que representa o índice de radioatividade calculado.

Parâmetro	Valor e unidade
Δ_{tss} (delta T arenito)	51,5 $\mu\text{s/f}$
Δ_{tls} (delta T carbonato)	47,6 $\mu\text{s/f}$
Δ_{tdol} (delta T dolomita)	43,5 $\mu\text{s/f}$
Δ_{tanh} (delta T anidrita)	50 $\mu\text{s/f}$
ρ_{ma} (densidade da matriz de carbonato)	2,71 g/cm^3
ρ_f (densidade do fluido)	1,0 g/cm^3
Δ_{tf} (delta T fluido)	189 $\mu\text{s/f}$
ρ_o (densidade do hidrocarboneto)	0,8 g/cm^3
ρ_{sh} (densidade do folhelho)	2,45 g/cm^3
Δ_{tsh} (delta T do folhelho)	88 a 95 $\mu\text{s/f}$
R_{sh} (resistividade do folhelho)	1.8 Ohm.m
R_{min} (Resistividade mínima)	1,5 Ohm.m

Tabela 4. Parâmetros utilizados para os cálculos petrofísicos.

4.3.5 Caracterização petrofísica com modelos de Quanti-ELAN

A modelagem petrofísica do tipo multi-minerálica (Quanti-ELAN) é uma solução para a determinação de litologias que vai além dos tradicionais gráficos do tipo *cross-plots* (M-N e CP-1c-Cp1d), e apresentam opções de combinações minerais mais complexas. Ela baseia-se

num sistema que integra uma gama específica de minerais, condizente com prévia interpretação do paleoambiente deposicional interpretado para a área de estudo. No caso estudado foram utilizados: anidrita, calcita, dolomita, siltito e folhelho, além dos fluidos de hidrocarboneto e água.

Essa análise tem como objetivo caracterizar os volumes dos componentes da formação (composição mineral e de rocha com seus fluidos) por meio de equações determinísticas, executadas pela plataforma do *software* Techlog*, e que fazem uso das medidas dos perfis de raio gama (GR), resistividade indutiva (ILD), densidade (RHOB), porosidade neutrônica (NPHI) e sônico (DT) juntamente com os parâmetros da matriz adotados para cada componente estimado (e.g. densidade da calcita = $2,71\text{g/cm}^3$) e os cálculos petrofísicos prévios (Saturação de água e porosidade). Utilizando-se desse método é possível compreender as composições das formações que se encontram no intervalo de interesse, no caso a sequências das coquinas, e estimar a composição desses carbonatos e entender como a composição de seus principais componentes, como a relação calcita e dolomita, afeta nas distribuições de suas propriedades físicas e no sistema permo-poroso.

É importante lembrar que a análise multi-minerálica Quanti-ELAN é bastante recente e ainda não foi aplicada para os carbonatos formados por coquinas em trabalhos disponíveis na literatura.

4.4 Interpretação dos dados sísmicos

4.4.1 Correlação Perfil-Sísmica

Para se determinar a correlação entre um marco estratigráfico em perfil, e/ou topo ou base de um reservatório com específica idade geológica, e um refletor sísmico e/ou horizonte cronoestratigráfico, foi realizada uma calibração perfil-sísmica. Essa calibração é feita com a construção de sismogramas sintéticos e se utiliza das curvas de sônico e densidade para calcular a impedância acústica e assim estimar o coeficiente de reflexão, como ilustrado na figura 33. A partir desse processo, toda a informação do poço (marcos estratigráficos, topo e base de reservatório e níveis-reservatórios) são identificadas no dado sísmico em tempo duplo de viagem da onda.

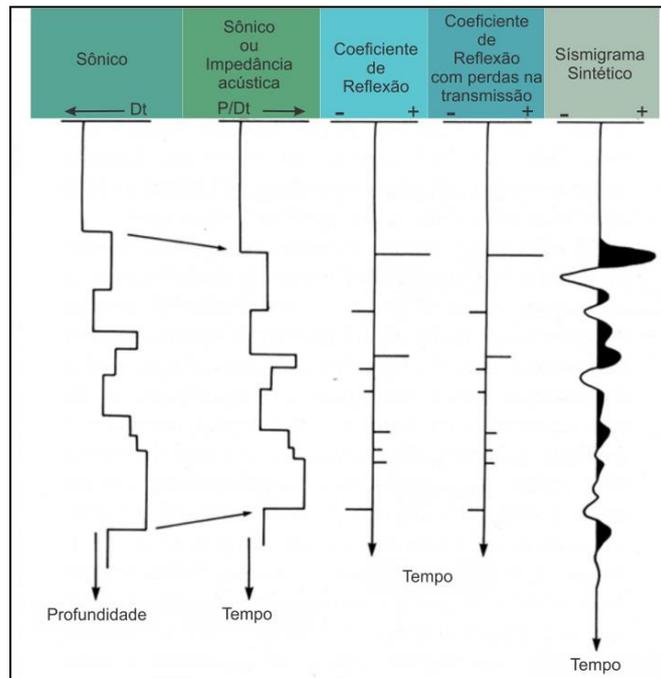


Figura 33. Representação diagramática da construção do traço sísmico sintético a partir do perfil sônico. Fonte: Thomas (1977).

O sismograma sintético é construído a partir dos perfis sônico (DT-velocidade) e densidade (RHOB) pela convolução dos coeficientes de reflexão obtidos com a impedância acústica calculada e a *wavelet* extraída (Figura 33). Assim, é obtido, para cada intervalo de profundidade (em metros) do perfil, um valor correspondente em tempo (milissegundos – escala de profundidade do dado sísmico), no qual a característica da rocha ou formação pode ser localizada e correlacionada na seção ou volume sísmico. Na Figura 34 está um exemplo da janela para construção do sismograma sintético do *software* DSG*, utilizado neste trabalho.

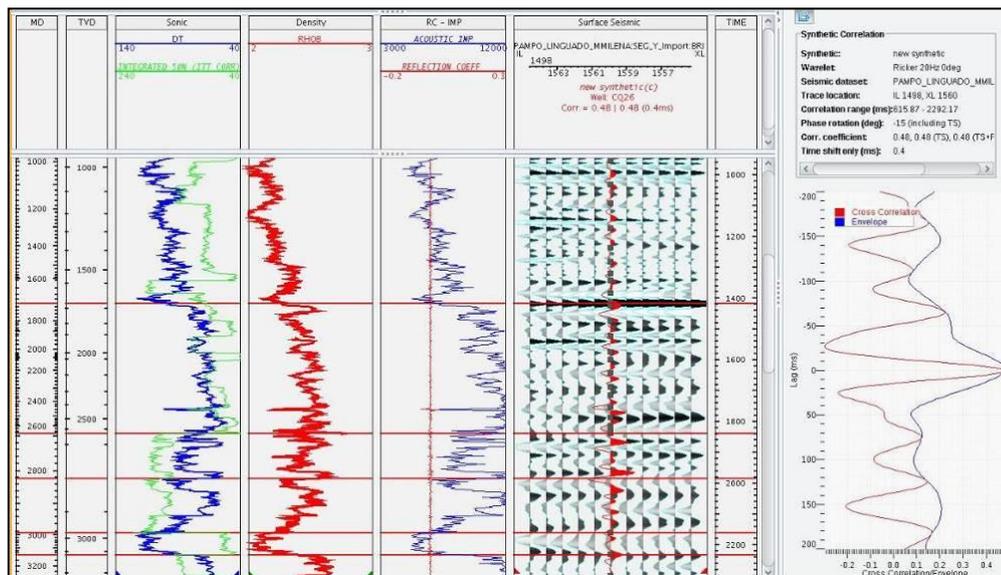


Figura 34. Janela de geração de um sismograma no *software* DSG* mostrando o poço 1-RJS-157C-RJ (CQ-26).

4.4.2 Interpretação Sísmica

A partir do dado sísmico serão interpretados os refletores cronoestratigráficos. Em outras palavras, definidos os refletores que apresentam a mesma idade geológica ao longo da área de estudo. A interpretação sísmica foi realizada na plataforma de interpretação sísmica do *software* DSG* e consiste na interpretação de todas as características geológicas, estruturais e estratigráficas refletidas no dado sísmico, tanto em seções como em mapa. Durante essa etapa serão medidas e interpretadas as falhas com seus padrões geométricos e rejeitos e determinados os padrões de empilhamento e afinamento das camadas lateralmente (*pinch-outs*). Essa análise permite compreender os espessamentos e os padrões de distribuição das camadas sedimentares anteriormente interpretados em perfis de poço, e reconhecer também os padrões de resposta dos refletores sísmicos. Os produtos gerados por essa análise são as superfícies/horizontes cronoestratigráficos que correspondem aos níveis-reservatórios (topo e base das Coquinas Inferior e Superior; Base do Sal – *Datum* e Base da Formação Coqueiros) e demais níveis de referência regional (Fundo do Mar, Oligo-Mioceno, Topo do Gr. Macaé).

4.4.3 Geração dos mapas de atributo sísmicos

Os atributos sísmicos gerados representam decomposições computacionais das informações contidas no dado sísmico, que podem estar refletindo às propriedades físicas e geológicas da área estudada. Eles se baseiam no reconhecimento de padrões pela quantificação da amplitude sísmica e morfologia do dado sísmico. Segundo Taner et al. (1994) os atributos são classificados em duas categorias: Físicos e Geométricos. Os Atributos Geométricos tem como objetivo salientar e tornar mais visível as características geométricas contidas no dado sísmico e eles incluem *dip*, azimute e coerência. Os Atributos Físicos são baseados nos parâmetros físicos contidos em subsuperfície relacionados à litologia e incluem amplitude, fase e frequência.

Para a geração dos mapas de atributo sísmico se utiliza de uma gama de algoritmos determinísticos, disponíveis nos *softwares* de interpretação que são aplicados ao dado sísmico 3D, os quais são posteriormente calibrados com a informação desejada e re-extraídos através dos horizontes em intervalos.

Finalizada as interpretações dos horizontes cronoestratigráficos e a geração de superfícies pseudoestruturais que representam os níveis estratigráficos dos reservatórios de interesse, inicia-se a etapa de geração dos mapas de atributos sísmicos utilizando-se as ferramentas do *software* DSG*. A figura 35 ilustra a fórmula e um exemplo do cálculo utilizado pelo software para extração da amplitude RMS (*Root Means Square*) e um mapa gerado para a Coquina Inferior. Esse atributo sísmico fornece uma estimativa escalonada do envelope do traço sísmico.

Para este trabalho foram extraídos atributos para os horizontes e intervalos interpretados, como, por exemplo, o topo e a base das Coquinas Superior e Inferior e os níveis-reservatórios que se encontram entre esses horizontes. Serão também extraídos atributos volumétricos, considerando a análise dos principais intervalos estudados. As relações dos atributos sísmicos gerados para este trabalho estão descritos na Tabela 5.

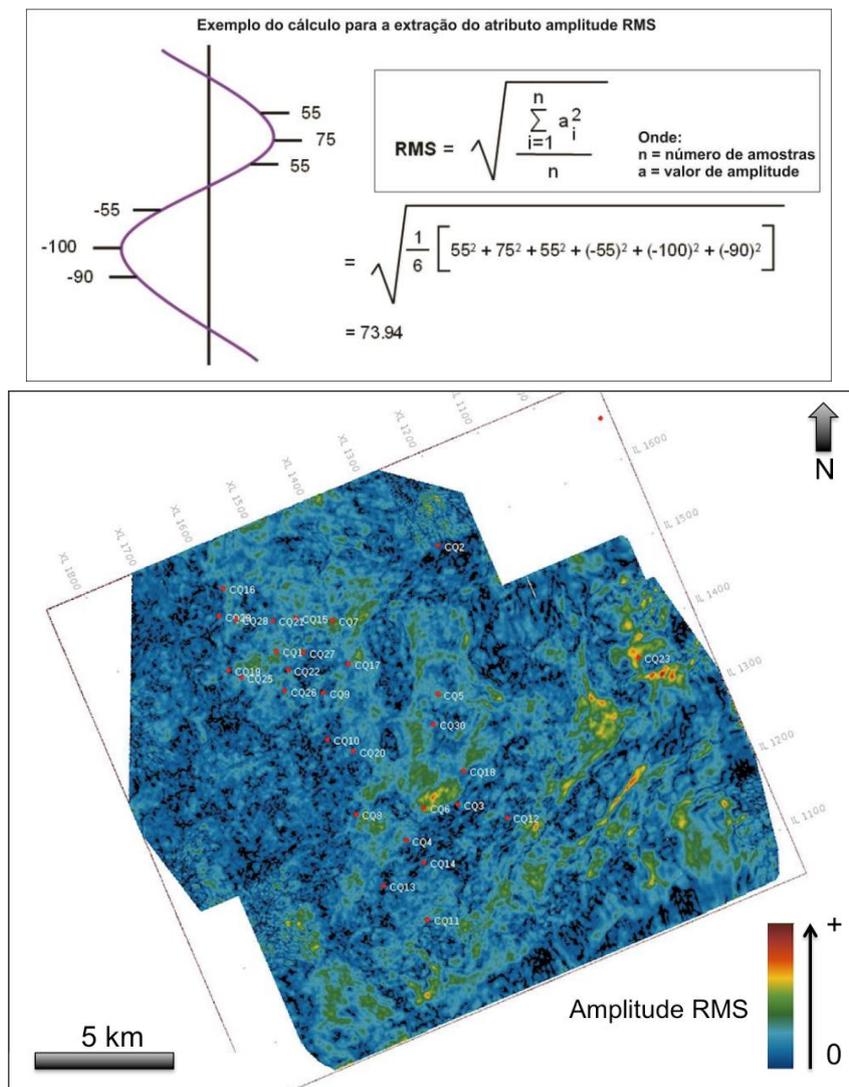


Figura 35. Fórmula e exemplo de um cálculo para extração do atributo amplitude RMS e um mapa de atributo sísmico de amplitude RMS extraído dentro do intervalo que compreende a Coquina Inferior.

Método utilizado para geração dos atributos sísmicos	Atributos sísmicos representativos gerados
Horizontes e Intervalos	<ul style="list-style-type: none"> - amplitude: instantânea, máximo, mínimo, pico máximo, máximo positivo, máximo negativo, máximo absoluto média de amplitude, média absoluta de amplitude; - amplitude <i>RMS</i>(<i>Root Means Square</i>), - somatória das amplitudes positivas; - somatória das amplitudes negativas, - somatória das amplitudes absolutas, - energia total;
Volumétricos de amplitude	<ul style="list-style-type: none"> - <i>refletion strength</i>; - mudança relativa da amplitude; - resposta da amplitude; - amplitude <i>RMS</i>
Volumétricos de fase	<ul style="list-style-type: none"> - polaridade aparente; - co-seno da fase; - fase instantânea; - resposta da fase;
Volumétricos de frequência	<ul style="list-style-type: none"> - média da frequência; - largura da banda; - frequência instantânea; - fator de qualidade; - resposta da frequência; - frequência <i>RMS</i>; - indicador de finas camadas;
Volumétricos estruturais	<ul style="list-style-type: none"> - azimute; dip; - descontinuidade; - descontinuidade ao longo do mergulho; - mínima curvatura; maior curvatura negativa; - maior curvatura positiva; - mudança da amplitude relativa em X; - mudança da amplitude relativa em Y.
Volumétricos de miscelânea	<ul style="list-style-type: none"> - comprimento do arco; - <i>energy half-time</i>; - impedância acústica relativa; - <i>sweetness</i>

Tabela 5. Métodos utilizados para extração dos atributos sísmicos (horizonte e intervalo, e volumétrico) e os atributos sísmicos mais representativos gerados pela plataforma do *software* DSG*.

Espera-se para cada conjunto de atributo sísmico extraído que seja possível obter algumas informações acerca da geologia da área estudada, levando-se em consideração que os dados podem vir também a não responder essa geologia. Alguns dos atributos podem vir a ressaltar feições geométricas que mostram a configuração tectônica, o paleo-ambiente e distribuição das camadas, outros atributos refletem as propriedades físicas e mostram variações de porosidade e saturação de água (Tabela 6).

Atributo Sísmico	Possibilita identificação
Volumétricos de amplitude	<ul style="list-style-type: none"> - Sequência de camadas, maiores mudanças de ambientes deposicionais; - Discordâncias - Mudanças de Litologia - Porosidade
Volumétricos de fase	<ul style="list-style-type: none"> - Continuidade lateral de camadas - Configuração detalhada das camadas
Volumétricos de frequência	<ul style="list-style-type: none"> - Espessura de camadas - Parâmetros de litologia - Indicador de hidrocarboneto - Zona de fraturas - Indicador para a relação arenito/folhelho
Volumétricos estruturais	<ul style="list-style-type: none"> - Detecção de falhas - Zonas com camadas paralelas - Zonas com camadas cócicas - Discordâncias
Volumétricos de miscelânea	<ul style="list-style-type: none"> - Tipo de rocha - Mudanças de porosidade - Saturação de hidrocarboneto - Espessura das camadas

Tabela 6. Tabela com a descrição das propriedades geométricas e físicas que podem ser identificadas com o uso de atributos sísmicos (Baseada em Chopra & Marfurt, 2005).

4.5 Confeção dos gráficos para a correlação: atributos sísmicos *versus* propriedades dos reservatórios.

Após a geração dos mapas de atributo sísmico correspondentes aos níveis reservatórios de interesse, os mesmos são correlacionados, utilizando-se gráficos do tipo *cross-plots*, com as propriedades físicas obtidas nos perfis e em análise petrofísica. Essa correlação tornará possível obter uma relação entre as propriedades físicas do reservatório e as propriedades sísmicas e, assim, obter a compreensão de distribuição geométrica lateral e vertical da propriedade quantificável do reservatório na área e nível-reservatório estudado.

Dentro dos passos contidos nessa etapa está a escolha qualitativa dos atributos sísmicos que geram contraste de anomalia de amplitude e que podem ajudar na predição das características físicas do reservatório estudado. A distribuição das características físicas do reservatório será feita por meio da integração dos dados obtidos em medidas de poço e calculados durante a análise petrofísica e o atributo sísmico selecionado com a construção de gráficos do tipo *cross-plot*. A etapa de predizer essas características será cumprida aplicando-se modelos de regressão linear. Na correlação linear os dados são correlacionados em dois eixos (x e y) e dispostos como um gráfico de dispersão de modo a obter um coeficiente de correlação linear (r) que mede o grau de relacionamento linear (intensidade e direção) entre os dois valores emparelhados, podendo variar de 0 a 1, sendo 1 o maior valor de coeficiente de correlação. A Figura 36 mostra dois gráficos com correlação linear positiva e negativa onde se pode notar a que suas variáveis x e y apresentam dependência e são correlacionáveis e um gráfico sem correlação linear e suas variáveis são independentes.

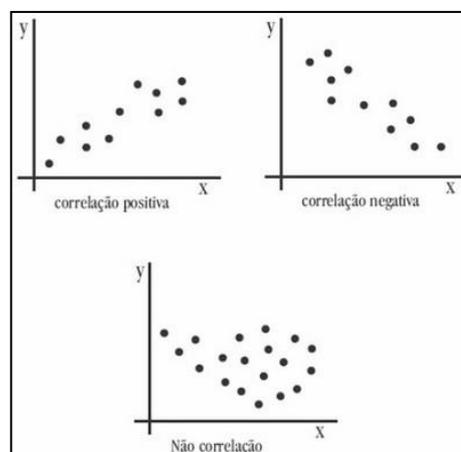


Figura 36. Gráficos do tipo *cross-plot* que apresentam correlação linear positiva, negativa e não correlação.

4.6 Integração geológica 3D para a Sequência das Coquinas e conversão tempo-profundidade

O modelo de velocidade (baseado nas velocidades intervalares) é construído com a estimativa das velocidades médias para os intervalos interpretados, como está ilustrado na figura 37. A partir desse modelo de velocidade proposto, é feita a conversão de tempo para profundidade dos horizontes interpretados na sísmica, e em seguida interpolados, gerando assim os mapas estruturais de topo e base dos principais níveis estratigráficos estudados neste trabalho.

Os mapas estruturais obtidos com a interpretação sísmica representa de modo mais aproximado, a configuração estrutural dos topos e bases dos principais níveis estratigráficos. A partir das superfícies convertidas em profundidade, foram calculados os mapas de isópacas, visando estimar as profundidades verdadeiras verticais (TVT). Com os mapas estruturais e os mapas de isópacas é possível inferir sobre a evolução e o controle tectono-estrutural que ocorreu durante a deposição dos sedimentos que compõe o Grupo Lagoa Feia e os níveis-reservatório formados pelos depósitos de coquinas.

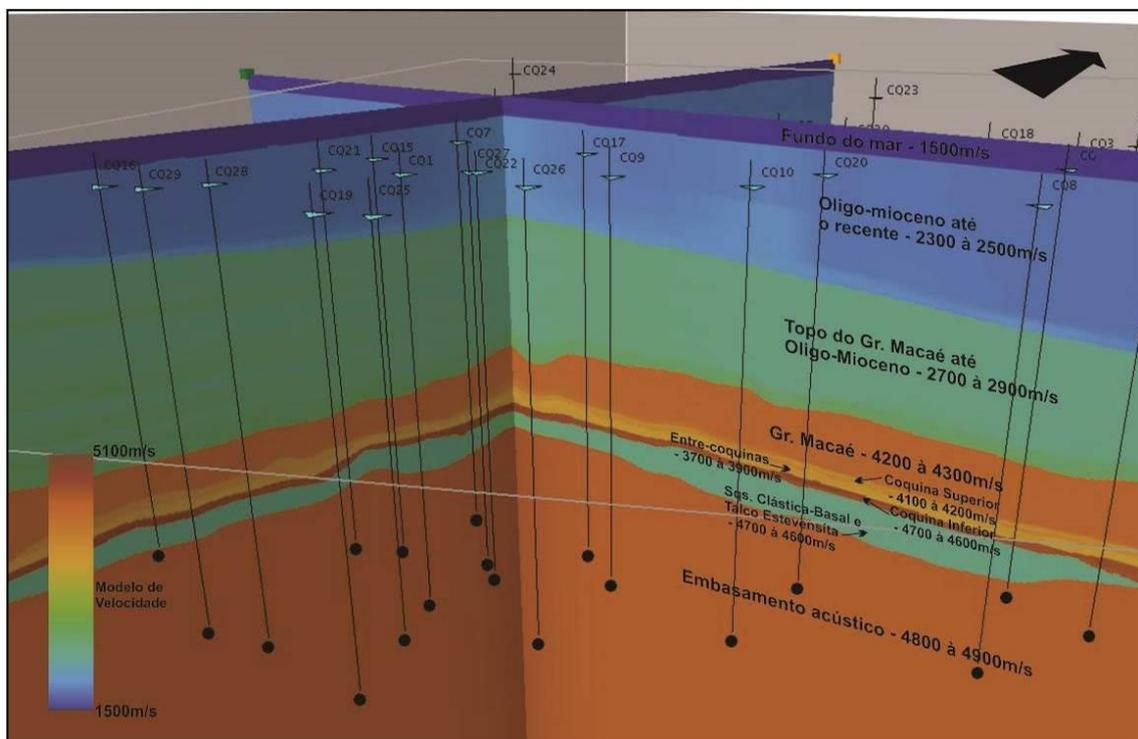


Figura 37. Projeção em 3D do modelo de velocidade aplicado para a conversão dos horizontes em profundidade. Em cada um dos intervalos estão expressas as velocidades médias obtidas para a conversão.

É possível estimar a evolução tectono-estrutural e a distribuição dos principais níveis estratigráficos e níveis-reservatório pela integração entre os métodos de correlação de perfis e os dados sísmicos interpretados. A análise estratigráfica e estrutural é capaz de mostrar a atuação dos eventos tectono-sedimentares, que influenciaram na deposição e os eventos posteriores que condicionam o reservatório. Assim como os mapas de atributo são capazes de mostrar a distribuição das principais propriedades físicas expressas em amplitude.

A finalidade da integração geológica tridimensional é observar a distribuição e o arranjo espacial em subsuperfície das principais camadas, no caso os reservatórios carbonáticos formados por coquinas, e entender como está o arranjo do sistema permo-poroso dos níveis reservatórios analisados.

5. RESULTADOS E DISCUSSÃO

5.1 Análise dos Perfis de Poço

A partir da análise dos perfis dos poços foi possível reconhecer, na área de estudo, as quatro principais seqüências deposicionais estabelecidas por Dias et al. (1988), da base para o topo: Sequência Clástica-Basal; Sequência Talco-Estevensita; Sequência das Coquinas e Sequência Clástica-Evaporítica; também reconhecer os nove marcos estratigráficos de Baumgarten (1985) que são, da base para o topo: LF-20; LF-24; LF-27; LF-35; LF-40; LF-60; LF-80; LF-85 (Figura 38). O reconhecimento e confirmação desses marcos estratigráfico, e das seqüências deposicionais, foi baseado na análise dos perfis de raio gama, densidade, porosidade neutrônica e sônico.

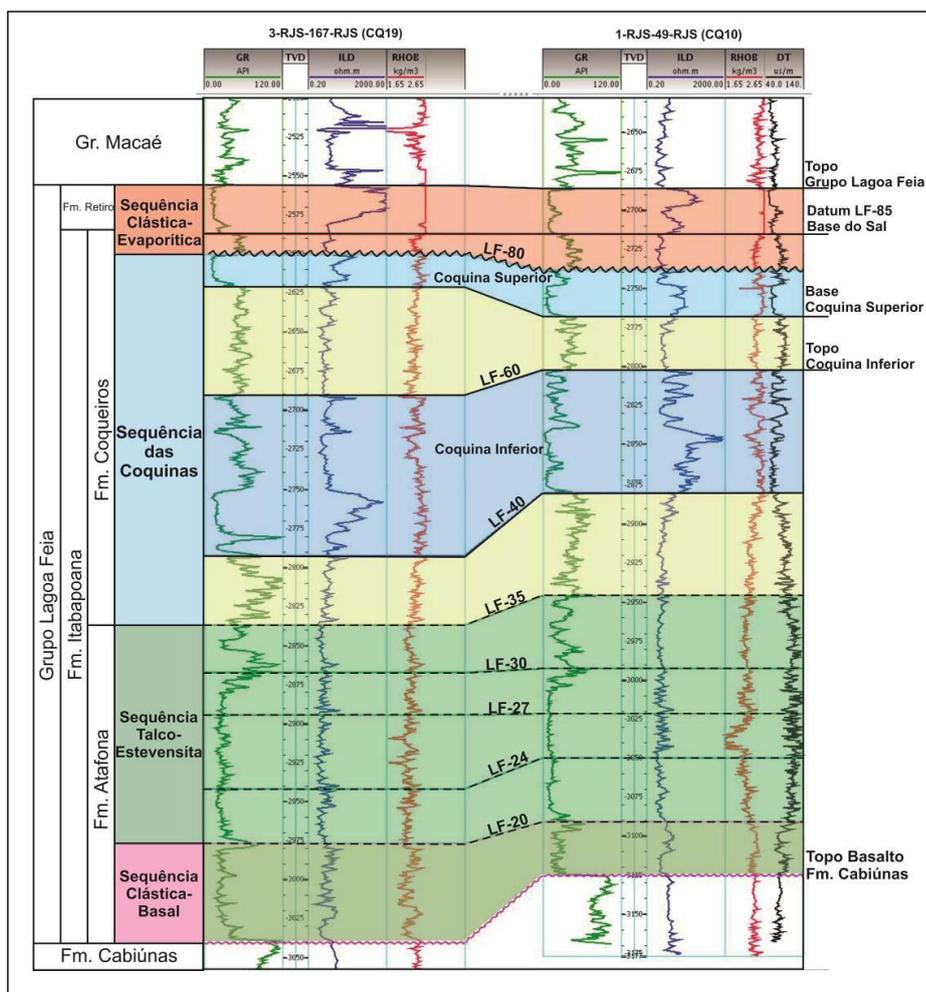


Figura 38. Perfis típicos para o Grupo Lagoa Feia com as seqüências deposicionais. Todas as seqüências são limitadas por marcos estratigráficos ou discordâncias. O topo da seqüência de coquinas é marcado pela discordância regional Pré-neo-Alagoas (Marco LF-80). Datum: LF-85 (base da seção evaporítica). Reconhecimento das seqüências deposicionais de Dias et al. (1988), a partir da identificação dos marcos de Baumgarten (1985), nos poços analisados neste trabalho.

Para o presente trabalho, baseado nos dados de interpretação dos perfis dos poços, foi estabelecido um zoneamento de níveis-reservatório para a Coquina Superior e a Coquina Inferior denominados, da base para o topo, de Coquina Inferior 5 (CI-5), Coquina Inferior 4 (CI-4), Coquina Inferior 3 (CI-3), Coquina Inferior 2 (CI-2), Coquina Inferior 1 (CI-1) e Coquina Superior (CS). O zoneamento foi baseado principalmente na combinação dos perfis de raio gama, resistividade, densidade e porosidade neutrônica e também em informações de descrição de fácies disponíveis na literatura.

Segundo dados obtidos com a análise de fácies em reservatórios formados por coquinas, apresentado por Bizotto (2014), somente as fácies de alta energia, compostas por *rudstones* e *grainstones*, apresentam condições favoráveis para o desenvolvimento de boa permo-porosidade e alta qualidade de reservatório. Ainda segundo essa autora, conseqüentemente, as fácies de moderada (*packstones* e *floatstones*) e de baixa energia (*wackstones* e *mudstones*) são as que apresentam menor potencial para um nível-reservatório com alta qualidade permo-porosa ou não apresentam nenhuma qualidade de reservatório, respectivamente.

Nos padrões de empilhamento estratigráfico analisado pela autora Bizotto (2014), os padrões agradacionais (padrões em caixa no perfil de raio gama) são camadas amalgamadas de *rudstones* bioclásticos de até 60m de espessura e os padrões de raseamento ascendente (padrões em sino invertido do perfil de raio gama) são caracterizados por *mudstones* e *wackstones* na base, *packstones* na porção intermediária e *rudstones* com matriz calcarenítica e *rudstones* puros na parte superior.

Como critério para este trabalho, procurou separar-se as zonas com baixo raio gama ($< 15^\circ\text{API}$) e alta resistividade ($> 10 \text{ Ohm.m}$); estas representariam os reservatórios de coquinas com as fácies de alta e moderada energia que ocorriam nos períodos de clima mais árido; das regiões com alto raio gama ($> 50^\circ\text{API}$) e baixa resistividade ($< 10 \text{ Ohm.m}$), que representam intercalações de folhelho e as demais fácies de baixa energia que ocorriam nos períodos de clima mais úmido. A complementação dos critérios de zoneamento dos níveis reservatório foi feita utilizando os critérios de descrição petrológica e de análise de unidades de fluxo feitas por Bizotto (2014), juntamente com as informações obtidas com a análise do empilhamento estratigráfico e os dados petrofísicos, para dar origem aos níveis-reservatório estudados neste trabalho.

A estratigrafia de sequência para a seção rifte, na porção sudoeste da Bacia de Campos, mostra um elevado grau de heterogeneidade vertical onde é possível observar uma

sucessão de ciclos regressivos e transgressivos, identificados em perfil de poço, como mostra a Figura 39, e que estão inseridos no contexto da tectônica extensiva, que atuava na área durante a deposição desses sedimentos.

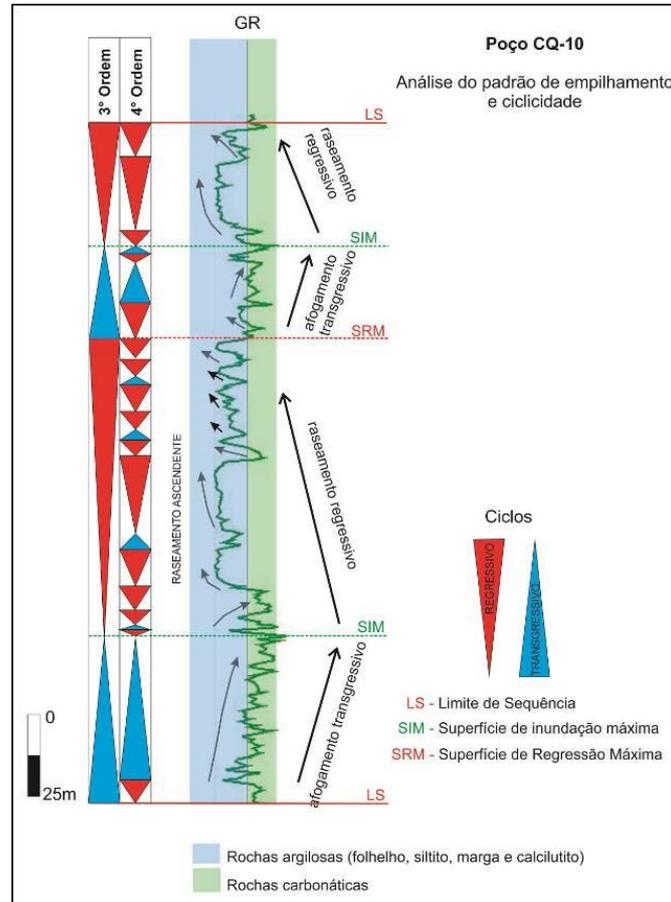


Figura 39. Análise do padrão de empilhamento e ciclicidade de 3º e 4º ordem na Sequência das Coquinas para o poço CQ-10, reconhecida por meio do perfil de Raio Gama.

Na Figura 39 está ilustrado o padrão de empilhamento e ciclicidade para os sedimentos contidos na Sequência das Coquinas. Os limites de sequência (LS) são classificados como sendo a transição entre um ciclo regressivo para um ciclo transgressivo de 3º ordem; entre eles estão contidos as superfícies de inundações máximas (SIM), que representa os limites entre os ciclos de afogamento transgressivos e raseamento regressivo, e a superfície de regressão máxima (SRM), que representa o limite entre os ciclos de raseamento regressivo e afogamento transgressivo.

As camadas de coquinas, que apresentam as melhores respostas de reservatório em perfil, estão localizadas em ciclos regressivos de 3º ordem e no topo dos ciclos regressivos de 4º ordem, e apresentam padrões de fácies de alta energia com raseamento ascendente reconhecido no perfil de raio gama como um padrão em sino invertido.

Nas Figuras 40 e 41 estão representados os perfis dos poços 3-RJS-167-RJ (CQ-19) e 1-RJS-49-RJ (CQ-10), do Campo de Linguado, e dos poços 3-RJS-157C-RJ (CQ-26) e 4-RJS-55-RJ (CQ-4), dos campos de Linguado e Pampo, respectivamente. Em tais seções estão correlacionadas as quatro principais sequências deposicionais e as principais parassequências; estas são marcadas pelos picos de alto raio gama e pelas mudanças mais abruptas na tendência do perfil sônico.

A Sequência Clástica-Basal foi subdividida em duas unidades: na parte basal encontram-se os conglomerados, arenitos e siltitos do complexo de Leques Aluviais e, na parte superior, sedimentos terrígenos e carbonáticos que compreendem os sedimentos lacustres proximais e distais. Segundo as descrições litológicas, os poços CQ-19 e CQ-10 da Figura 40 exibem folhelhos e *mudstones* que possivelmente representam a unidade superior dessa sequência. O poço CQ-26, ilustrado na Figura 41, apresenta uma sequência de arenitos e siltitos, possivelmente da parte basal dessa sequência. O comportamento do perfil de raio gama mostra uma granodecrescência ascendente e representa um ciclo transgressivo de 3º ordem em todos os três poços que atingem essa sequência.

Na Sequência Talco-Estevensítica estão presentes os sedimentos que compreendem as fácies marginais dos lagos, podendo conter arenitos, siltitos, *packstones*, *wackstones*, *mudstones* e alguns folhelhos negros. Os sedimentos dessa sequência apresentam peloides de talco-stevensita dolomitizados e silicificados (ABRAHÃO E WARME, 1990). Segundo a interpretação do perfil de raio gama, a geometria do perfil, na base, apresenta uma característica de raseamento ascendente (*shallowing-upward*) ou granocrescência ascendente, onde ocorre uma diminuição progressiva dos valores de GR. No poço CQ-19, da Figura 40, a interpretação litológica, baseada na integração das informações dos perfis de poço e do perfil composto, sugere que o comportamento de granocrescência ascendente acontece quando as litologias passam de *packstones/wackstones* a *mudstones*. No poço CQ-10, da Figura 40, a interpretação litológica do perfil de raio gama (e.g., profundidade de 3050m a 3090m SSTVD) indica uma resposta à passagem de um folhelho, para um siltito e um arenito. No poço CQ-26, da Figura 41, a interpretação litológica sugere que o comportamento do perfil de raio gama (e. g. profundidade 3062m a 3100m SSTVD) está relacionado à passagem do siltito para o arenito. Nos dois poços da Figura 40 e no poço CQ-26 da Figura 41 é possível observar um ciclo regressivo de 3º ordem controlado por um processo de raseamento ascendente. Na porção central da Sequência Talco-Stevensita o perfil de raio gama mostra um comportamento de granodecrescência ascendente, e é possível interpretar um ciclo

transgressivo de 3° ordem, que está assim relacionado: no poço CQ-19, passagem de *mudstones* a folhelhos; no poço CQ-10, passagem de arenito a folhelho e siltito; e no poço CQ-26 pela passagem de arenito para siltito. No topo dessa sequência é interpretado um ciclo regressivo de 3° ordem.

A Sequência das Coquinas, que é o foco deste trabalho, apresenta diversas fácies reconhecidas por Carvalho et al. (1984) e Bizotto (2013), tais como *mudstones*, *grainstones* peloidais, oolíticos ou bioclásticos, *rudstones* compostos de moluscos bivalves (biocumulados), margas, siltitos (marrom e esverdeado), arenito e folhelho negro (rico em matéria orgânica). Nos perfis de poços, das Figuras 40 e 41 é possível distinguir uma resposta característica do perfil de raio gama, que marca a base dessa sequência, caracterizado como um pico positivo de radioatividade. Nos poços CQ-19 e CQ-10, da Figura 40, e CQ-26 da Figura 41, é observada uma granodecrescência ascendente, representada por um ciclo transgressivo de 3° ordem, que é composta no primeiro poço por sedimentos finos formados por folhelhos, no segundo por *mudstones* e siltitos, e no terceiro por *mudstones* e folhelhos. Nestes poços, o topo da primeira parassequência da base corresponde também a base da Coquina Inferior, e a mesma é marcada por uma diminuição abrupta no perfil de raio gama. A base da sequência das coquinas é interpretada como situada no contexto de um ciclo transgressivo de 3° ordem. O poço CQ-4, na Figura 41, se localiza no contexto geológico estrutural do alto regional de Pampo e, por isso, apresenta um depósito quase inexpressivo da base dessa sequência.

No âmbito da Coquina Inferior foi realizada uma análise mais detalhada dos perfis de poço, em especial o de raio gama, e definidas algumas parassequências que se repetem ao longo dos poços formando ciclos transgressivos e regressivos de 4° ordem. Os ciclos estão ilustrados nos perfis das Figuras 40 e 41, e ajudaram na determinação dos níveis-reservatórios delimitados neste trabalho. Na base da Coquina Inferior definiu-se uma parassequência de raseamento acendente, que representa um ciclo regressivo de 4° ordem, e é marcada por um espesso estrato de rochas carbonáticas, formado por coquinas, seguido por uma camada de folhelho (ciclo transgressivo de 4° ordem); denomina-se esse nível reservatório de Coquina Inferior - 5 (CI-5). O nível-reservatório CI-5 apresenta uma variação com até mais dois ciclos regressivos de 4° ordem na porção superior onde se encontra mais espesso. Sobrejacente, encontram-se a camada mais espessa de coquina desse intervalo, com espessuras variando de 30 a 120m e as melhores respostas no perfil de resistividade para a presença de hidrocarboneto. No poço CQ-19, na Figura 40, é possível reconhecer um padrão de

raseamento ascendente (ciclo regressivo de 4° ordem) seguido de um padrão agradacional para essa mesma camada principal de coquinas; no poço CQ-10 também na Figura 40 percebe-se um padrão granocrescente ascendente, seguido de um granodescendente ascendente e novamente um granocrescente ascendente, que representam um ciclo regressivo, seguido de um transgressivo e novamente um regressivo, respectivamente. O poço CQ-26, na Figura 41, apresenta um comportamento de raio gama parecido com o do poço CQ-10, que pode ser confirmado com o perfil de resistividade, mostrando que existe uma compartimentação dos reservatórios. O nível-reservatório, representado por essa camada é chamado de Coquina Inferior - 4 (CI-4) e, de acordo com as subdivisões propostas no poço CQ-10, na figura 40, e no poço CQ-26, na figura 41, apresentam os sub-níveis reservatório CI-4a e CI-4b. Ainda na Coquina Inferior, estratigraficamente acima do nível CI-4, encontram-se de duas a quatro parassequências, uma granocrescente e outra granodecrescente ascendente, que representam um par de ciclos regressivos – transgressivos de 4° ordem, ou dois pares de ciclos regressivos – transgressivos, ou um par regressivo – transgressivo com mais um ciclo regressivo. Esse intervalo é composto prioritariamente por folhelhos, com pequenas ou inexpressivas camadas de coquinas, o que o caracteriza como um nível com pouca ou nenhuma característica de reservatório. Esse nível é designado de Coquina Inferior – 3 (CI-3), atuando como uma barreira selante e também geradora para os níveis que estão sobrejacentes.

Logo acima desta camada encontram-se outras três ou quatro parassequências, representadas por ciclos de 4° ordem, compostas por coquinas intercaladas a finas camadas de folhelhos: uma primeira, na base, mais expressiva e em granocrescência ascendente; acima uma menos expressiva, com granodecrescência ascendente formando um par regressivo-transgressivo. Sobre o primeiro par de ciclos regressivo-transgressivo encontramos um segundo par regressivo-transgressivo ou somente um ciclo regressivo. Esse conjunto constitui a segunda melhor camada de coquinas em termos de reservatório, sendo designado de Coquina Inferior – 2 (CI-2).

Finalizando as parassequências, reconhecidas na Coquina Inferior, está um padrão em granocrescência ascendente, que se inicia com folhelho e finaliza, no topo, numa camada de rocha carbonática formado por coquinas. Esse nível é chamado de Coquina Inferior – 1 (CI-1) e se encontra ausente no poço CQ-26 na Figura 41. Todo o pacote, que compreende a Coquina Inferior, apresenta-se como um ciclo regressivo de 3° ordem.

A camada, situado entre a Coquinas Inferior e a Coquina Superior, é bastante heterogêneo, apresentando uma alternância de rochas carbonáticas e siliciclásticas. Sua característica principal em perfil de poço nas Figuras 40 e 41 é apresentar um valor médio de raio gama relativamente mais alto que o encontrado nas camadas das coquinas. No poço CQ-19, da figura 40, esse intervalo é composto por um conjunto de parassequências granocrescente ascendente, em que na base é encontrada uma espessa camada de folhelho gradando para um arenito, que é seguido por camadas de arenitos intercalados a *packstones*. No poço CQ-10, da figura 41, não é possível reconhecer nos perfis de raio gama os padrões das parassequências. Esse intervalo é composto por uma espessa camada de marga com *mudstone* e uma camada de folhelho com *grainstone* no topo. No poço CQ-26, da figura 41, esse intervalo é composto por folhelhos intercalados com pequenas camadas de coquinas, e no poço CQ-4, da figura 41, o intervalo entre coquinas é composto por uma intercalação de siltitos, folhelhos e pequenas camadas de coquinas.

Na parte superior da Sequência das Coquinas encontra-se o nível denominado Coquina Superior (CS). Nos poços CQ-19 e CQ-10, da Figura 40, encontra-se um padrão de parassequência de granocrescência ascendente. No poço CQ-10 é possível reconhecer um segundo padrão agradacional seguido de um padrão granocrescente ascendente no topo. O topo da CS representa uma discordância regional conhecida como Pré-neo-alagoas (LF-80) e pode ser reconhecida no perfil dos poços como um pico positivo de raio gama, um aumento relativo de densidade e uma diminuição no perfil sônico.

A Sequência Clástico-Evaporítica é composta, na base, pelos sedimentos siliciclásticos do topo da Formação Coqueiros, que representam parassequências de raseamento com arenitos passando para conglomerados, ou espessas camadas de conglomerados que caracterizam um ciclo regressivo. Na parte superior dessa sequência, separado por uma discordância, encontram-se os depósitos evaporíticos da Formação Retiro. Esses depósitos apresentam características repostas nos perfis de raio gama e resistividade, isso porque são compostos prioritariamente por anidrita e carbonatos, onde são encontrados baixos valores de raio gama e resistividades de até 10.000 Ohm.m ou acima.

A partir das interpretações dos perfis de poços e das litologias associadas é também possível inferir acerca dos paleoambientes deposicionais, com base principalmente no princípio adotado por Abrahão e Warne (1990) e Muniz (2013). Tais autores se utilizaram também de amostras de calha e feições observadas em testemunhos, para elaborar um perfil esquemático dos paleoambientes do Grupo Lagoa Feia.

As interpretações dos paleoambientes, proposta neste trabalho, foram elaboradas a partir dos perfis dos poços aqui analisados, CQ-19 e CQ-10, e encontram-se ilustrados na Figura 40. A interpretação feita com a descrição das litologias dos perfis compostos e a análise dos perfis de poços torna possível inferir sobre os seguintes paleoambientes deposicionais:

1. **Leque aluvial proximal:** conglomerados e arenitos depositados nas porções mais proximais de leques aluviais. Encontram-se próximos às escarpas basálticas e sobre as grandes discordâncias regionais;
2. **Evaporítico:** carbonatos cianobacterianos laminados e espessas camadas de sais (anidrita e halita) formados em condições mais áridas;
3. **Planície fluvio-deltáica:** arenitos e siltitos ressedimentados em águas profundas e pertencem as porções distais da Planície Fluvio-Deltáica;
4. **Depósitos lacustres proximais:** siltitos e folhelhos depositados na margem dos lagos (porções mais distais dos leques aluviais);
5. **Depósitos lacustres distais:** folhelhos negros ricos em matéria orgânica depositados nas porções mais profundas dos lagos, sob condições anóxicas;
6. **Lacustre carbonáticos raso:** carbonatos, do tipo coquina, depositados em períodos de abundância de moluscos bivalves nas área rasas e próximo as barreiras estruturais;
7. **Lacustre carbonáticos distal:** calcilutitos, calcisiltito e margas depositados a margem dos altos estruturais e dos principais depósitos carbonáticos.

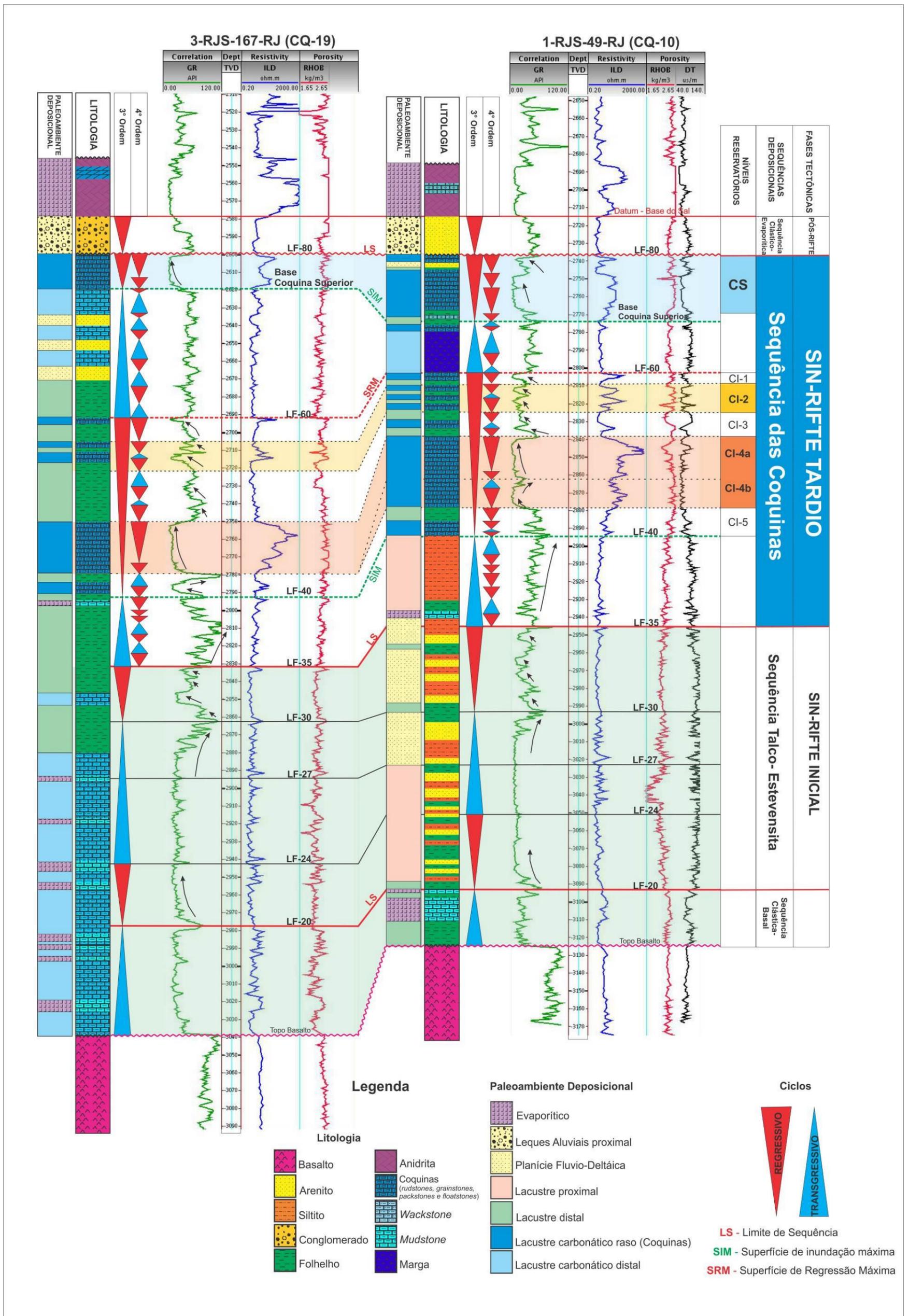


Figura 40. Perfil dos poços 3-RJS-167-RJ (CQ-19) e 1-RJS-49-RJ (CQ-10) com a indicação litológica, as interpretações dos marcos estratigráficos, paleoambientes deposicionais, ciclos de 3º e 4º ordens e os níveis-reservatórios.

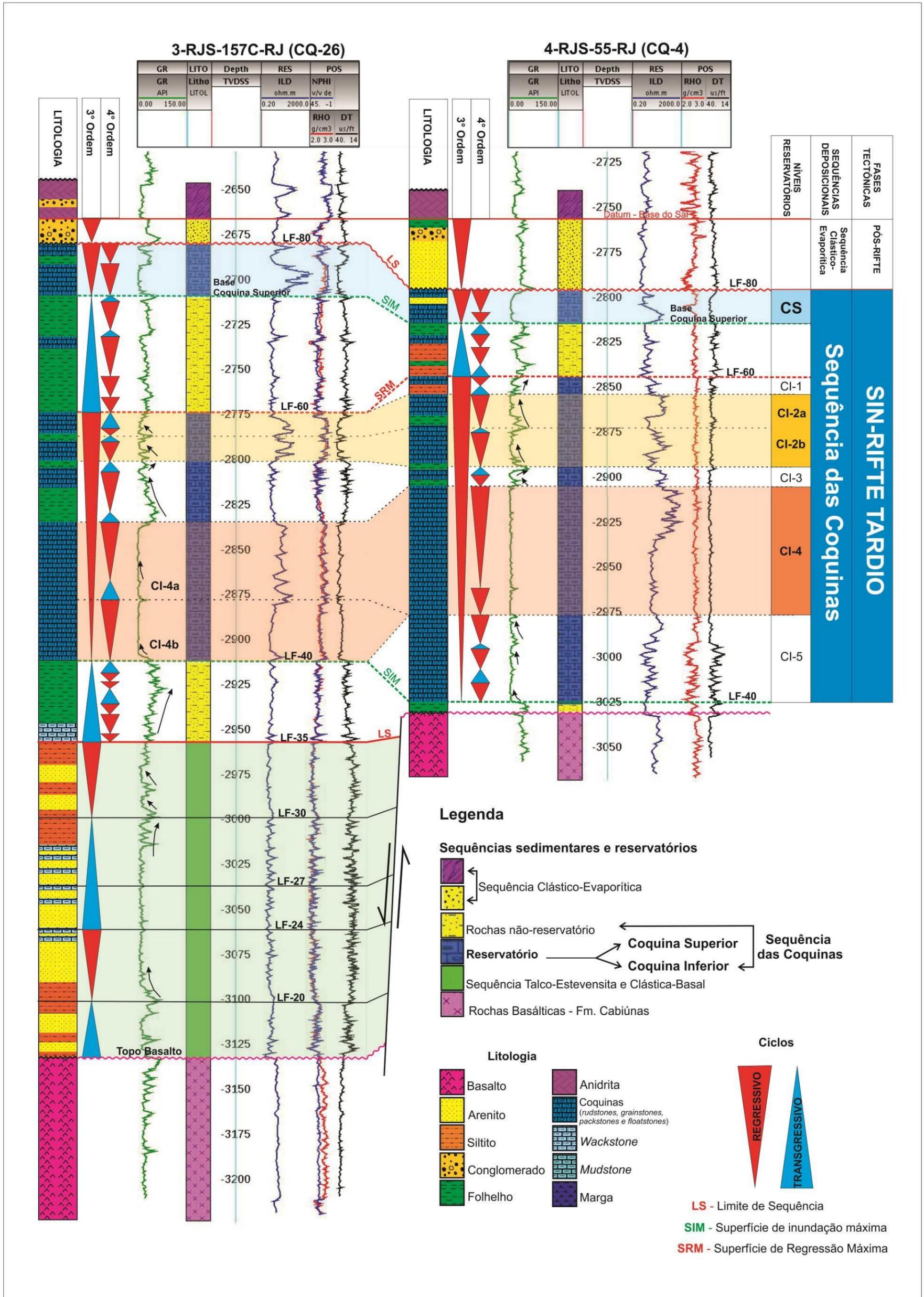


Figura 41. Perfil dos poços 157C-RJ (CQ-26) e 4-RJS-55-RJ (CQ-4) com a indicação litológica, as interpretações dos marcos estratigráficos, sequências sedimentares, ciclos de 3° e 4° ordem e os níveis reservatórios.

5.1.1. Níveis-Reservatório

Após as primeiras explorações dos intervalos de depósitos de rochas carbonáticas, formado por coquinas, como potenciais reservatórios de hidrocarbonetos na Bacia de Campos, os estratos receberam diversas designações e zoneamentos, visando facilitar a sua interpretação e correlação lateral. A primeira divisão estratigráfica, preliminar, ocorreu em na década de 80. Segundo descrito por Baumgarten et al. (1988), as coquinas foram primeiramente subdivididas em Coquina A, Coquina B e Coquina C. Ainda na década de 80, Baumgarten et al. (1988) apresentaram uma nova subdivisão que separou a região inter-coquinas. Buscando uma interpretação mais detalhada, foram propostas por Baumgarten et al. (1983 apud Baumgarten et al. 1988) seis zonas de produção, denominadas da base para o topo: Zona VI, Zona V, Zona IV, Zona III, Zona II e Zona I (Tabela 7). Tais zonas foram definidas a partir da correlação entre a litologia, porosidade e permeabilidade encontradas em rocha, integrado à análise dos perfis de raio gama, densidade e porosidade neutrônica.

Quadro 1. Evolução do zoneamento dos reservatórios na seção das coquinas do Grupo Lagoa Feia. Fonte: adaptado de Baumgarten et al. (1988).

Correlação da evolução do zoneamento das coquinas no Grupo Lagoa Feia				
PETROBRAS DEPEX, 1980	Geol. de Desenv., Final de 1980	SCHALLER et al., 1981	Zoneamento, BAUMGARTEN et al., 1983	Zoneamento proposto neste trabalho
Coquina C	Coquina A	Coquina superior	Zona I	CS (Coquina Superior)
			Zona II	
?			Zona III	
Coquinas B e A	Coquina B	Intervalo inferior de coquinas	Subzona IV-A e IV-B	CI-1
			Zona V	CI-2 (a, b e c)
	Subzona VI-A, VI-B e VI-C		CI-3 (Coquina Inferior)	
Coquina C				CI-4 (a, b e c)
				CI-5

As zonas podem ser correlacionadas por grandes distâncias, como está ilustrado pelo perfil estratigráfico de Baumgarten et al. (1988), na Figura 42, que mostra a distribuição das zonas entre os campos de Pampo, Linguado e Badejo. As zonas se encontram em comunicação lateral pela Zona IV e pelo aquífero que se localiza logo abaixo do contato óleo-água, entre os Campos de Pampo e Linguado (HORSCHUTZ et al. 1992.; BRUHN et al., 2003). Segundo Guardado et al. (1989) os principais intervalos produtores são as zonas VI-B

e VI-A, sendo que a subzona VI-A é a mais importante em Linguado e as zonas IV e V e a subzona VI-A são as mais expressivas em Pampo.

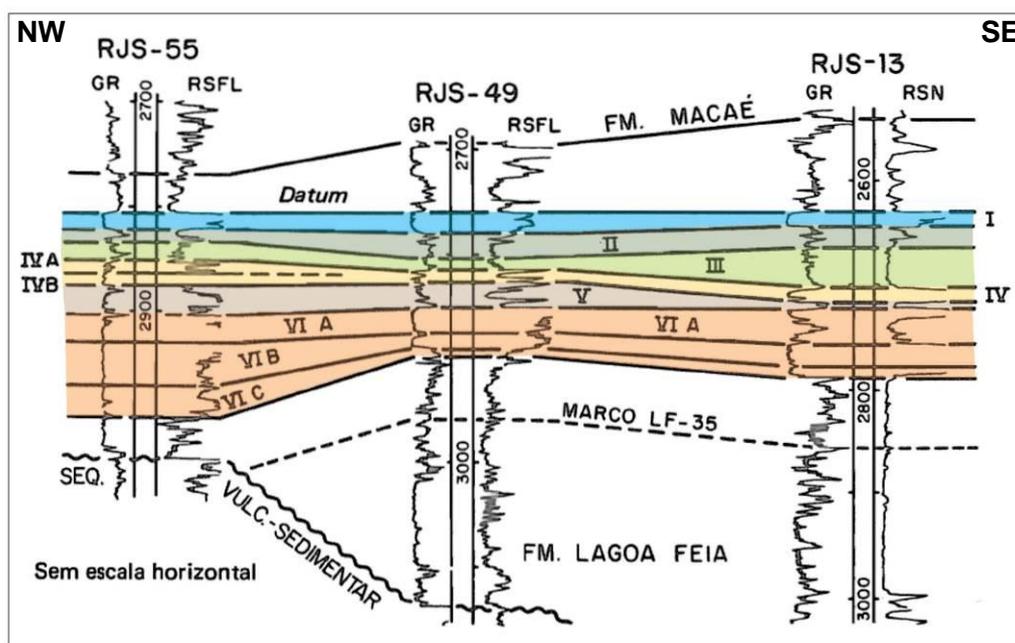


Figura 42. Seção estratigráfica entre os campos de Pampo, Linguado e Badejo mostrando o zoneamento proposto por Baumgartem et al. (1983) para as coquinas do Grupo Lagoa Feia. Fonte: Baumgartem et al. (1988).

Os níveis propostos neste trabalho se correlacionam as zonas propostas por Baumgartem et al. (1983), sendo as subzonas IV A e B correlacionável aos níveis CI-2a, 2b e 2c e CI-1, que corresponde aos níveis-reservatório e sub-níveis localizados no topo da Coquina Inferior, a zona V é correlacionável ao nível CI-3 e as subzonas VI A, B e C correlacionável aos níveis CI-4a, 4b e 4c e CI-5, que correspondem ao níveis-reservatório da base da Coquina Inferior.

É importante mencionar que os níveis propostos neste trabalho têm como objetivo um maior detalhamento dos principais níveis-reservatórios, e contribuem para uma mais refinada interpretação estratigráfica, além de uma melhor compreensão da distribuição geométrica das principais propriedades físicas, que caracterizam os reservatórios carbonáticos formados pelas coquinas.

A caracterização e as descrições das principais propriedades físicas, assim como a proposta da distribuição do sistema permo-poroso, terão como foco os principais níveis-reservatórios propostos neste trabalho, que estão expressos na seção estratigráfica da Figura 43, e que são da base para o topo: **Coquina Inferior -4 (CI-4 (a, b e c)), Coquina Inferior - 2 (CI-2 (a, b e c)) e Coquina Superior (CS).**

Os níveis-reservatório CI-4, CI-2 e CS foram definidos com a análise combinada dos perfis de raio gama, resistividade, densidade, porosidade neutrônica e sônico. Os principais critérios para a delimitação de tais níveis-reservatório foi a presença das zonas de baixo raio gama ($<15^\circ\text{API}$), alta resistividade ($>10\ \text{Ohm.m}$) e densidade por volta de $2,60\text{g/cm}^3$, que representam as melhores características para níveis-reservatórios.

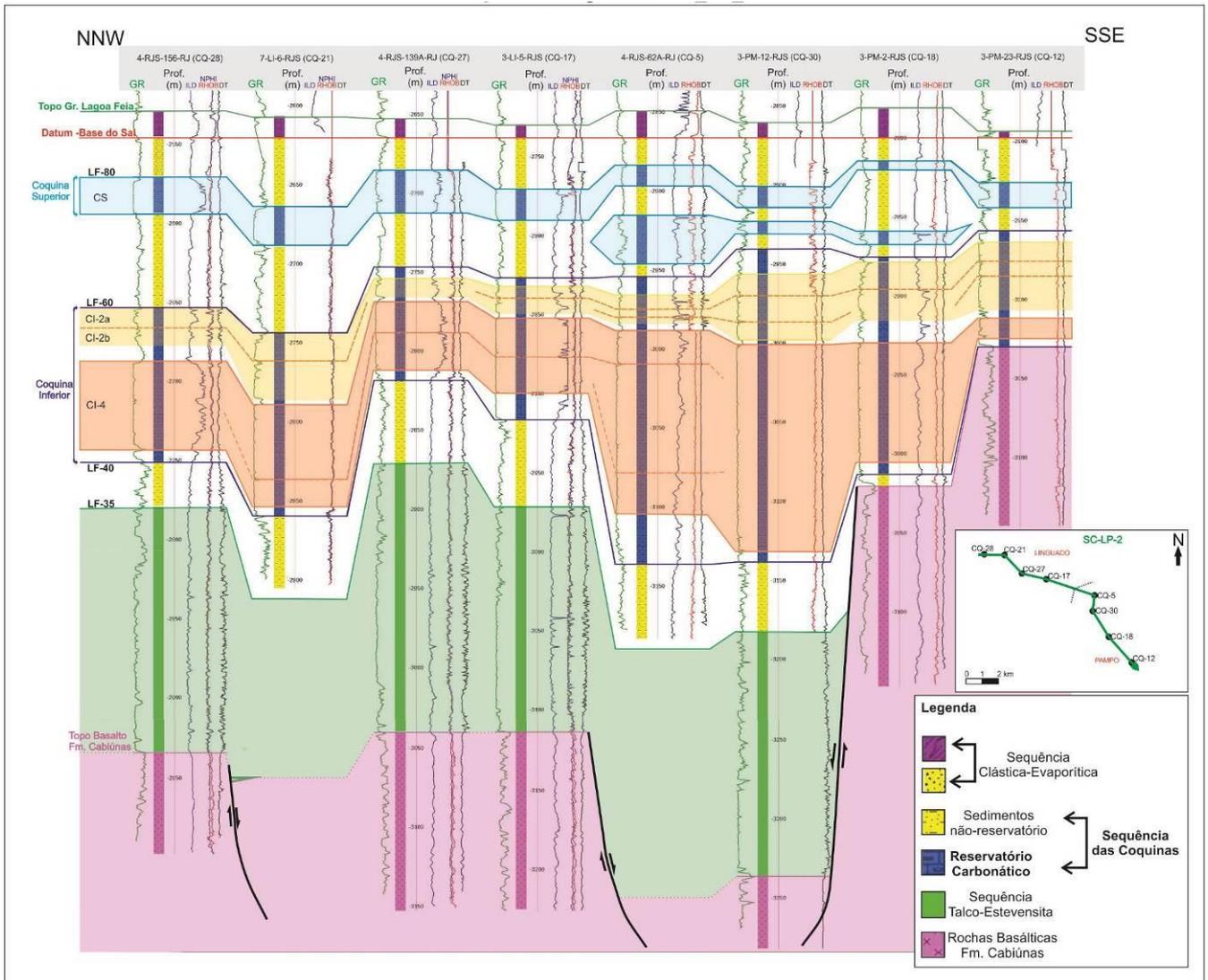


Figura 43. Seção estratigráfica (*dip*) entre os campos de Linguado e Pampo, mostrando a distribuição dos três principais níveis-reservatório propostos neste trabalho: CI-4 (a, b e c), CI-2 (a, b e c) e CS.

Na seção estratigráfica da Figura 43 é possível observar que o nível-reservatório CI-4 e seus sub-níveis apresentam as espessuras mais expressivas ao longo da área e se localiza próximo a base da Coquina Inferior. O nível-reservatório CI-2 e suas subzonas são tidos como o segundo nível mais importante entre os campos de Linguado e Pampo, e se localiza próximo ao topo da Coquina Inferior. O nível CS compreende o nível mais superior entre níveis-reservatório estudados, e sua espessura é também a menos expressiva na área estudada. Os

níveis CI-5, CI-3 e CI-1 apresentam pouca ou nenhuma característica de reservatório, segundo os critérios estabelecidos de alto raio gama (>15 graus API) e baixa resistividade (<10 Ohm.m), e serão tratados neste trabalho como níveis de pouca expressão e que podem vir a atuar também como selante e geradora para os níveis sob e subjacentes.

5.2 Seções sísmicas

A análise sísmica da área de estudo se iniciou com a calibração dos níveis e confecção dos sismogramas sintéticos para a conversão perfil-sísmica. Os horizontes cronoestratigráficos interpretados referiram-se aos níveis estratigráficos de contexto mais regional como o Topo do Grupo Macaé, o Oligo-Mioceno e o Fundo do mar e os níveis de contexto local que estão contidos no Grupo Lagoa Feia na porção sudoeste da Bacia de Campos. O quadro, ilustrado na Figura 44, mostra os cinco horizontes cronoestratigráficos, interpretados em contexto local para a caracterização dos reservatórios carbonáticos formados por coquinas, e que apresentam correlação em tempo, com a calibração dos níveis estratigráficos da Base do Sal (*Datum*), da base da Coquina Superior (CS), do topo da Coquina Inferior, da base da Coquina Inferior e do Topo do basalto (Fm. Cabiúnas).

A seção sísmica *dip*, ilustrada na Figura 45, mostra a distribuição de NNW para SSE dos cinco principais horizontes cronoestratigráficos, com contextos locais interpretados entre os campos de Linguado e Pampo. Nesta seção observamos que a distribuição dos níveis está condicionada pela atuação de uma série de falhas normais, com rejeito aparente que acabaram gerando um condicionante tectônico-estrutural com falhas de crescimento e blocos rotacionados, e que afetam as camadas de rochas carbonáticas reservatório.

Idade M.a.	Unidade Litoestratigráfica (Winter et al. (2007))	Sequências (Rangei et al. (1994))	Litologia	Horizontes sísmicos mapeados (neste trabalho)	Eventos Tectônicos
110	Fm. Retiro	Clástica - Evaporítica	[Litologia: Clástica - Evaporítica]	Base do Sal	Pós - rift
123,1	Fm. Itabapoana	Fm. Atafona	Talco - Estevensita Clástica - Basal	Base Coquina Inferior C	Início da Fase Rift

Figura 44. Carta de referência para as características estratigráficas e tectônicas do topo e bases dos horizontes mapeados. Fonte: Modificado de Muniz (2013)

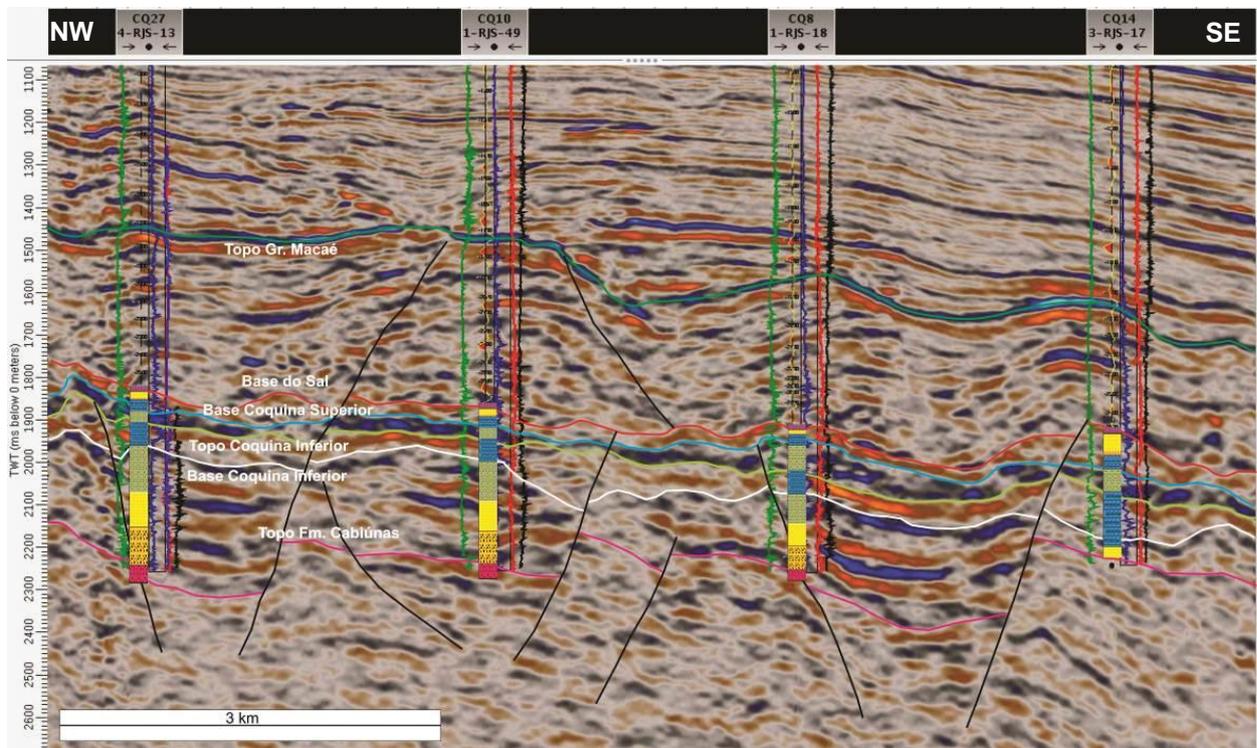


Figura 45. Seção sísmica *dip* (em tempo), mostrando os horizontes mapeados, da base para o topo: Topo Fm. Cabiúnas; Base da Coquina Inferior; Topo Coquina Inferior; Base Coquina Superior e Base do Sal; e os poços convertidos pelo sismograma sintético para ajuste do dado de poço com o dado sísmico.

Foram confeccionadas seis seções sísmicas arbitrárias (Figura 46) que coincidem com as seções estratigráficas descritas e interpretadas, apresentadas no item 5.2. Elas correspondem às duas seções *dip* (NNW-SSE) e quatro seções *strike* (E-W), sendo duas no Campo de Linguado e duas no Campo de Pampo.

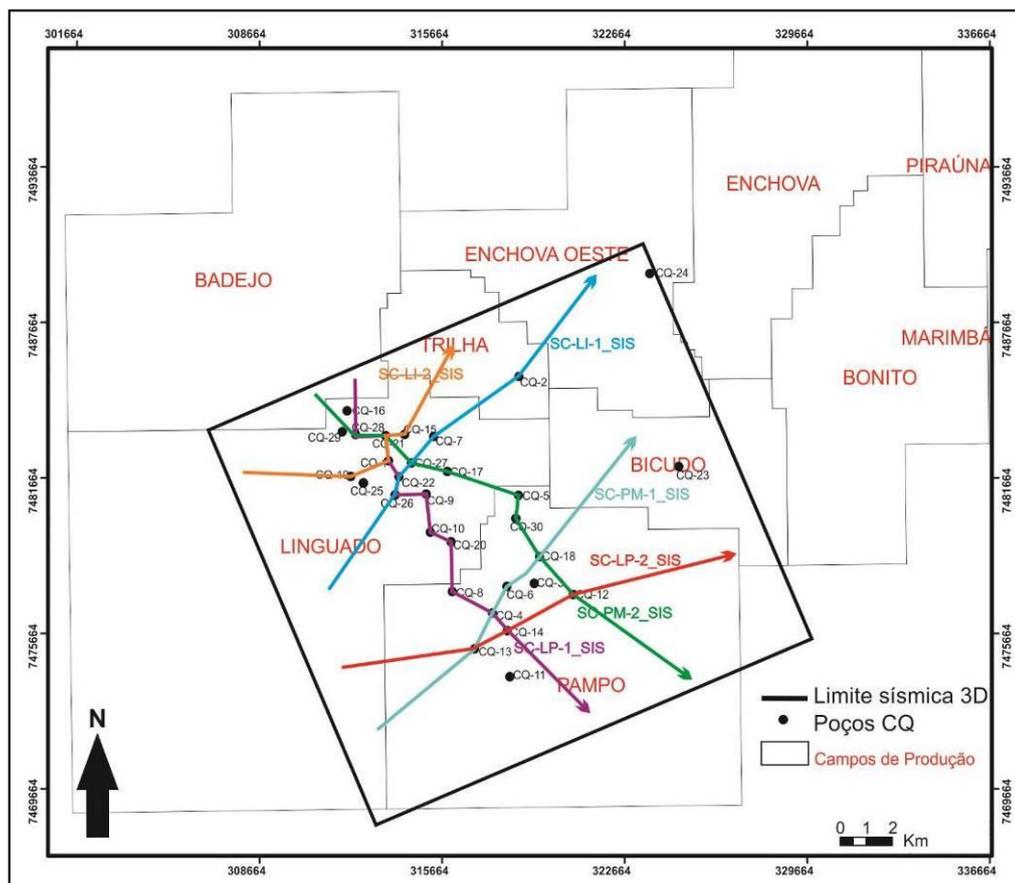


Figura 46. Mapa com a localização das seis seções sísmicas arbitrárias na área de estudo.

5.2.1 Análises sísmicas

As Seções Sísmicas de Linguado-Pampo 1 (SC-LP-1-SIS) e 2 (SC-LP-2-SIS), apresentam direção principal NNW-SSE, e estão ilustradas nas Figuras 48 e 49. Essas duas seções apresentam um caráter mais regional, iniciando a norte do Campo de Linguado e finalizando a sul do Campo de Pampo, atravessando os poços que foram utilizados para a construção dos sismogramas sintéticos e a correlação sísmica poço.

Nessas seções é possível observar uma sucessão de estruturas cortadas por falhas com rejeito normal, com feições do tipo grabens, semi-grabens e *horsts*. Estas falhas tem origem no embasamento e cortam os sedimentos do Grupo Lagoa Feia. Algumas dessas falhas apresentam rejeito inverso e algumas também seguem cortando os sedimentos mais recentes,

que compõem o Grupo Macaé como provável processo de reativações posteriores a deposição desses sedimentos.

Os sedimentos da Sequência Talco-Estevensítica e Clástica-Basal estão depositados, em maior espessura, dentro dos grabens e semi-grabens e sua distribuição regional permite que sejam interpretados refletores em *onlaps* sobre as superfícies basálticas, como ilustrado em detalhe nas Figuras 48 e 49.

O intervalo que compreende toda a Coquina Inferior (CI), e onde estão contidos os níveis CI-2 e CI-4, apresenta pontos de espessamento próximo aos planos de falha, mais especificamente localizados no bloco baixo, e que pode indicar o resultado da atuação das falhas normais sin-deposicionais. Localmente a camada correspondente à Coquina Inferior, apresentando um espessamento sobre o Alto Estrutural de Pampo; este pode ser interpretado como um *horst*, que atuou como uma barreira física para a formação dos depósitos de biocumulados, os quais deram origem aos reservatórios carbonáticos formados pelas coquinas.

Em detalhe, na Figura 48, a Coquina Inferior apresenta, em seu refletor interno, padrões do tipo *downlap*, que podem estar associados às cunhas progradantes ou à eventos agradacionais, com padrão sigmoidal dos depósitos de coquinas. Feições parecidas foram descritas por Jahnert et al. (2012), em análogos recentes como *Shark Bay* na Austrália, e demonstram a formação de corpos tabulares formando um conjunto de estratos inclinados de baixo ângulo, que mergulham em direção ao mar.

Segundo Bizotto (2014), as acumulações bioclásticas associadas principalmente aos baixos estruturais adjacentes às falhas exibem padrão sigmoidal. A acreção lateral das camadas de coquinas em direção ao centro do lago ocorre pela progradação lateral das barras bioclásticas, como está ilustrado na Figura 47.

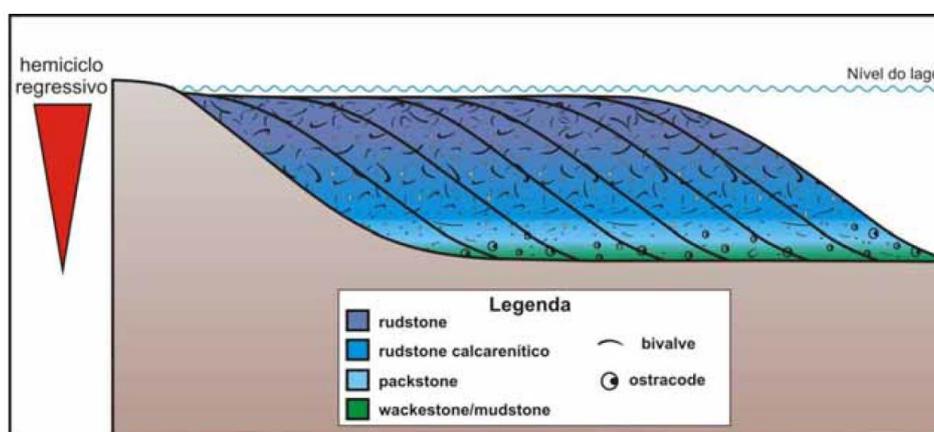


Figura 47. Geometria deposicional idealizada das barras de acreção lateral formadas na margem do lago. Fonte: Bizotto (2014)

Essas barras de acreção lateral do modelo de geometria deposicional, proposto por Bizzoto (2014) podem representar, em escala diferente, o padrão progracional lateral das coquinas, observado nas seções sísmicas SC_LP_1_SIS e SC_LP_2_SIS, das Figuras 48 e 49 respectivamente; estas mostram um padrão sismoestratigráfico em *downlap* do refletor, que compreende a Coquina Inferior com direção preferencial de migração de NNW para SSE, na porção noroeste, e de SSE para NNW na porção sudeste, adjacente ao Alto Estrutural de Pampo.

Para o nível da Coquina Superior (CS), a espessura é praticamente constante e, pouco ou quase não afetada pela deformação causada pelas falhas normais e estruturas, que atuaram durante a fase rifte.

As Seções Sísmicas de Linguado 1 (SC-LI-1-SIS) e 2 (SC-LI-2-SIS) (Figuras 50 e 51) apresentam direção E-W e se localizam no campo de Linguado e Trilha.

Na seção SC-LI-2-SIS é possível observar que os sedimentos do Grupo Lagoa Feia estão apresentando, para oeste do Campo de Linguado, feições em *onlap* sobre a superfície basáltica que compõe o embasamento.

Em ambas as seções observa-se a presença de estruturas limitadas por falhas de rejeito normal, e na seção SC-LI-1-SIS também está presente uma falha, com rejeito inverso. O refletor, que compreende a Coquina Inferior, apresenta feições em *downlap* em direção ao centro dos principais baixos estruturais.

Os sedimentos da sequência Clástica-Basal e Talco Estevensítica apresentam uma espessura quase constante, com um leve espessamento para Leste.

As Seções Sísmicas de Pampo 1 (SC-PM-1-SIS) e 2 (SC-PM-2-SIS) (Figuras 52 e 53) apresentam direção W-E e se localizam no Campo de Pampo.

Os sedimentos da Sequência Talco-Estevensítica e Clástica-Basal são pouco espessos ou não ocorrem sobre o Alto Estrutural de Pampo e se espessam para leste nas seções em 50 a 100 milissegundos.

O nível CI também apresenta um espessamento sobre o Alto Estrutural de Pampo e adjacente as falhas de rejeito normal. Na porção oeste da seção, onde se localiza o Alto Estrutural de Pampo, o nível CS apresenta um espessamento que está relacionado à deformação tectônica e possível reativação de uma falha normal, que se origina no embasamento atingindo os sedimentos do Grupo Macaé.

Uma sequência de estruturas de grabéns, semi-grabens e *horsts*, geradas por falhas normais de direção aparente N-S, estão afetando os sedimentos do Grupo Macaé.

Seção Sísmica SC-LP-1-SIS

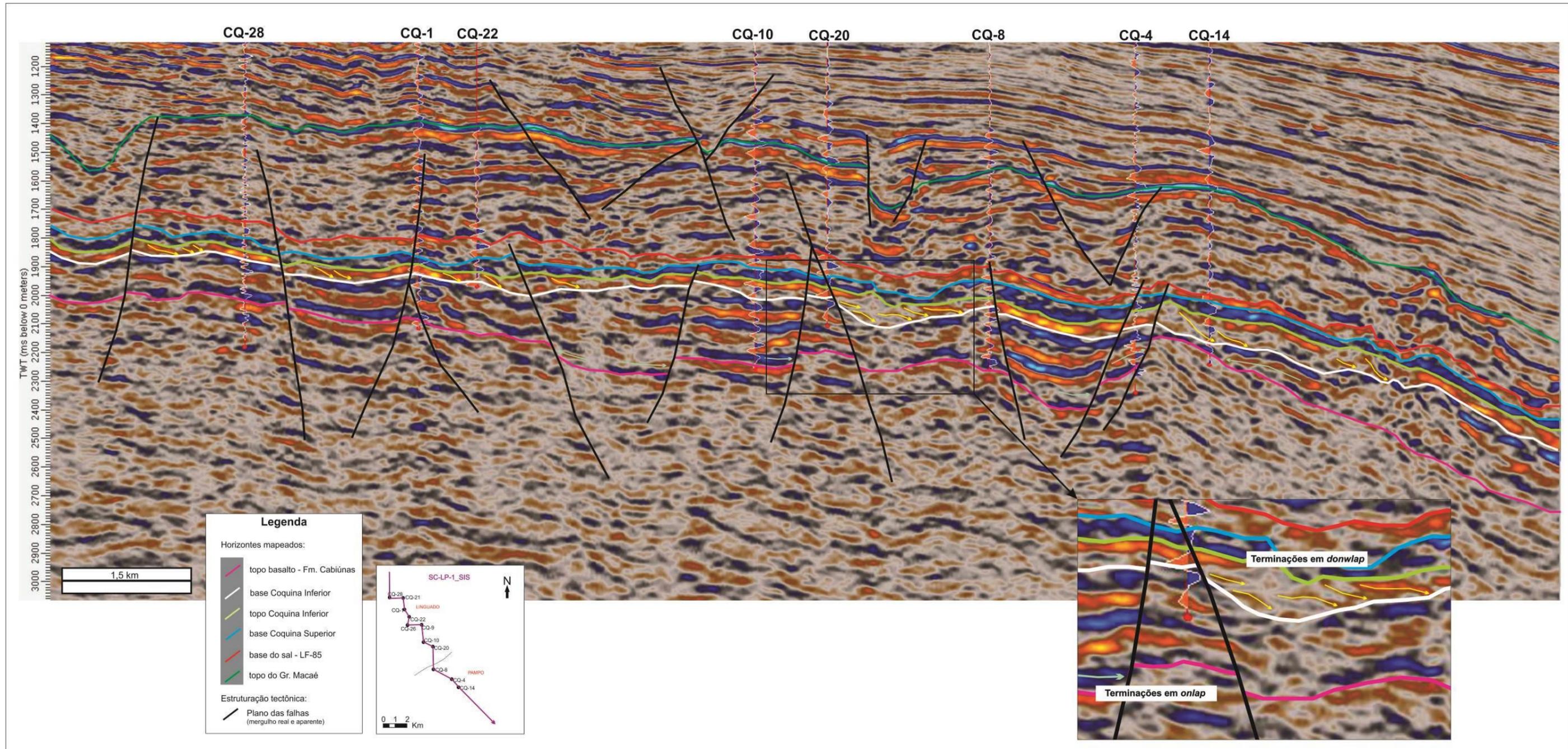


Figura 48. Seção Sísmica SC-LP-1-SIS.

Seção Sísmica SC-LP-2-SIS

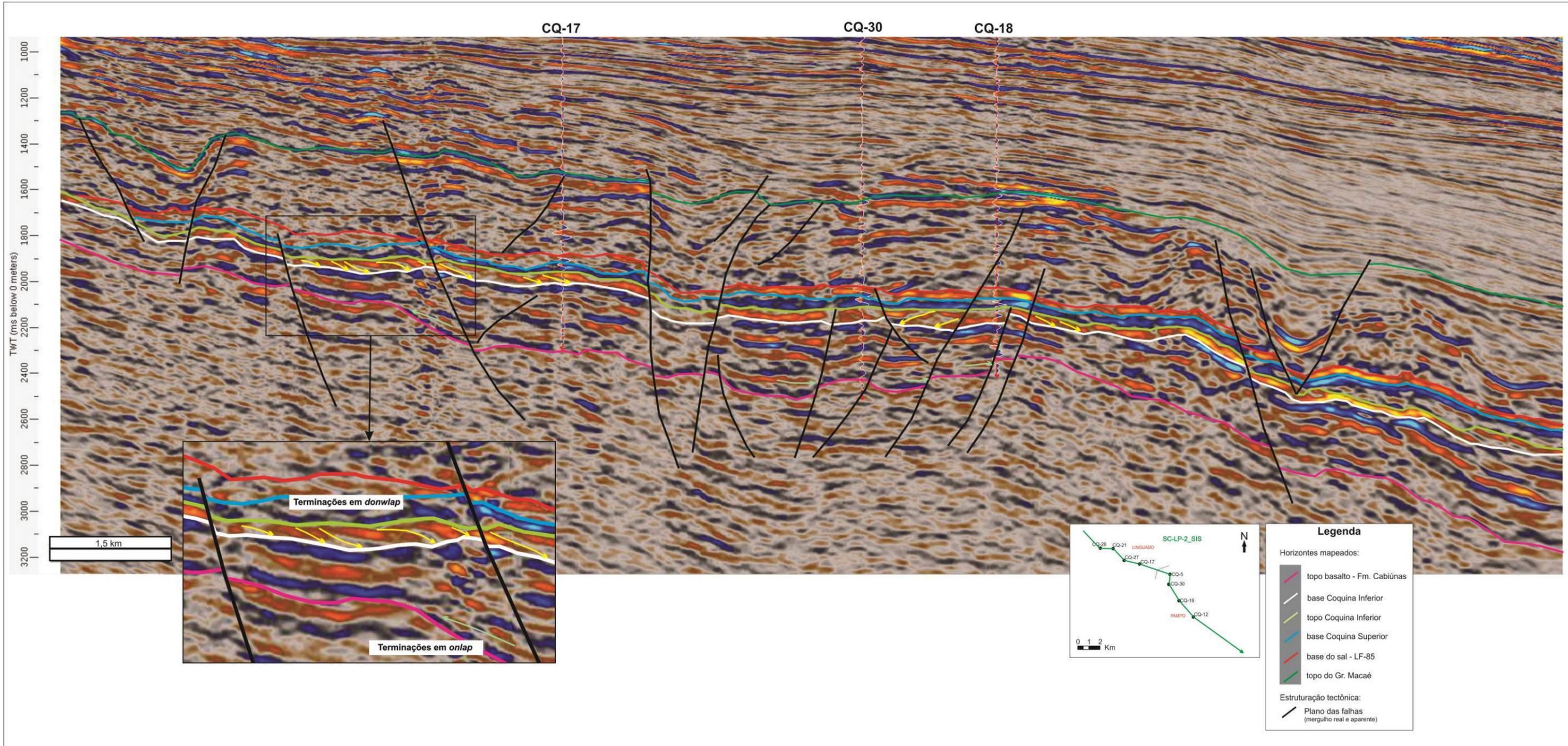


Figura 49. Seção sísmica SC-LP-2-SIS.

Seção Sísmica SC-LI-1-SIS

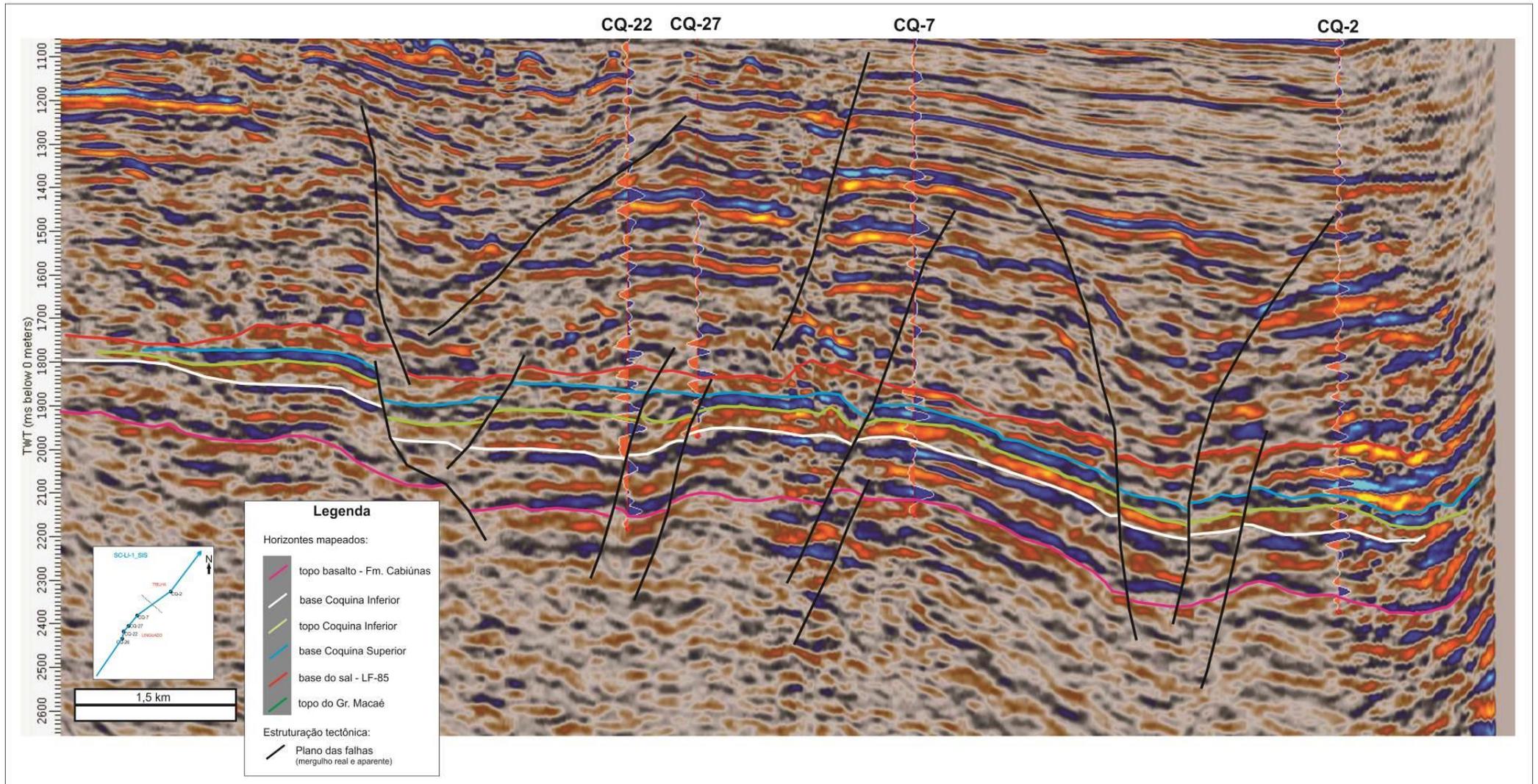


Figura 50. Seção sísmica SC-LI-1-SIS.

Seção Sísmica SC-LI-2-SIS

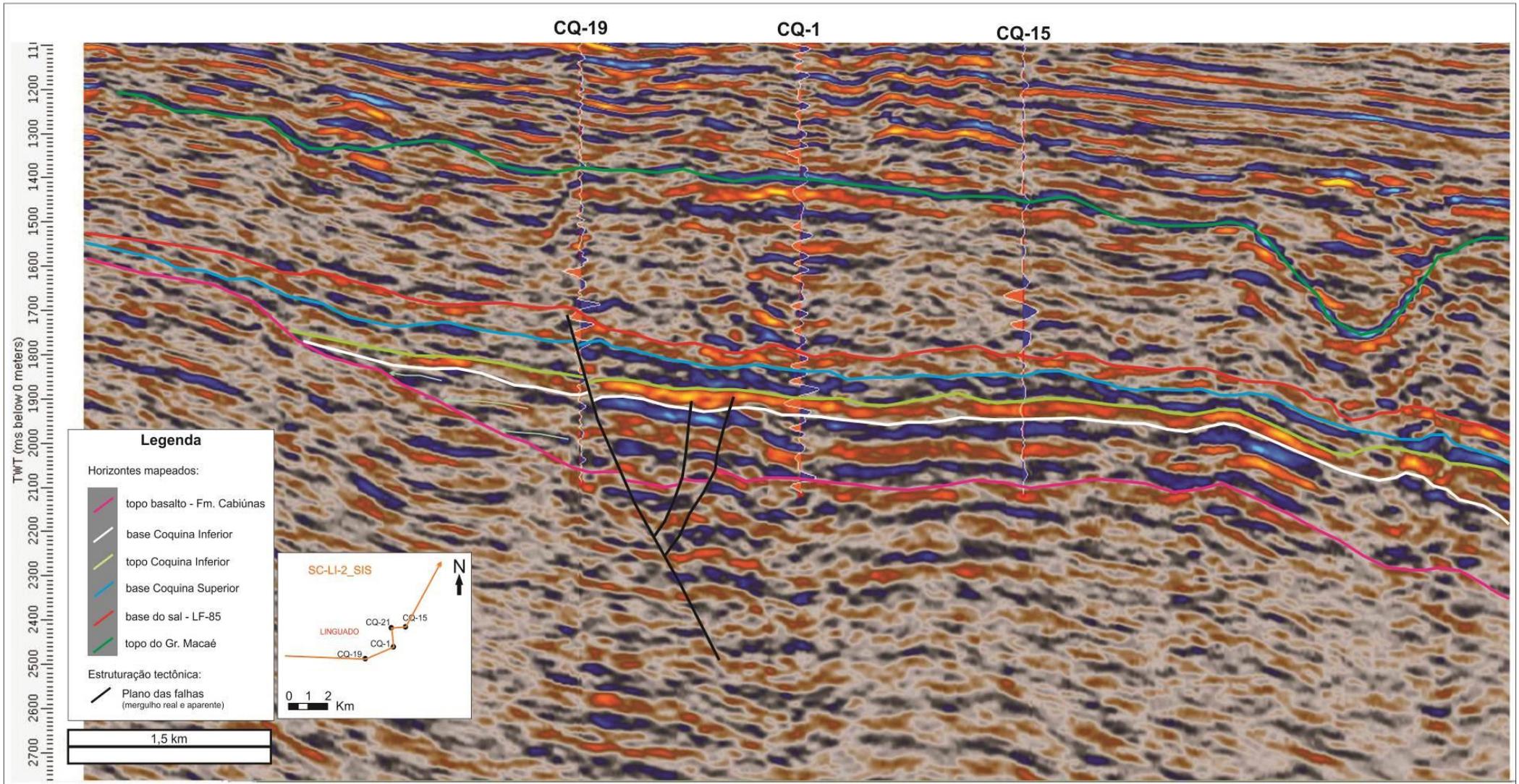


Figura 51. Seção sísmica SC-LI-2-SIS.

Seção Sísmica SC-PM-1-SIS

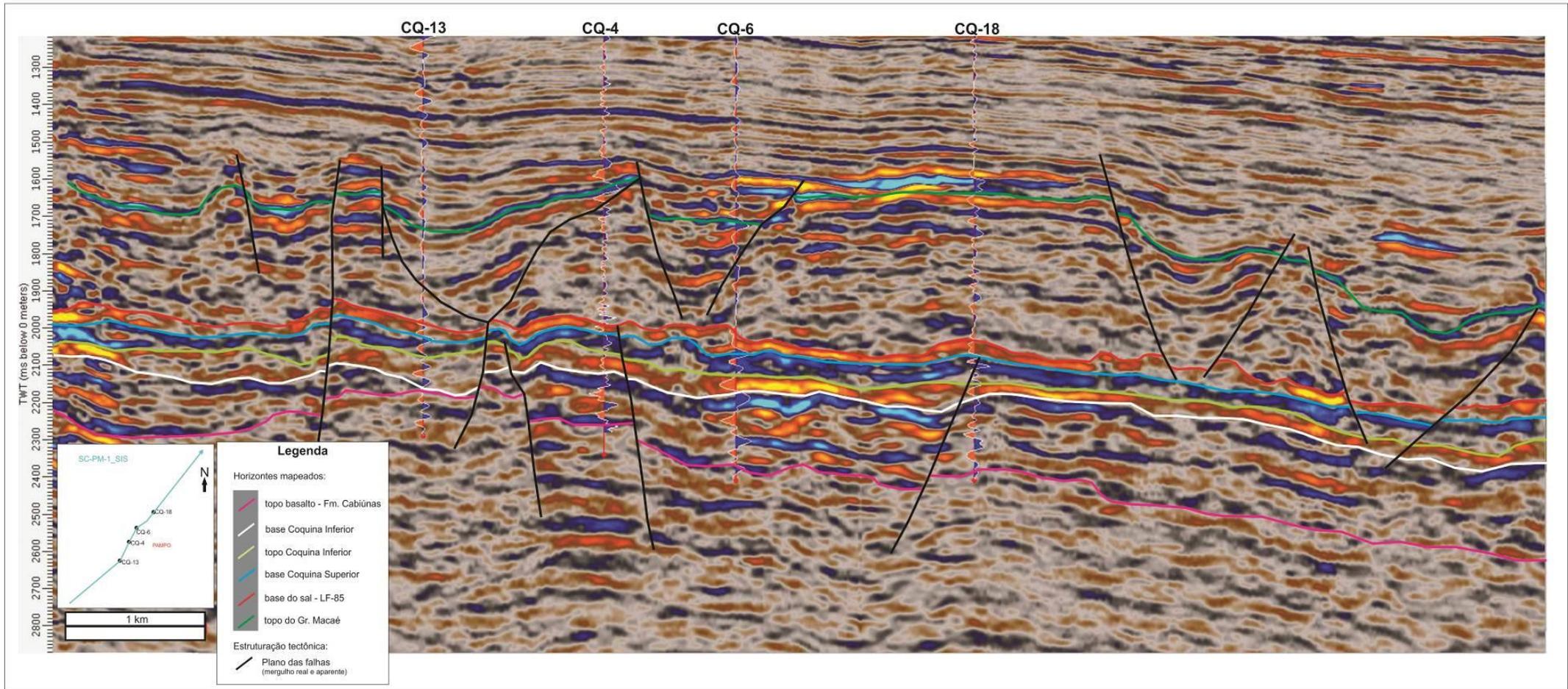


Figura 52. Seção sísmica SC-PM-1-SIS.

Seção Sísmica SC-PM-2-SIS

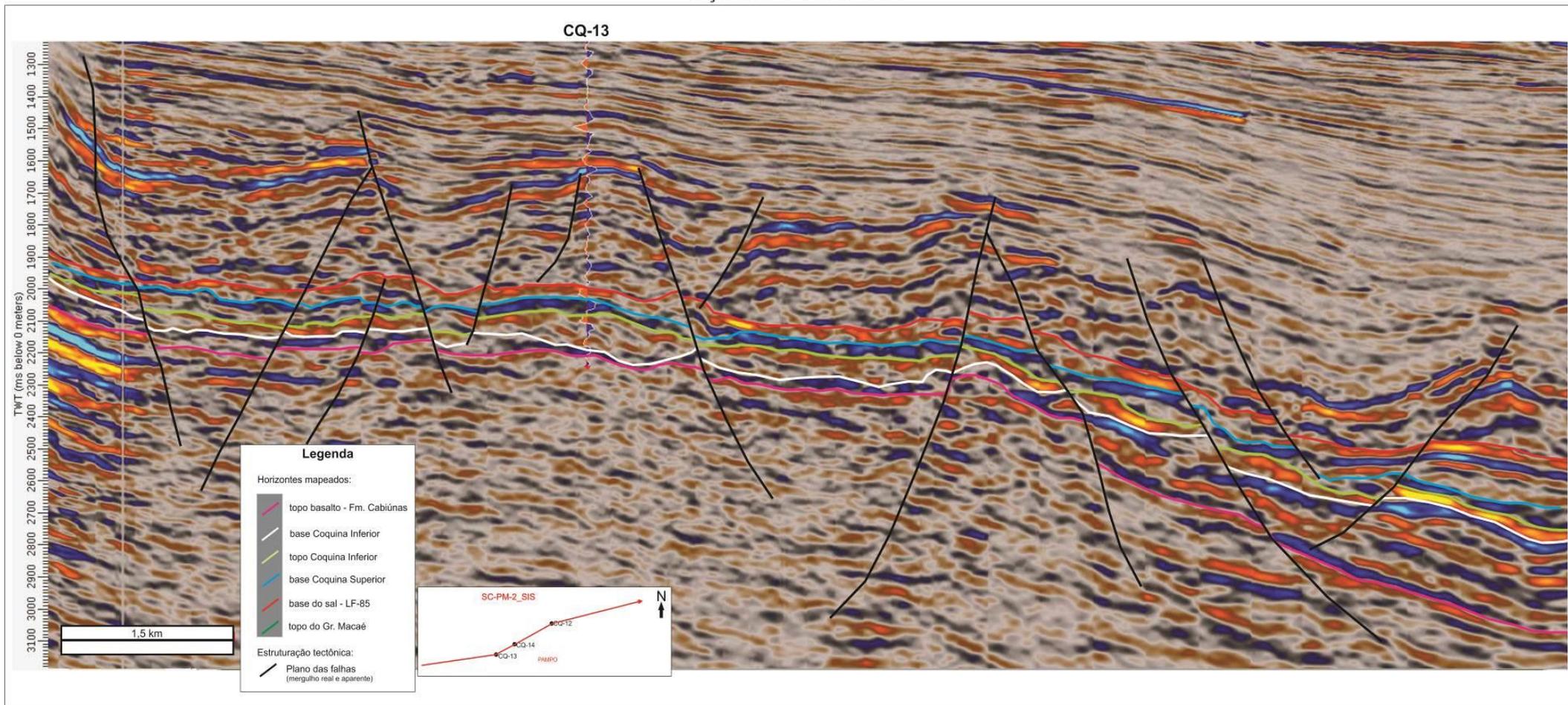


Figura 53. Seção sísmica SC-PM-2-SIS.

5.3 Análise Petrofísica

Foram feitas análises petrofísicas de índice de radioatividade (Igr), porosidade total (PHIT), porosidade efetiva (PHIE) e saturação de água (Sw) para 14 poços distribuídos ao longo da área estudada. Oito estão localizados na porção noroeste e pertencem ao Campo de Linguado e seis estão localizados a sudeste e pertencem ao Campo de Pampo. Para uma análise petrofísica mais detalhada, com base em perfil, e foram construídos gráficos de análise da composição mineral e de rocha, e modelos de Quanti-ELAN para alguns dos poços que estão localizados no Campo de Linguado para auxiliar na identificação dos melhores reservatórios.

5.3.1 Índice de radioatividade (Igr)

Nos poços que estão localizados no Campo de Linguado, os valores máximo e mínimo de Igr calculados para os reservatórios carbonáticos de coquinas ficaram entre 0,3 (30%) e 0,03 (3%) e uma moda de 0,012 (1,2%), como está ilustrado pelo histograma da Figura 54(a). Para os poços localizados no Campo de Pampo, os valores máximo e mínimo de Igr ficaram entre 0,4 (40%) e 0,07 (7%) e uma moda de 0,025 (2,5%), como ilustrado pelo histograma da Figura 54(b). A distribuição dos valores de Igr mostra que os reservatórios carbonáticos, formado por coquinas, e localizados no Campo de Linguado, apresentam valores de Carbonato Total >70%, o que nos permite inferir que ocorrem menos intercalações de camadas de folhelho neste que no Campo de Pampo (Carbonato Total >60%).

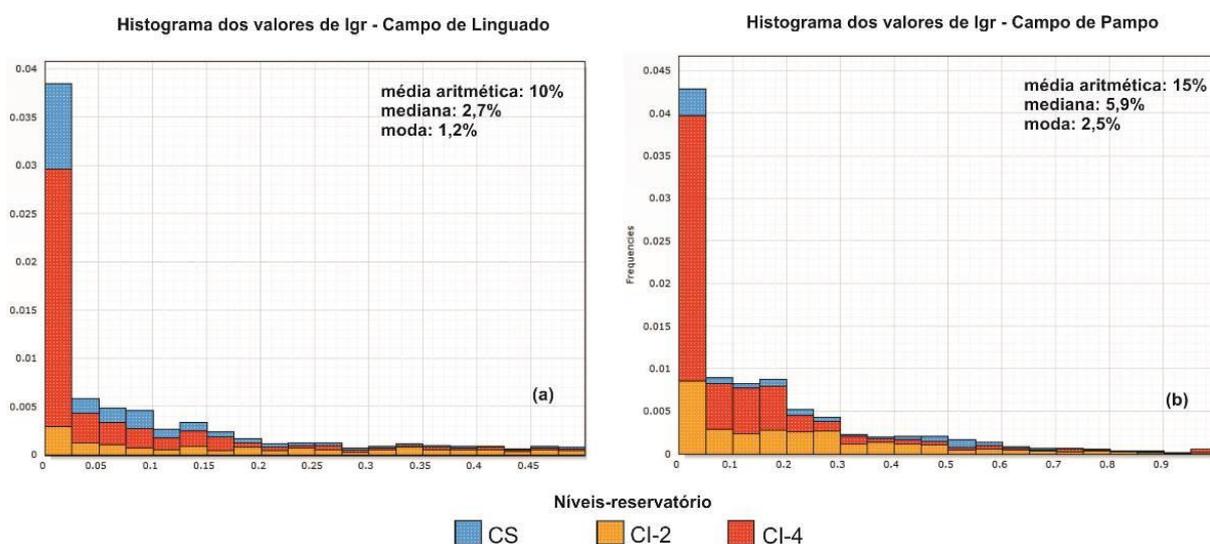


Figura 54. Histogramas com a distribuição dos valores da propriedade Igr nos campos de Linguado(a) e Pampo(b).

Na análise dos níveis-reservatórios, resumida na Tabela 7, para o Campo de Linguado, os valores de Igr obtiveram para o nível reservatório nível CI-4, um máximo e mínimo entre 0,3 (30%) e 0,03 (3%). Para o nível CI-2, os valores máximo e mínimo estão entre 0,45 (45%) e 0,05 (5%) e para o nível CS, os valores máximo e mínimo estão entre 0,36 (36%) e 0,01 (1%).

No Campo de Pampo, os valores máximo e mínimo de Igr, para o nível-reservatório CI-4, estão entre 0,3 (33%) e 0,04 (4%). Para o nível CI-2 estão entre 0,4 (40%) e 0,06 (6%) e para o nível CS estão entre 0,44 (44%) e 0,11 (11%), com média de 24%.

	LINGUADO			PAMPO		
	máx.	mín.	res.	máx.	mín.	res.
Igr (%)	36	1	CS	44	11	CS
Índice de Radiotividade	45	5	CI-2	40	6	CI-2
	30	3	CI-4	33	4	CI-4
Igr (%)						
Valores médios para os campos	30	3		40	7	

Tabela 7. Valores de Igr nos níveis-reservatórios CI-4, CI-2 e CS, nos campos de Linguado e Pampo, com valores máximo e mínimo verificados nos poços.

Em mapa, a distribuição dos valores de Igr, para os depósitos carbonáticos formados pelas coquinas na área estudada, cresce de NNW para SSE, ou seja, do Campo de Linguado para o Campo de Pampo. A análise de Carbonato Total para o Campo de Linguado ficou com valores acima de 70%, mostrando um predomínio de rocha carbonática nos níveis reservatórios da porção noroeste da área de estudo com um aumento do número de intercalações argilosas para sul e sudeste.

Em uma análise mais detalhada de Igr nos níveis-reservatórios, o nível CI-4, que têm seus valores ilustrados no mapa de isopropriedade da Figura 55, mostra que os menores valores de Igr estão na parte norte e central sobre o Campo de Linguado, e na parte norte do Campo de Pampo, formando um *trend* N-S com valores abaixo de 0,4 (4%). No Campo de Pampo, o nível CI-4, apresenta os maiores valores > 0,15 (15%) sobre o Alto Estrutural de Pampo

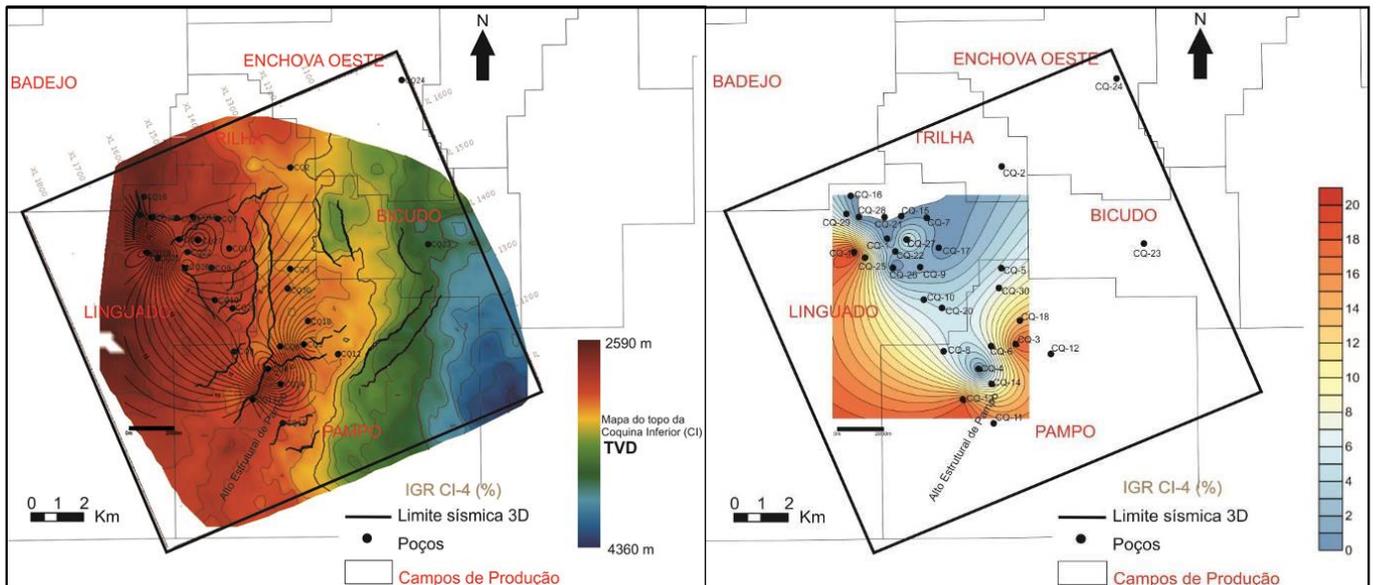


Figura 55. Mapas com a distribuição da isopropriedade de Igr para o nível-reservatório CI-4 sobre o mapa estrutural do topo da Coquina Inferior (CI).

Para o nível CI-2 os valores ficam relativamente constantes na porção central da área, como ilustra os mapas da Figura 56. A análise do mapa de isopropriedade Igr, do nível CI-2, mostra que no Campo de Linguado os valores de Igr diminuem para sudeste, o que pode indicar que nesse campo o nível se apresenta mais heterogêneo, e com intercalações litológicas de folhelhos, principalmente. No Campo de Pampo, para o nível CI-2, os valores ficam abaixo de 0,2 (20%), mostrando que nessa porção da área a rocha pode vir a se apresentar mais homogênea e sem muitas intercalações.

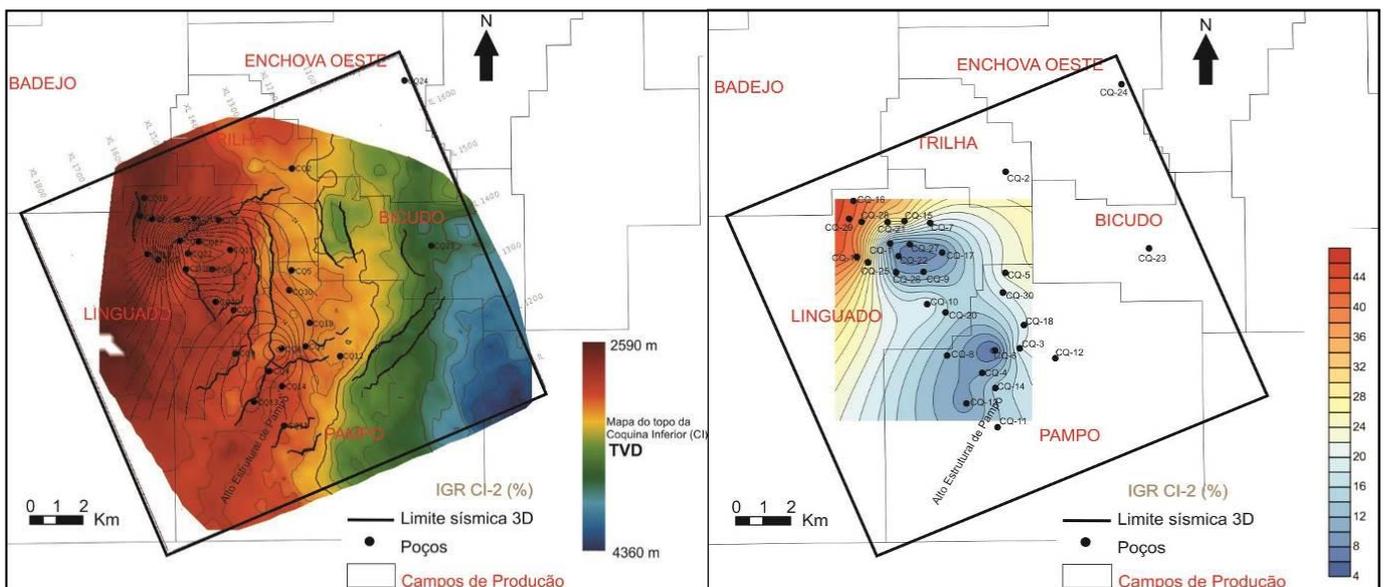


Figura 56. Mapas com a distribuição da isopropriedade de Igr para o nível-reservatório CI-2 sobre o mapa estrutural do topo da Coquina Inferior (CI).

Para o nível CS, os valores de Igr crescem significativamente de noroeste para sudeste, seguindo uma tendência geral para a área que segue a direção do mergulho da plataforma, como está ilustrado pelos mapas da Figura 57. No Campo de Linguado o nível CS apresenta valores $< 0,1$ (10%) que aumentam para leste.

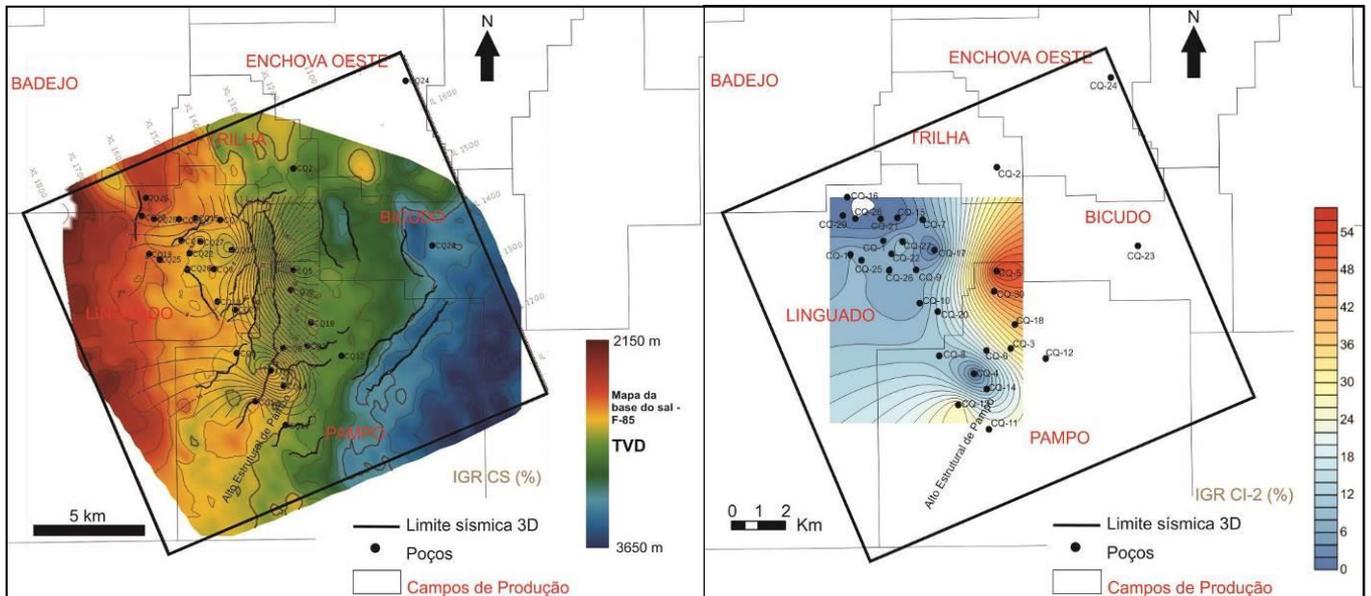


Figura 57. Mapas com a distribuição da isopropriedade de Igr para o nível-reservatório CS sobre o mapa estrutural da base do sal.

5.3.2 Porosidade Total (PHIT) e Porosidade Efetiva (PHIE)

Os reservatórios carbonáticos, formados por coquinas, apresentam uma estrutura e arranjo de poros bastante complexos, que podem estar associados à sua história deposicional e à sua diagênese. A heterogeneidade dessas rochas pode afetar a distribuição das principais propriedades petrofísicas, como a porosidade total (PHIT) e efetiva (PHIE). Segundo dados petrofísicos, obtidos a partir da rocha e apresentados por Bizotto (2014), as coquinas apresentam valores máximo e mínimo de porosidade entre 25 a 5%.

Nos cálculos petrofísicos, realizados utilizando somente as informações dos perfis dos poços, dos intervalos correspondentes aos depósitos carbonáticos formado pelas coquinas, foi obtido valores máximo e mínimo de Porosidade Total (PHIT) entre 22% e 3%, e valores de Porosidade Efetiva (PHIE) máxima e mínima entre 19% e 2%, como ilustrado nos histogramas da Figura 58.

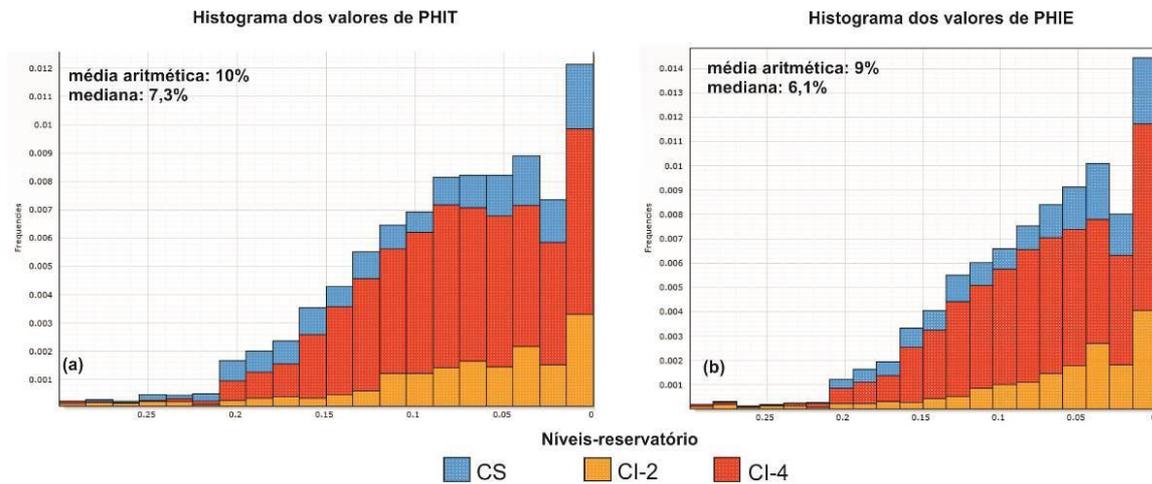


Figura 58. Distribuição dos valores das propriedades PHIT(a) e PHIE(b) em toda a área de estudo.

Os valores de PHIT, obtidos com os poços do Campo de Linguado, mostram valores médios de 9% e moda de 6,8%, como ilustrado no histograma da Figura 59(a), e uma distribuição assimétrica positiva, em forma de despenhadeiro. Para o nível-reservatório CI-4, os valores de PHIT ficaram entre 17,5% e 2,75%. Para o nível CI-2, os valores máximo e mínimo ficaram entre 16% e 2,5% e para o nível CS, os valores máximo e mínimo estão entre 17% e 3%.

Nos poços do Campo de Pampo, o valor médio de PHIT é 10%, com moda de 7,6%, como ilustrado no histograma da Figura 59(b), mostrando uma distribuição assimétrica positiva. Para o nível CI-4 os valores máximo e mínimo de PHIT estão entre 16% e 3%. Para o nível CI-2, os valores máximo e mínimo estão entre 22% e 5% e para o nível CS, os valores estão entre 14% e 5%.

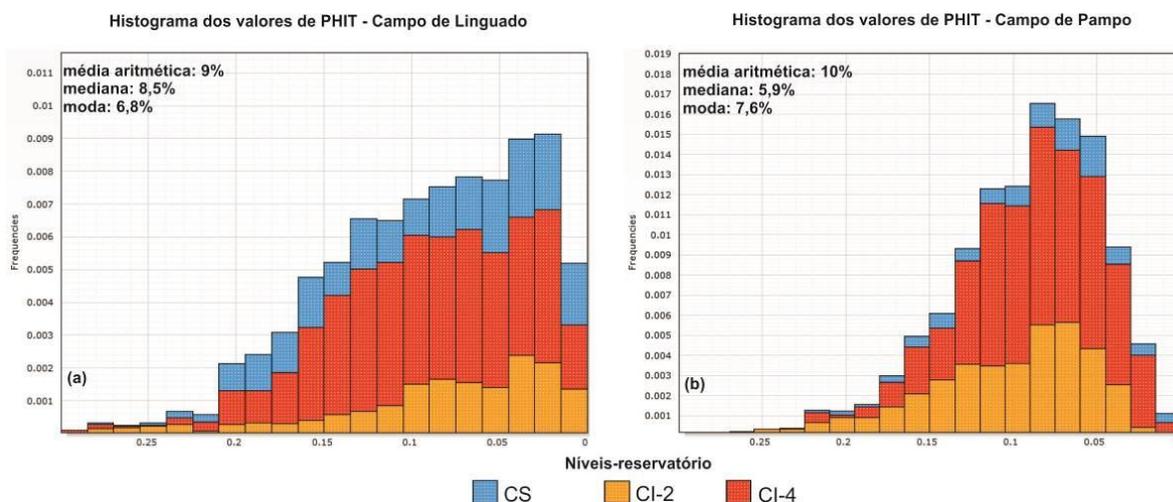


Figura 59. Distribuição dos valores da propriedade PHIT nos campos de Linguado e Pampo.

Em se tratando da PHIE, na porção noroeste da área, onde se encontra o Campo de Linguado, o valor médio é de 8,3%, com moda de 4,7%, como ilustrado no histograma da Figura 60(a), mostrando uma distribuição assimétrica positiva, em forma de despenhadeiro. Para o nível CI-4, os valores máximo e mínimo estão entre 17% e 2,5%, Para o nível CI-2, os valores máximo e mínimo estão entre 14% e 1% e para o nível reservatório CS, os valores máximo e mínimo estão entre 16,5% e 2,75%.

Na porção sudeste da área, onde está localizado o Campo de Pampo o valor médio de PHIE é de 8,9%, com moda de 6,5%, como está ilustrado pelo histograma da figura 60(b), mostrando uma distribuição assimétrica positiva. Para o nível CI-4, os valores máximo e mínimo estão entre 16% e 2%. Para o nível CI-2, os valores máximo e mínimo estão entre 19% e 2,5% e para o nível CS, os valores máximo e mínimo estão entre 10,5% e 2%.

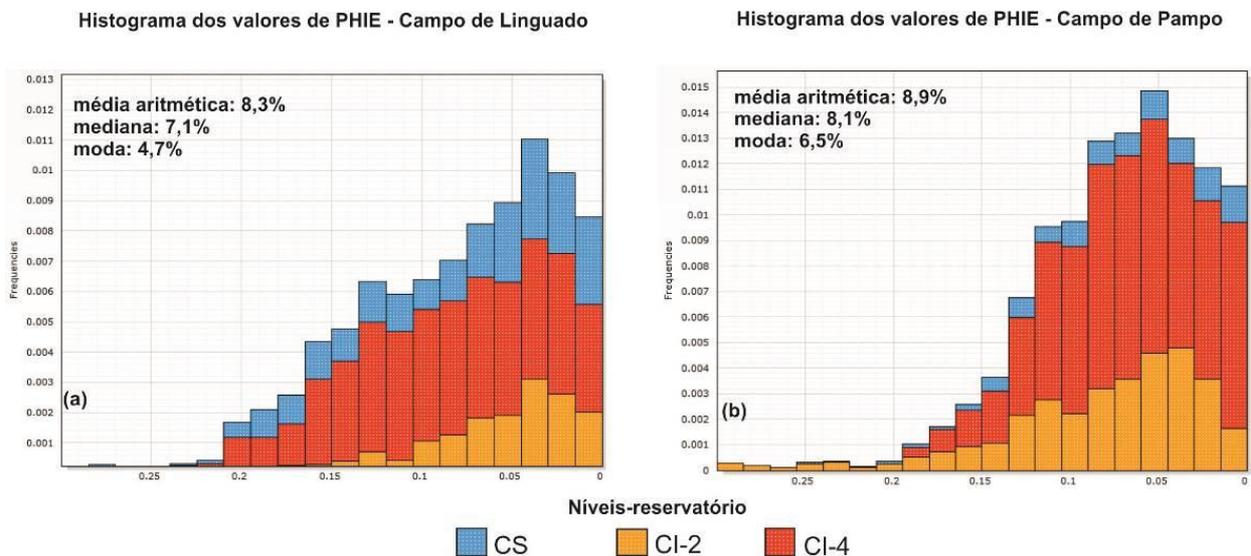


Figura 60. Distribuição dos valores da propriedade PHIE nos campos de Linguado e Pampo.

A Tabela 8 resume os dados de PHIT e PHIE, nos diferentes níveis reservatórios dos Campos de Linguado e Pampo, e permite observar que os maiores valores médios de porosidade efetiva (PHIE) ocorrem no Campo de Linguado, e estão relacionados ao nível-reservatório CI-4.

	LINGUADO			PAMPO		
	máx.	mín.	res.	máx.	mín.	res.
PHIT (%) porosidade total	17	3	CS	14	5	CS
	16	2,5	CI-2	22	5	CI-2
	17,5	2,75	CI-4	16	3	CI-4
PHIE (%) porosidade efetiva	16,5	2,75	CS	10,5	2	CS
	14	1	CI-2	19	2,5	CI-2
	17	2,5	CI-4	16	2	CI-4

Tabela 8. Valores de PHIT e PHIE nos níveis-reservatórios CI-4, CI-2 e CS nos campos de Linguado e Pampo máximo e mínimo verificados nos poços.

A distribuição em mapa dos valores médios de PHIT está ilustrada nos mapas da Figura 61, e mostram que, para o nível reservatório CI-4, ocorre uma diminuição dos valores de PHIT na porção central e leste do Campo de Linguado e a leste das principais falhas que cortam a porção central na direção NE-SW, em direção aos blocos baixos. No Campo de Pampo os valores de PHIT diminuem de sul para nordeste, seguindo o *trend* NE-SW do Alto Estrutural de Pampo.

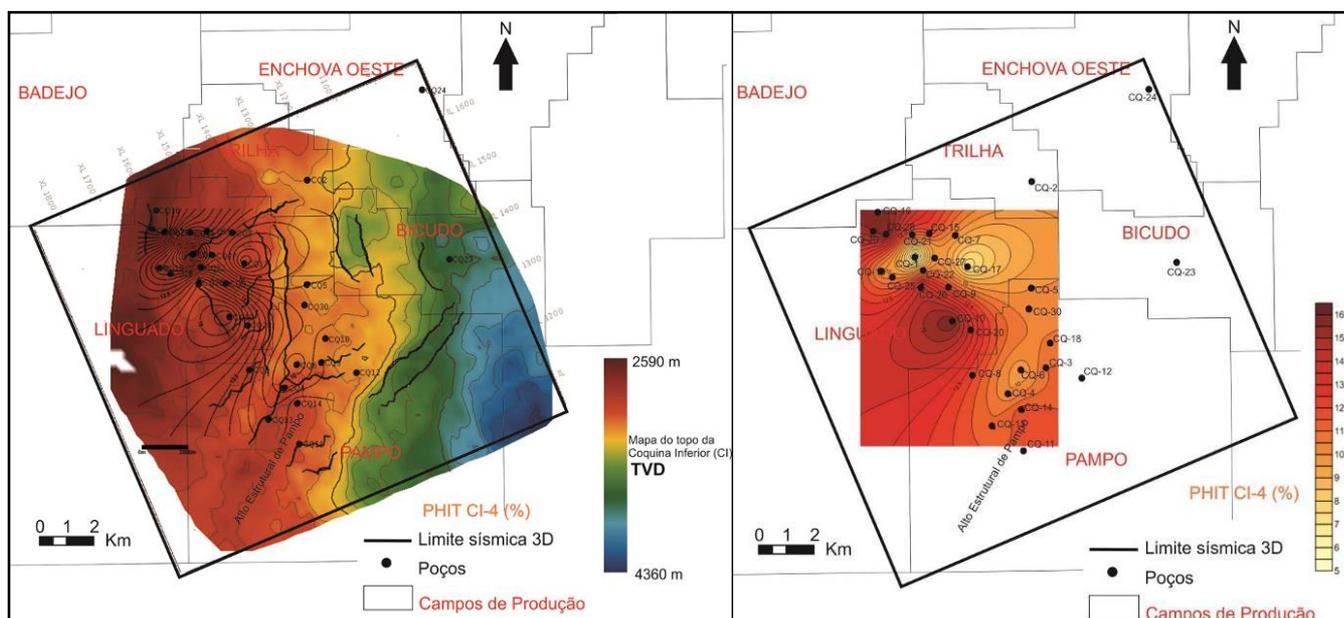


Figura 61. Mapa de distribuição da isopropriedade de PHIT para o nível-reservatório CI-4 sobre o mapa estrutural do topo da Coquina Inferior.

Nos mapas da Figura 62 estão os valores de PHIT para o nível CI-2. No Campo de Linguado, a noroeste da área, os valores de PHIT são menores na porção central do campo, e aumentam para norte e leste. Na porção sudeste, no Campo de Pampo, eles diminuem a norte, bordeando o Alto Estrutural de Pampo, e crescem para NE.

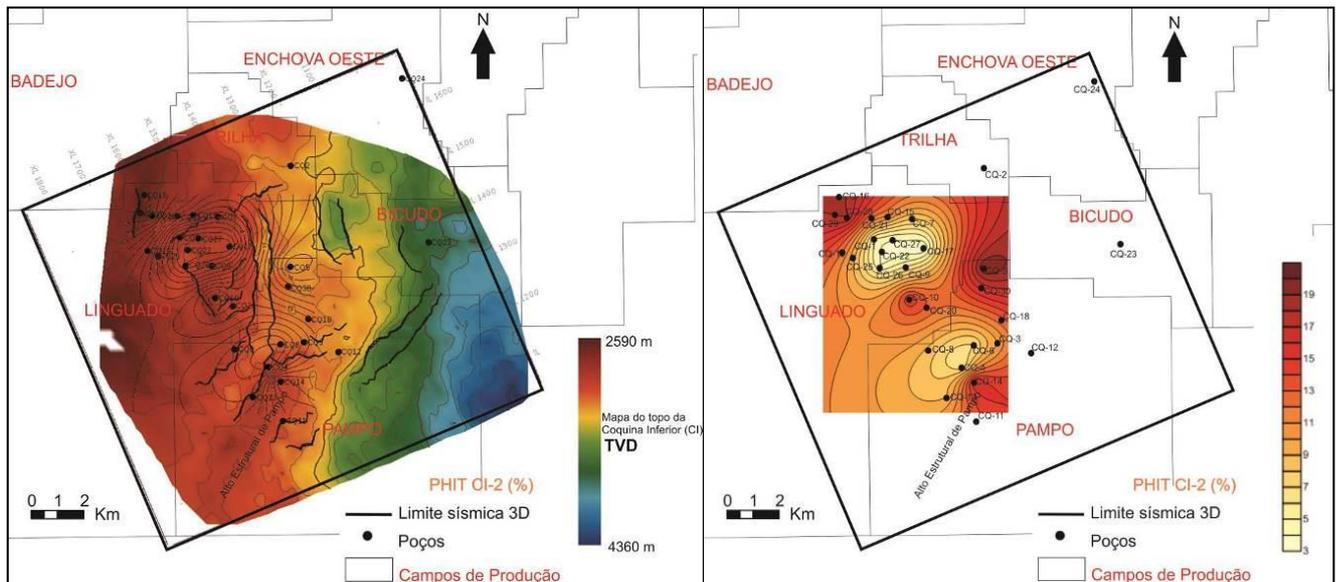


Figura 62. Mapa de distribuição da isopropriedade de PHIT para o nível-reservatório CI-2 sobre o mapa estrutural do topo da Coquina Inferior.

O mapa da Figura 63 mostra a distribuição da PHIT para o nível-reservatório CS, onde é possível observar uma diminuição dos valores de PHIT de NW para SE, no Campo de Linguado, e de SE-NW, no Campo de Pampo, mostrando que a porosidade total é menor nos poços localizados a norte do Alto de Pampo.

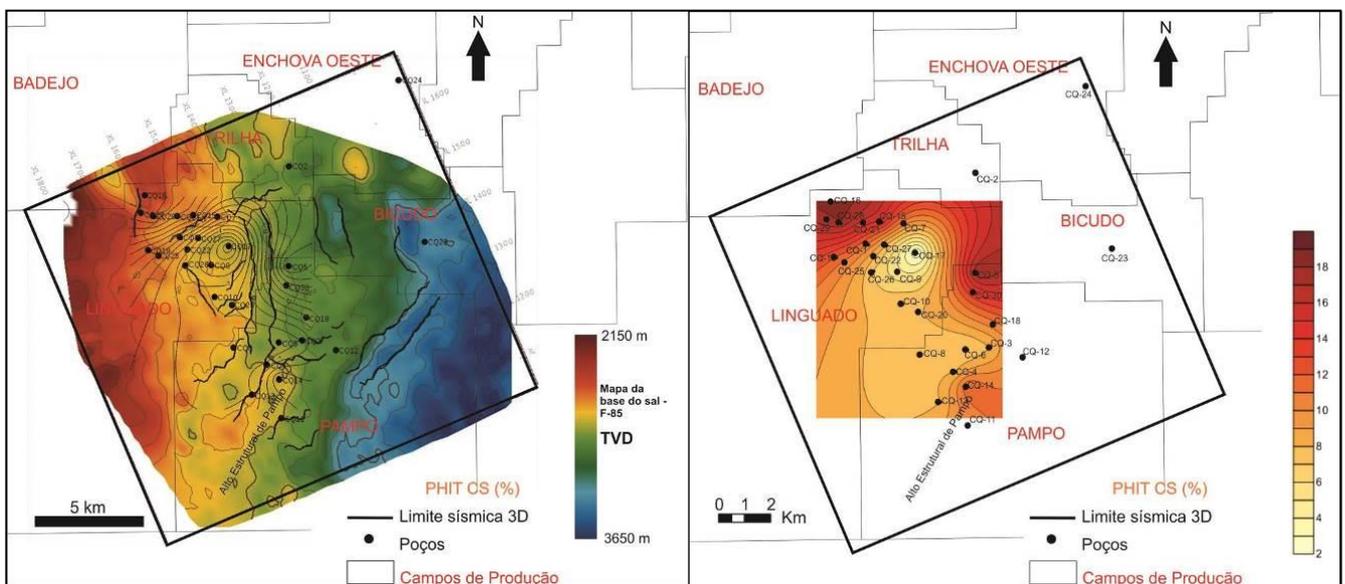


Figura 63. Mapa de distribuição da isopropriedade de PHIT para o nível-reservatório CS sobre o mapa da base do sal.

A distribuição em mapa dos valores médios de PHIE para o nível-reservatório CI-4 está ilustrada nos mapas da Figura 64, e mostra que os maiores valores estão localizados na porção noroeste da área, em torno do Campo de Linguado. Os menores valores de PHIE estão localizados a sudeste da área, e sobre o Alto Estrutural de Pampo.

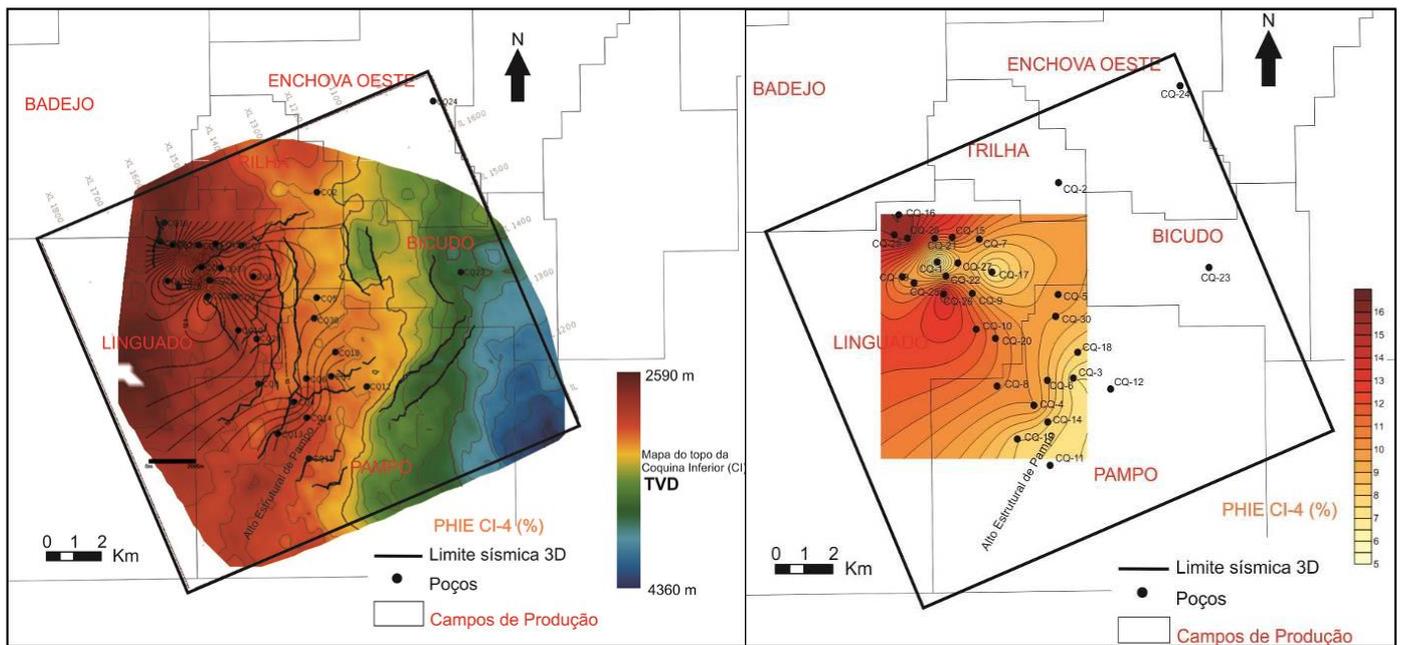


Figura 64. Mapa de distribuição da isopropriedade de PHIE para o nível-reservatório CI-4 sobre o mapa estrutural do topo da Coquina Inferior.

Para o nível CI-2, a distribuição dos valores médios de PHIE está ilustrada nos mapas da Figura 65, e mostram que os menores valores estão localizados na porção central. No Campo de Linguado, a NW da área, os maiores valores de PHIE estão localizados a norte, diminuindo para SE. No Campo de Pampo os valores diminuem de SW para NE, seguindo o *trend* do Alto Estrutural de Pampo.

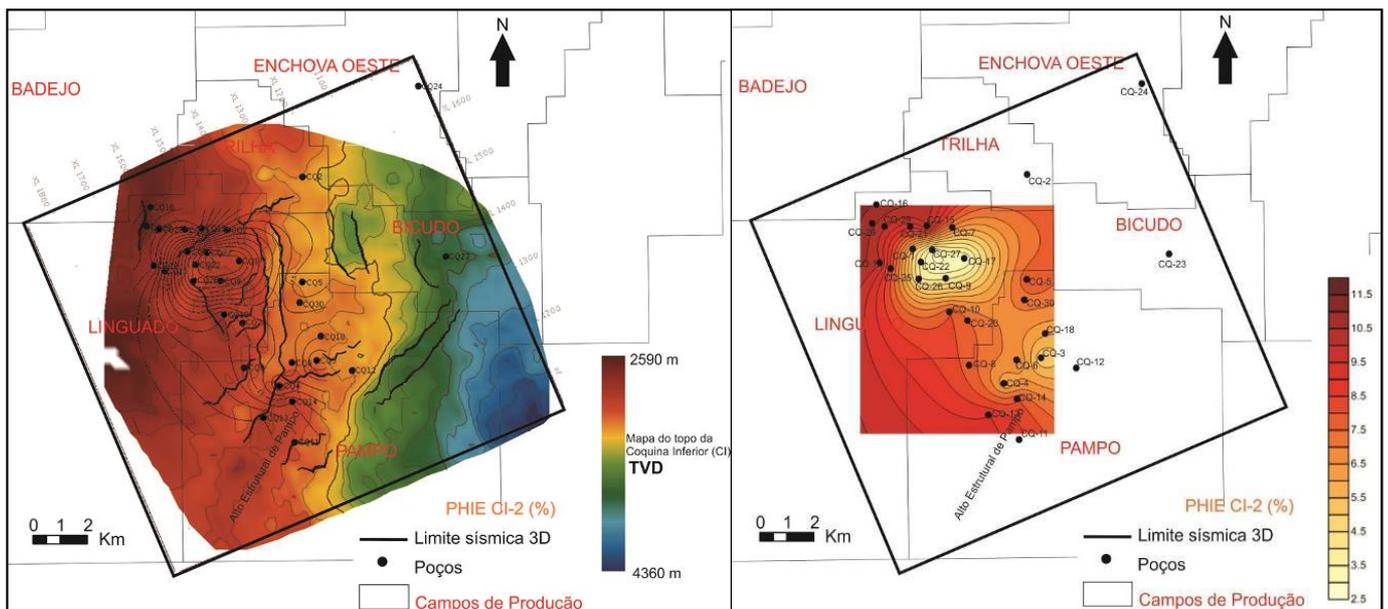


Figura 65. Mapa de distribuição da isopropriedade de PHIE para o nível-reservatório CI-2 sobre o mapa estrutural do topo da Coquina Inferior.

Para o nível-reservatório CS, a distribuição dos valores médios de PHIE, que está ilustrada nos mapas da figura 66, é possível observar uma tendência geral para a área, com a diminuição de NW para SE. Os maiores valores (>12%) estão localizados somente a noroeste do Campo de Linguado.

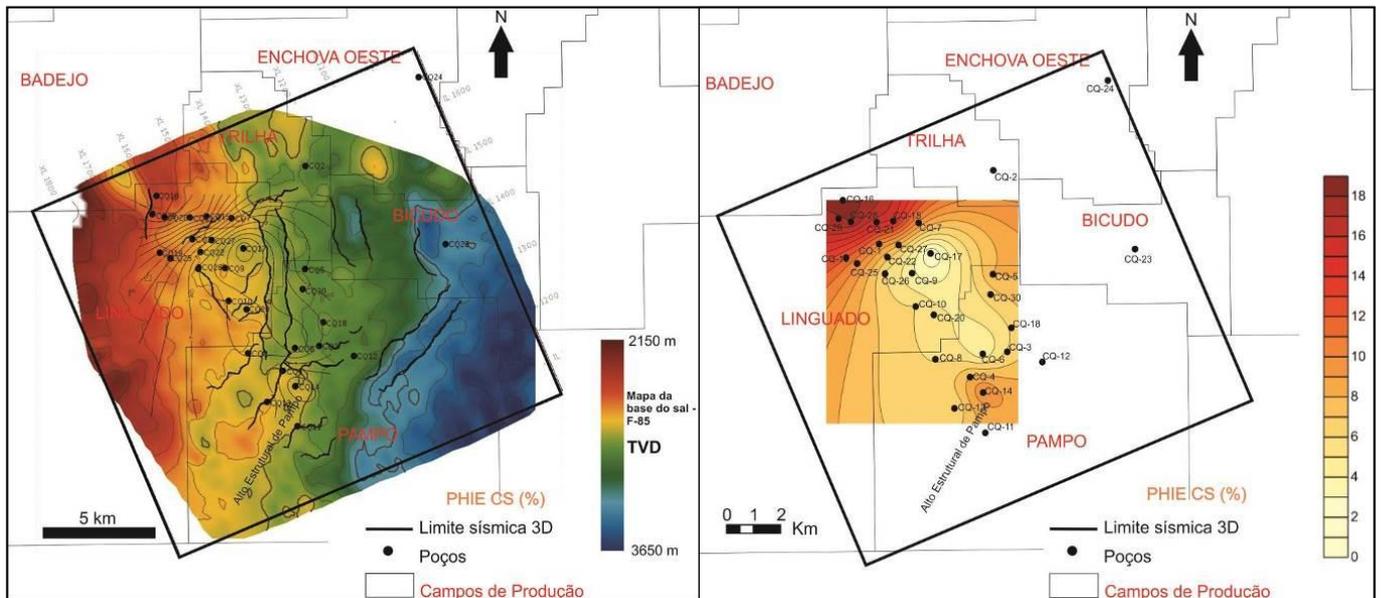


Figura 66. Mapa de distribuição da isopropriedade de PHIE para o nível-reservatório CS sobre o mapa estrutural da base do sal.

Os valores médios de porosidade, tanto PHIT quanto PHIE, para o nível-reservatório CI-4, apresenta uma distribuição que parece condicionada pela configuração estrutural da área, isso porque os valores de PHIT em mapa (Figura 61), mostram uma diminuição regional de leste para oeste, sendo que os maiores valores médios estão sobre os altos estruturais. No mapa da Figura 64, os valores de PHIE apresentam uma distribuição com diminuição regional de NW para SE. No Campo de Linguado os menores valores de PHIT e PHIE ocorrem numa faixa E-W, com valores que estão entre 6 a 8% para PHIT, e 5 a 7% para PHIE, configurado como um baixo estrutural mais local do campo, sendo que os maiores valores ocorrem no entorno no campo. No Campo de Pampo, os valores de PHIT seguem a configuração estrutural, e são maiores sobre o Alto Estrutural de Pampo, como mostra o mapa da Figura 61. A PHIE, porém, apresenta uma diminuição de NW para SE, e aparenta reagir de maneira contrária ao esperado para a área, com os menores valores sobre o Alto Estrutural de Pampo.

Uma característica comum sobre a distribuição das porosidades no nível-reservatório CI-4 é que a mesma se apresenta condicionada pela posição estrutural relativa, e as linhas da

isopropriedade porosidade parecem seguir o contorno nos principais altos e baixos da área, com as melhores porosidades ocorrendo nas porções mais elevadas.

Sobre o nível-reservatório CI-2, os valores médios de porosidade, PHIT e PHIE, aumentam para o extremo NW da área e no extremo sul, sendo que os menores valores estão na porção central e leste. O mapa da Figura 62 mostra que, no Campo de Linguado os menores valores médios de PHIT (em torno de 3 a 5%) ocorrem na porção central do campo. No Campo de Pampo a distribuição mostra que os valores médios de PHIT apresentam um aumento da porosidade para sul e leste. A distribuição dos valores médios de PHIE para o nível CI-2 (Figura 65) mostra que os maiores valores estão na porção oeste da área e a norte.

Uma característica comum à distribuição de porosidades para o nível CI-2, na área estudada, é a pouca influência da configuração estrutural nessa distribuição, as linhas de isopropriedade de porosidade não seguem a estruturação de falhas, altos e baixos intrínseco aos campos estudados e os melhores valores ocorrem tanto nos baixos como nos altos estruturais. O Campo de Pampo parece ainda conter alguma influência da configuração estrutural imposta, pois as melhores porosidades ainda se encontram sobre o Alto Estrutural de Pampo.

O nível CS apresenta os maiores valores de PHIT e PHIE, segundo o seu mapa das Figuras 63 e 66, na porção norte da área com diminuição para sul. A distribuição das linhas de isopropriedade de porosidade desse nível, não apresentam condicionante estrutural, pois a mesma não acompanha a configuração estrutural imposta a área, como mostram os mapas.

Segundo Bizotto (2014), que analisou a propriedade de porosidade em rocha com as coquinas na mesma área de estudo, as maiores porosidades encontradas estão nas fácies deposicionais de maior energia e com menor quantidade de lama calcária, refletindo o controle deposicional na qualidade permo-porosa dos níveis reservatórios.

O predomínio do controle deposicional na distribuição das porosidades nas coquinas reforça a teoria de que, principalmente para o nível CI-4, para o mais espesso e principal produtor no Campo de Linguado, ocorre forte influência do condicionante tectono-estrutural na distribuição de suas porosidades, tanto PHIT quanto PHIE.

No intervalo de um poço testemunhado no norte do Campo de Linguado e apresentado por Bizzoto (2014) está ilustrado os valores de porosidade e permeabilidade analisados em rocha (Figura 67). No poço apresentado pela autora é possível observar até 4 ciclos de empilhamento vertical progradacional, que se refletem tanto no perfil de porosidade, quanto no perfil de permeabilidade.

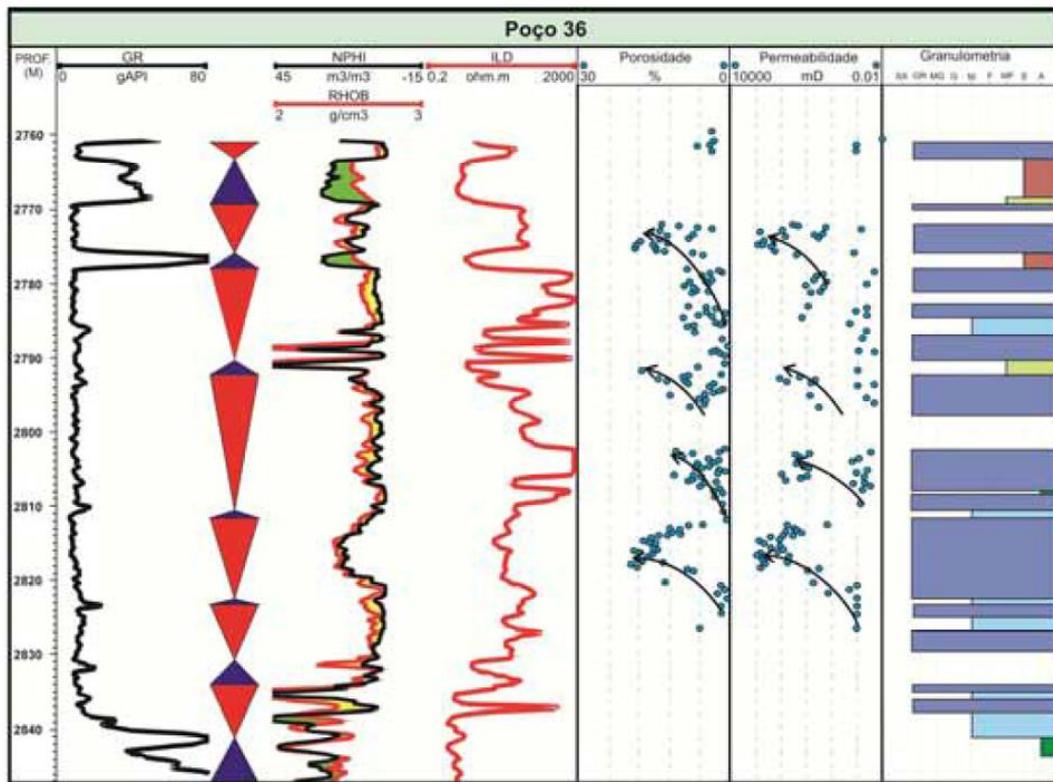


Figura 67. Perfil integrado da qualidade do reservatório para a porção média ou basal da Coquina Inferior testemunhada num poço da porção norte do Campo de Linguado. (Fonte: Bizotto, 2013)

Este mesmo comportamento também foi constatado nos perfis analisados neste trabalho, e é o padrão progradacional, com o raseamento ascentende e um consequente aumento de energia para o topo, que se expressa nos perfis de porosidade, tanto total como efetiva. Para ilustrar o comportamento dos perfis de porosidade total PHIT e porosidade efetiva PHIE, para um intervalo de Coquina Inferior (CI), é apresentado o poço CQ-28, na Figura 68. No perfil apresentado é possível observar até 4 ciclos de empilhamento vertical progradacional, com o aumento dos valores de porosidade PHIT e PHIE, de modo a formar um padrão em sino invertido para os perfis.

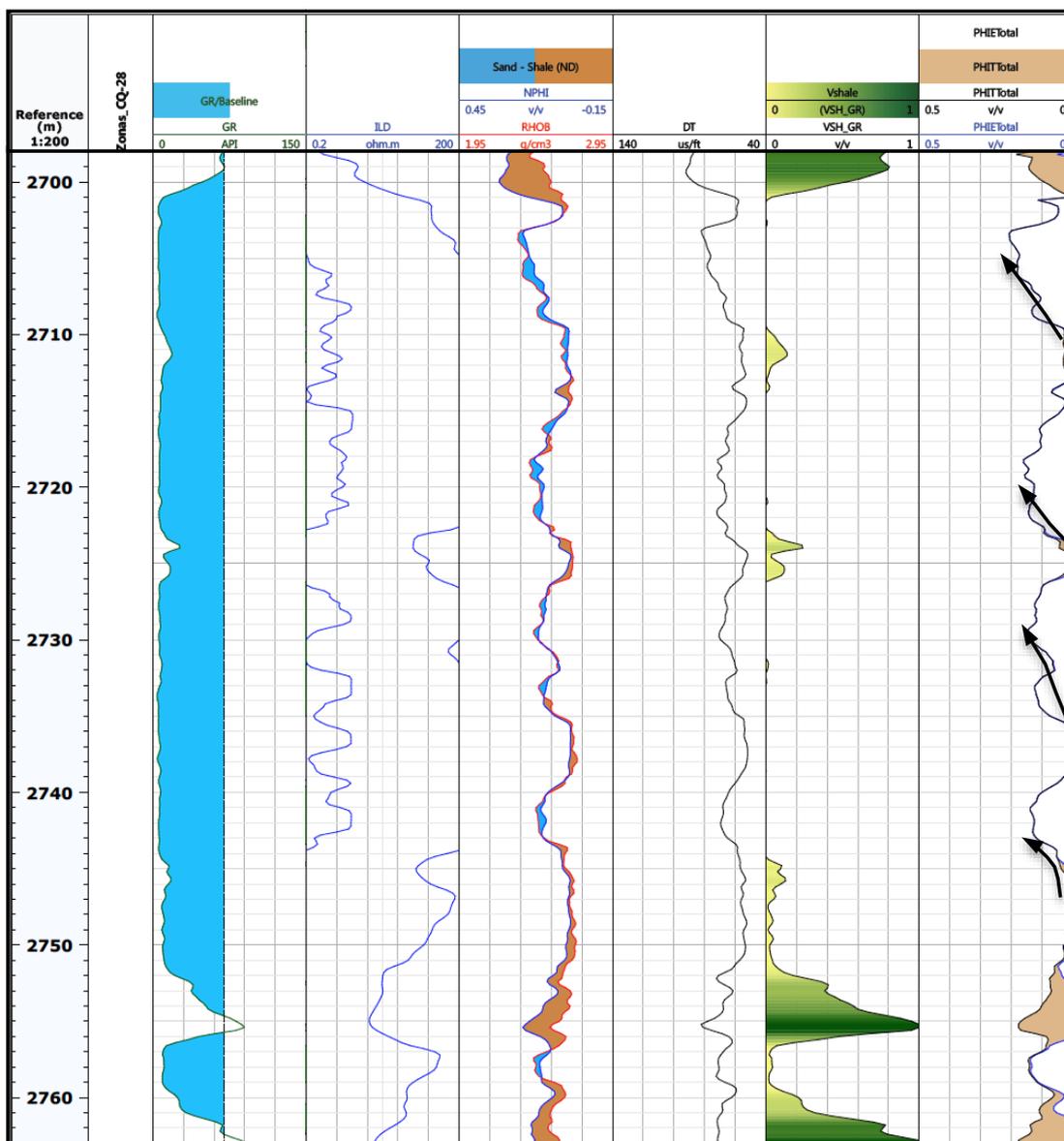


Figura 68. Perfil Composto do poço CQ-28 mostrando o comportamento agradacional dos perfil de porosidade PHIE.

5.3.3 Gráficos de análise da composição mineralógica e de rocha

Na Figura 69 é apresentado um gráfico com 7 poços, que estão localizados no Campo de Linguado, onde estão plotados a porosidade neutrônica (NPHI) *versus* densidade (RHOB), para os três intervalos específicos de níveis-reservatório: em azul claro está representado o nível CS (Coquina Superior); em amarelo o nível CI-2 (Coquina Inferior - 2) e em laranja o nível CI-4. Neste mesmo gráfico é possível observar uma maior densidade de pontos sobre a linha que corresponde a um predomínio de rocha calcária, composta por calcita.

A análise, baseada nos gráficos *Schlumberger Cp-1b e Cp-1d* para os níveis-reservatórios, mostra duas tendências principais de composição mineralógica e de rocha, uma para o nível-reservatório CI-4 que segue uma distribuição sobre a linha correspondente a um calcário, com predomínio de composição calcítica, e alguma composição de arenito/siltito, mostrando que pode haver intercalações dentro desse nível-reservatório, principalmente nas porosidades totais estimadas abaixo de 10%. Para o nível reservatório CI-2, a distribuição dos pontos no gráfico segue uma tendência na qual as porosidade totais <10% apresentam um composição de rocha calcária, composta predominantemente, por calcita, e nas porosidades >10%, uma composição de rocha calcária composta parte por calcita e parte por dolomita, sendo que quanto maior a composição de dolomita, maior os valores de porosidade.

O nível-reservatório CS não apresenta um padrão definido de distribuição, sendo que a composição de rocha apresenta uma maior concentração sobre a linha de calcário, composto por calcita; esta também apresenta pontos com composição de calcário, composto por calcita e dolomita, e pontos de composição de arenito/siltito. A falta de um padrão de distribuição para este nível pode representar a grande heterogeneidade de rocha contida e uma grande probabilidade de serem encontradas intercalações.

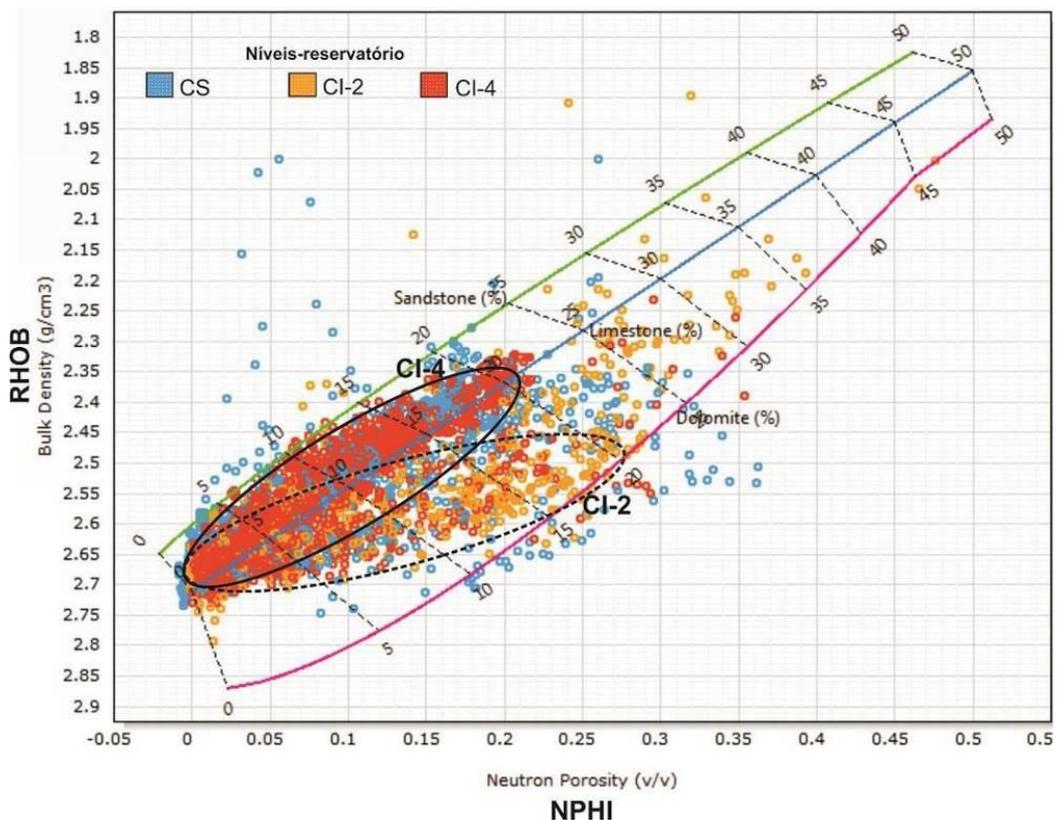


Figura 69. Gráfico *Schlumberger CP-1b e cp-1d* (NPHI vs RHOB) para o Campo de Linguado mostrando a distribuição com todos os níveis-reservatório CI-4, CI-2 e CS.

Uma característica, que pode ser observada na figura 70, e que ajuda a diferenciar os níveis CI-4 e CI-2 quanto a estimativa da sua composição mineralógica, é que o primeiro apresenta uma estimativa de composição para um carbonato com predomínio de calcita, enquanto que o nível CI-2 apresenta uma tendência a apresentar uma composição dolomítica, formando assim, duas linhas de tendência distintas no gráfico. Outra característica, salientada no gráfico, é que os valores de porosidade tendem a serem maiores nos pontos localizados próximos à composição mineralógica com predomínio de dolomita.

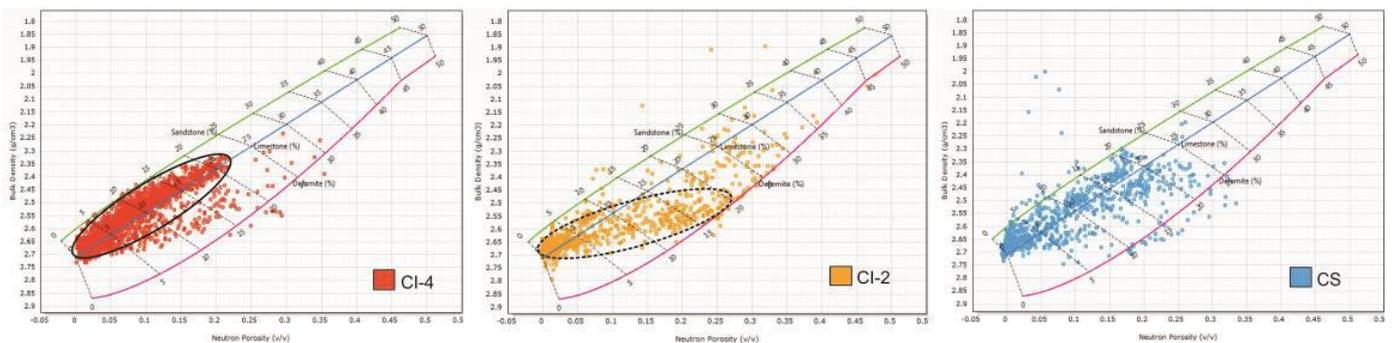


Figura 70. Gráfico (NPHI vs RHOB) para o Campo de Linguado mostrando a distribuição por nível-reservatório (CI-4, CI-2 e CS).

O *Schlumberger LITH-7 plot* é um gráfico (M-N) de litologia, que é utilizado para o reconhecimento de litologias e de porosidades secundárias (SCHULUMBERGER, 1997). O gráfico *Schlumberger LITH-7 plot* foi construído com 7 poços, localizados no Campo de Linguado, e que continham as curvas de densidade (RHOB), porosidade neutrônica (NPHI) e sônico (DT). Na Figura 71 o nível CS está representado pelos pontos azuis claros, o nível CI-2 pelos pontos amarelos e o nível CI-4 pelos pontos em laranja.

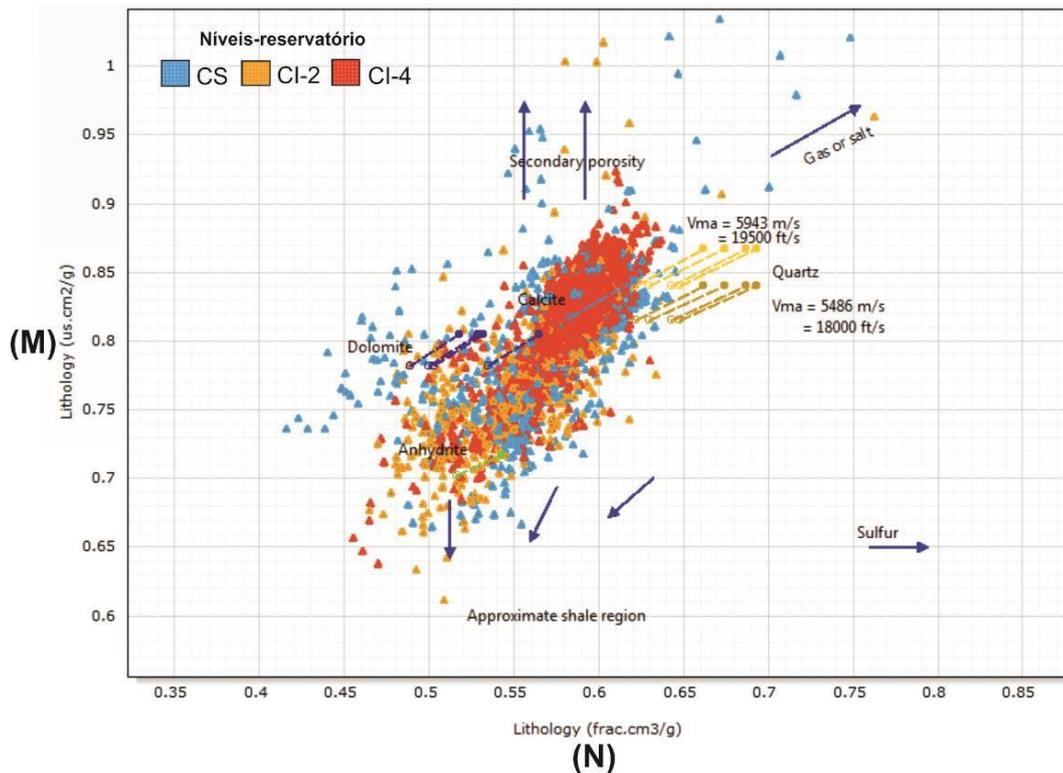


Figura 71. Gráfico (M-N) para o Campo de Linguado mostrando a distribuição com todos os níveis-reservatório CI-4, CI-2 e CS.

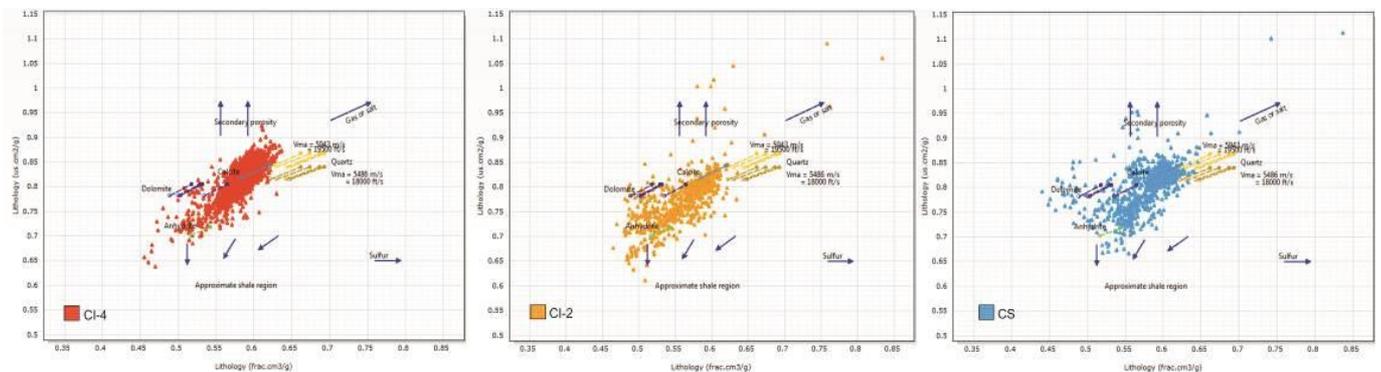


Figura 72. Gráfico (M-N) para o Campo de Linguado mostrando a distribuição por nível-reservatório (CI-4, CI-2 e CS).

Confirmando os gráficos apresentados anteriormente, os *Schlumberger LITH-7* (M-N), da Figura 72, mostram um predomínio de composição calcítica para os carbonatos do nível-reservatório CI-4, com alguns poucos pontos indicando a existência de pouca porosidade secundária. No nível CI-2 os pontos indicam uma tendência para uma composição mais dolomítica e uma maior ocorrência de porosidade secundária. O nível CS apresenta uma distribuição mais dispersa de pontos, com a ocorrência de carbonatos de composição calcítica e dolomítica, e também de porosidade secundária. A ocorrência de uma maior dispersão nos

pontos que compõem o nível CS mostra que o mesmo apresenta uma composição de rocha e mineral mais heterogênea.

Apesar de ser possível diferenciar a composição mineral dos níveis-reservatório CI-4 e CI-2, a distribuição em gráfico não apresenta uma tendência característica em ambos, quando plotados no gráfico *Schlumberger LITH-7* (M-N), o que não permite diferenciá-los de forma clara, como ocorreu nos gráficos do tipo *Schlumberger LITH-7* (NPHI vs RHOB).

A porosidade secundária estimada em gráfico, nos níveis reservatório CI-2 e CS, que estão estratigraficamente mais rasos, são maiores do que às encontradas em CI-4 (nível-reservatório mais basal). A pouca ocorrência de porosidades secundárias, no nível CI-4, reforça a teoria de que esse nível apresenta forte controle deposicional na distribuição de suas propriedades, como a porosidade primária, e o principal condicionante seria a configuração tectônica.

5.3.4 Saturação de água (S_w): Archie e Dual Water

Os valores de saturação de água (S_w) foram calculados com as informações obtidas em perfis de poço nos intervalos correspondentes aos níveis carbonáticos de coquinas, utilizando-se duas equações, a de Archie ($S_{w_{archie}}$) e a de Dual Water ($S_{w_{dual}}$).

Na porção NNW da área, onde está localizado o Campo de Linguado, os valores máximo e mínimo de $S_{w_{archie}}$ ficaram entre 63% e 10% e sua distribuição está ilustrada no histograma da Figura 73(a). Os valores máximo e mínimo de $S_{w_{dual}}$ ficaram entre 68% e 10,75% e sua distribuição está ilustrada no histograma da Figura 74(a). Os valores de $S_{w_{archie}}$ e $S_{w_{dual}}$ para a porção NNW da área mostram histogramas assimétricos positivos, com perfil em despenhadeiro, o que configura uma maior concentração das frequências de saturação de água para valores < 20%.

Na porção SSE da área, onde está localizado o Campo de Pampo, os valores máximo e mínimo de $S_{w_{archie}}$ ficaram entre 59% e 12% e sua distribuição está ilustrada no histograma da Figura 73(b). Os valores máximo e mínimo, de $S_{w_{dual}}$, ficaram entre 69% e 15%, e sua distribuição está ilustrada na Figura 74(b). A distribuição dos valores de $S_{w_{archie}}$ e $S_{w_{dual}}$ para a porção SSE da área mostra histogramas com distribuição bimodal o que pode significar a distribuição dos valores de saturação de água em dois valores médios distintos.

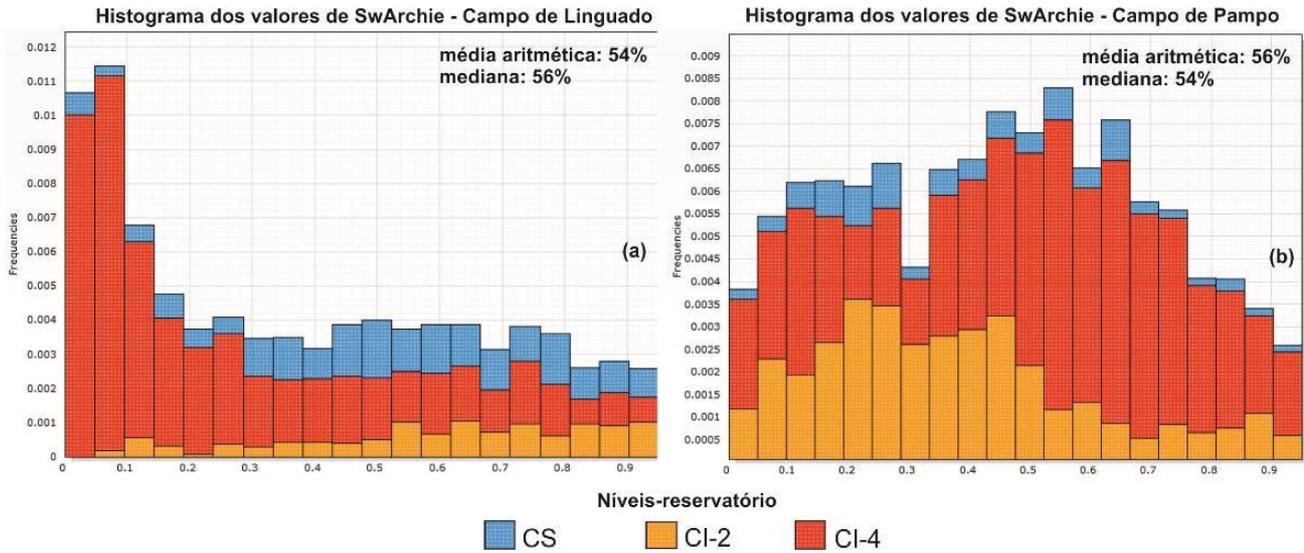


Figura 73. Distribuição dos valores das propriedades Sw_{Archie} nos campos de Linguado e Pampo.

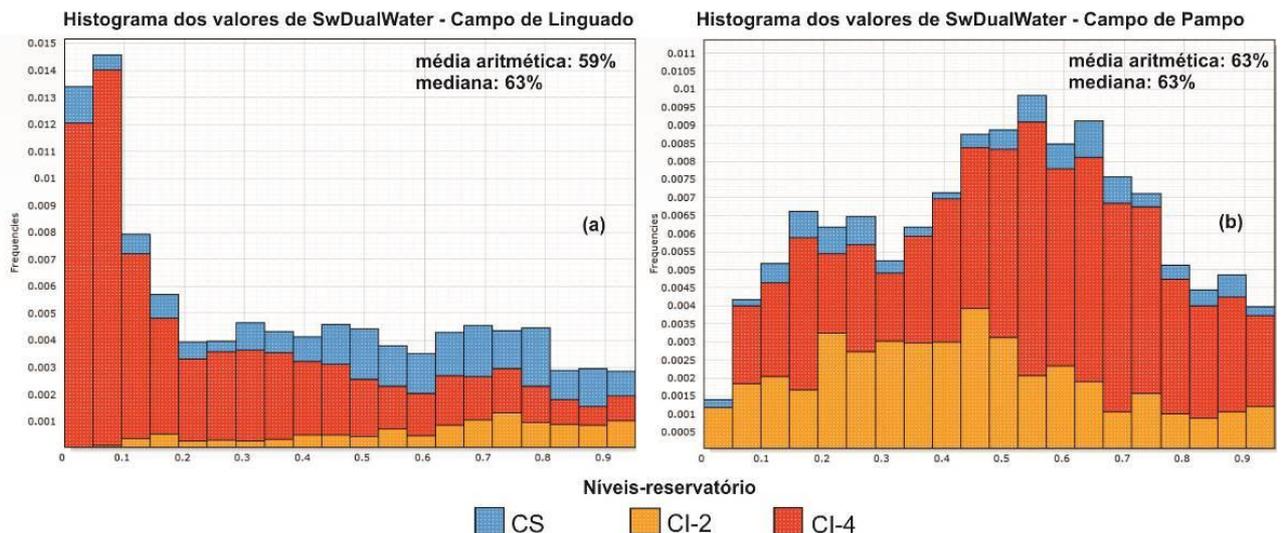


Figura 74. Histogramas com a distribuição dos valores das propriedades $Sw_{DualWater}$ nos campos de Linguado e Pampo.

Em uma análise síntese dos níveis-reservatórios das coquinas (Tabela 9), os valores máximo e mínimo de Sw_{archie} para o nível CI-4 foram de 53% e 10%. Para o nível CI-2, os valores máximo e mínimo foram de 75% e 12% e para o nível CS foram de 70% e 19%.

Os valores de Sw_{dual} máximos e mínimos, para o nível CI-4 foram 63% e 10,75%. O nível CI-2 apresenta valores de máximo e mínimo de 80% e 15% e o nível CS, atingiram 74% e 20%.

LINGUADO				PAMPO			
	máx.	mín.	res.	máx.	mín.	res.	
Sw (%)	71.8	18.75	CSA	56.6	28.5	CSA	
Archie	74.75	28.5	CI-2	66.6	12	CI-2	
	42.5	9	CI4	53.8	17.6	CI4	
Sw (%)	74.3	20.6	CSA	70	33	CSA	
Dual Water	81	36.8	CI-2	75	15.8	CI-2	
	50	10	CI4	63	18.8	CI4	

Tabela 9. Valores de Sw_{Archie} e $Sw_{DualWater}$ nos níveis-reservatórios CI-4, CI-2 e CS nos campos de Linguado e Pampo. Máximo e mínimo verificados nos poços.

Os cálculos de saturação de água, para o nível CI-4, mostram que os resultados obtidos com Archie apresentam valores até 10% menores que os obtidos com Dual Water. Essa diferença é atribuída ao incremento dos valores de I_{gr} para o cálculo de Dual Water, mostrando que esse nível apresenta poucas intercalações argilosas e/ou lama carbonática e ambos os métodos são eficazes no cálculo de saturação neste principal nível-reservatório.

Em uma análise da distribuição dos valores médios de Sw_{archie} nos níveis-reservatório, é possível observar que para o nível CI-4 os valores $> 25\%$ estão localizados na porção central da área, a sul do Campo de Linguado e a nordeste do Campo de Pampo, como mostram os mapas da Figura 75. A tendência geral mostra que os menores valores de Sw_{archie} ($< 20\%$) se encontram nas regiões onde os poços estão localizados sobre os altos estruturais (Figura 75), conseqüentemente, os valores são maiores nos poços que se localizam nos baixos estruturais. Essa distribuição de Sw_{archie} , para o nível CI-4, pode indicar que existe um controle tectônico-estrutural atuando, juntamente com um controle de espessura e fácies de rocha, para este nível-reservatório, em se tratando do seu sistema permo-poroso.

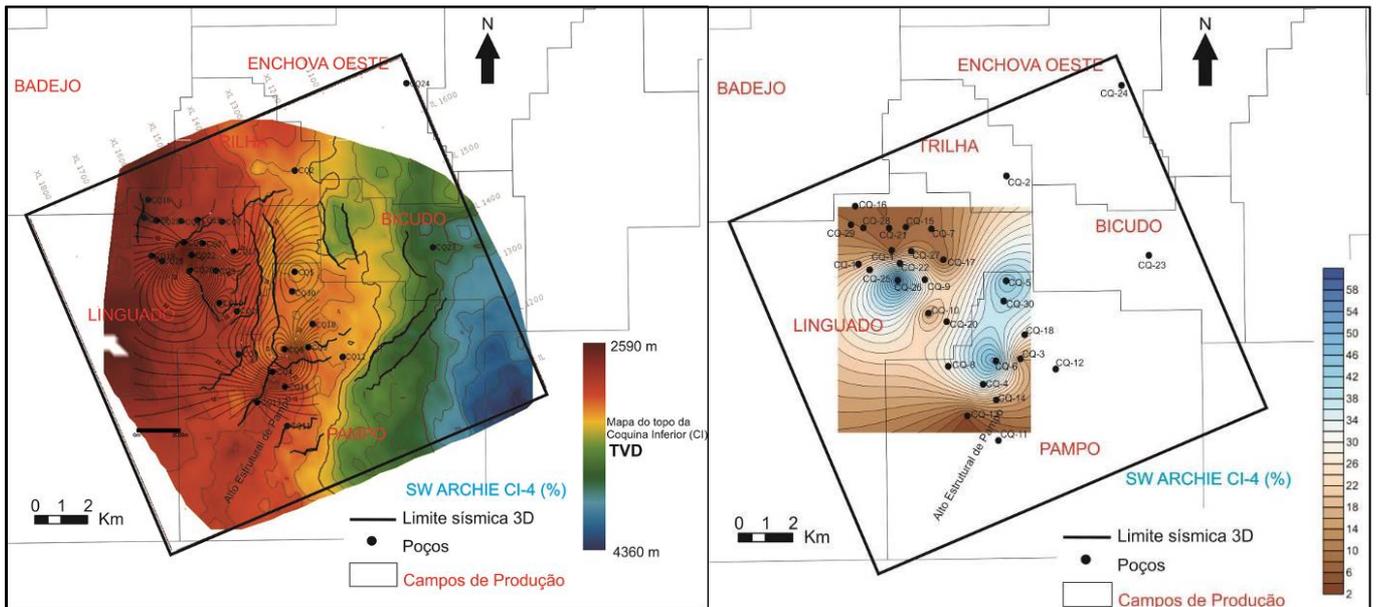


Figura 75. Mapa com a localização dos poços e dos valores de Sw_{archie} para o nível reservatório CI-4, plotados sobre o mapa estrutural do topo da Coquina Superior.

Os mapas da Figura 76 mostram a distribuição dos valores de Sw_{archie} para o nível reservatório CI-2. Nele é possível observar que os valores diminuem de NW para SE, estando por volta de 20% somente no Campo de Pampo. O mapa de topo da Coquina Inferior (CI) (Figura 76) mostra que a distribuição dos valores de Sw_{archie} para o nível CI-2 aparenta não ser influenciado pelas estruturas, como as principais falhas e os altos e baixos estruturais; sua distribuição permo-porosa pode vir a ser mais controlada pelas espessuras e as características da fácies da rocha, com melhor qualidade do reservatório.

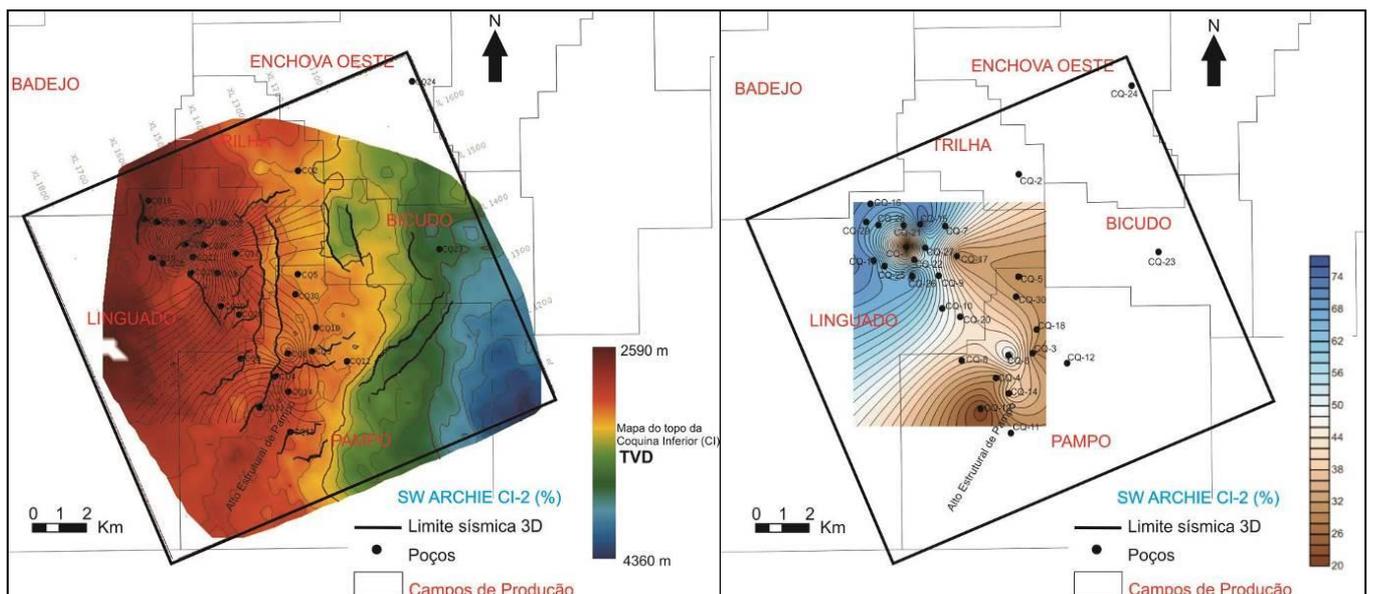


Figura 76. Mapa com a localização dos poços e distribuição dos valores de Sw_{archie} para o nível reservatório CI-2, plotados também sobre o mapa estrutural do topo da Coquina Inferior.

A distribuição em mapa dos valores médios de Sw_{archie} , para o nível CS, está ilustrada nos mapas da Figura 77. Neles é possível observar que, os valores estão $< 20\%$ a noroeste da área e do Campo de Linguado, e a sudeste do Alto Estrutural de Pampo. O mapa da base do sal, ilustrado na Figura 77, mostra que a distribuição dos valores médios de Sw_{archie} é menor nos poços localizados nas regiões estruturalmente mais altas, a noroeste de Linguado e a sul de Pampo, sobre o Alto Estrutural de Pampo.

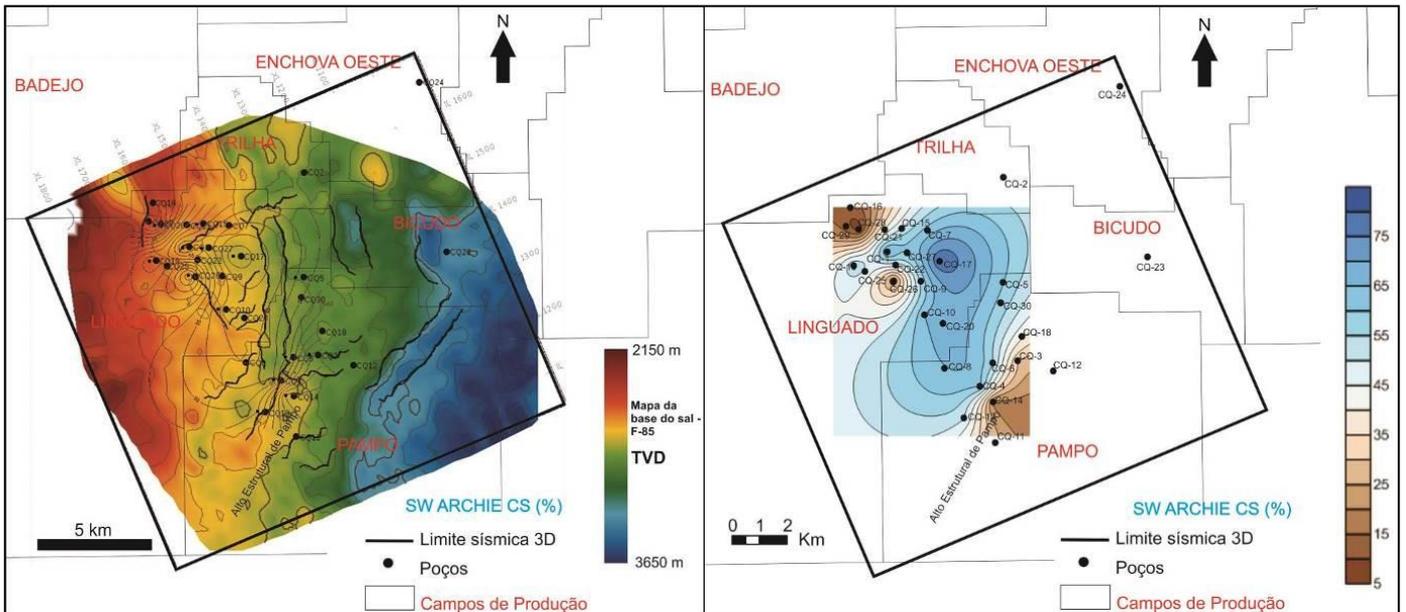


Figura 77. Mapa com a localização dos poços e dos valores de Sw_{archie} para o nível reservatório CS, plotados sobre o mapa estrutural do topo da Coquina Inferior.

5.3.5 Modelos de Quanti-ELAN

Foram construídos modelos de Quanti-ELAN, para estimar as composições mineralógicas e as dos fluidos dos níveis-reservatórios CI-4, CI-2 e CS, nos poços CQ-28, CQ-19, CQ-26, que pertencem ao Campo de Linguado. Durante a construção dos modelos foi considerado um paleoambiente deposicional lacustre carbonático raso. O paleoambiente foi interpretado nos itens anteriores, com auxílio dos perfis dos poços, e tem como foco os reservatórios carbonáticos formados pelas coquinas na área de estudo. Sendo assim, a sua associação mineral, de rochas e de fluido, será: calcita e dolomita (carbonatos), anidrita (evaporito), siltito/arenito (quartzo), folhelho, e os fluidos água e óleo.

Na Tabela 10 estão os valores obtidos com a estimativa de composição mineralógica carbonática (calcita/dolomita), composição mineral e de rocha, e a estimativa dos fluidos para o poço CQ-28, nos intervalos correspondentes aos níveis-reservatório CI-4, CI-2 e CS.

Poço CQ-28	
Nível-reservatório CI-4 (2700 - 2750m TVD)	Composição estimada
Composição mineralógica carbonática	50% calcita 50% dolomita
Composição mineralógica e de rocha	70% carbonato 25% anidrita 5% silito/arenito
Estimativa dos fluidos	95% óleo 5% água
Nível-reservatório CI-2 (2665 - 2785m TVD)	Composição estimada
Composição mineralógica carbonática	60% calcita 40% dolomita
Subnível-reservatório CI-2a	
Composição mineralógica e de rocha	80% carbonato 20% anidrita
Estimativa dos fluidos	80% óleo 20% água
Subnível-reservatório CI-2b	
Composição mineralógica e de rocha	45% carbonato 20% anidrita 35% silito/arenito
Estimativa dos fluidos	50% óleo 50% água
Nível-reservatório CS (2585 - 2605m TVD)	Composição estimada
Composição mineralógica carbonática	100% calcita
Composição mineralógica e de rocha	50% carbonato 40% anidrita 10% silito/arenito
Estimativa dos fluidos	100% óleo

Tabela 10. Estimativa das composições mineralógicas, de rocha e dos fluidos obtidos para o poço CQ-28.

O poço CQ-28 é descobridor, localizado no limite norte do Campo de Linguado, e apresenta uma estimativa, segundo o modelo, de composição de carbonatos com cerca de 50% de dolomita para o nível CI-4, 40% para o nível CI-2, distribuídos nos subníveis CI-2a e CI-2b, e 100% calcita no nível CS, ocorrendo assim uma diminuição na proporção dolomita/calcita nos níveis da base para o topo. É importante mencionar que os carbonatos, com maior composição dolomítica, estão localizados na base do intervalo de cada nível, e ocorrem associados a um aumento das composições siliciclásticas, no caso silitos.

A Tabela 11 mostra a estimativa das composições mineralógicas, de rocha e dos fluidos, feitas para o poço CQ-19 para os níveis reservatório CI-4, CI-2 e CS.

Poço CQ-19	
Nível-reservatório CI-4 (2760 - 2793m TVD)	Composição estimada
Composição mineralógica carbonática	90% calcita 10% dolomita
Composição mineralógica e de rocha	58% carbonatos 30% silito/arenito 5% anidrita 7% folhelho
Estimativa dos fluidos	90% óleo 10% água
Nível-reservatório CI-2 (2723 - 2731m TVD)	Composição estimada
Composição mineralógica carbonática	90% calcita 10% dolomita
Composição mineralógica e de rocha	35% carbonatos 40% silito/arenito 25% folhelho
Estimativa dos fluidos	40% óleo 60% água
Nível-reservatório CS (2612 - 2630m TVD)	Composição estimada
Composição mineralógica carbonática	100% calcita
Composição mineralógica e de rocha	60% carbonato 30% silito/arenito 5% anidrita 5% folhelho
Estimativa dos fluidos	60% óleo 40% água

Tabela 11. Estimativa das composições mineralógicas, de rocha e dos fluidos obtidos para o poço CQ-19.

No poço CQ-19 a composição é $\geq 90\%$ de calcita, para os três níveis-reservatório analisados, com um aumento das composições de silito/arenito e a presença de até 25% de folhelho no nível CI-2. O valor estimado de carbonato, dentro dos níveis não é maior que 60%, e a composição de silito/arenito podem chegar até a 40%

O nível-reservatório CI-4 apresenta uma composição mineralógica predominantemente calcítica para os carbonatos, e a sua estimativa de fluidos indica uma saturação de óleo de 90% para o reservatório.

As estimativas de composição mineral e de rocha mostram uma grande heterogeneidade para o nível CI-2 neste poço, e isso pode ser observado no perfil do poço CQ-19, contido no Apêndice A, com uma composição de rocha com predomínio de silito e arenito (40%).

Em uma análise comparativa, com os gráficos de composição mineralógica e de rocha (*Schlumberger LITH-7 (M-N)* e *Schlumberger Cp-1b e Cp-1d*) feitos para o nível CI-2, observa-se o aumento das concentrações de folhelho no gráfico do tipo (M-N) (Figura 78 (A)), com os pontos distribuídos de forma a seguirem para a região dos folhelhos do gráfico. O gráfico do tipo *Cp-1c e Cp-1d* (Figura 78 (B)), no entanto, mostra uma distribuição dos

pontos em direção a dolomita. As análises com os gráficos *Schlumberger Cp-1b e Cp-1d*, que se utilizam dos perfis de densidade (RHOB) e neutrônica (NPHI) apresentam limitações quanto a presença de argilas e seria necessário o uso do perfil de raio gama para diferenciar a dolomita do folhelho.

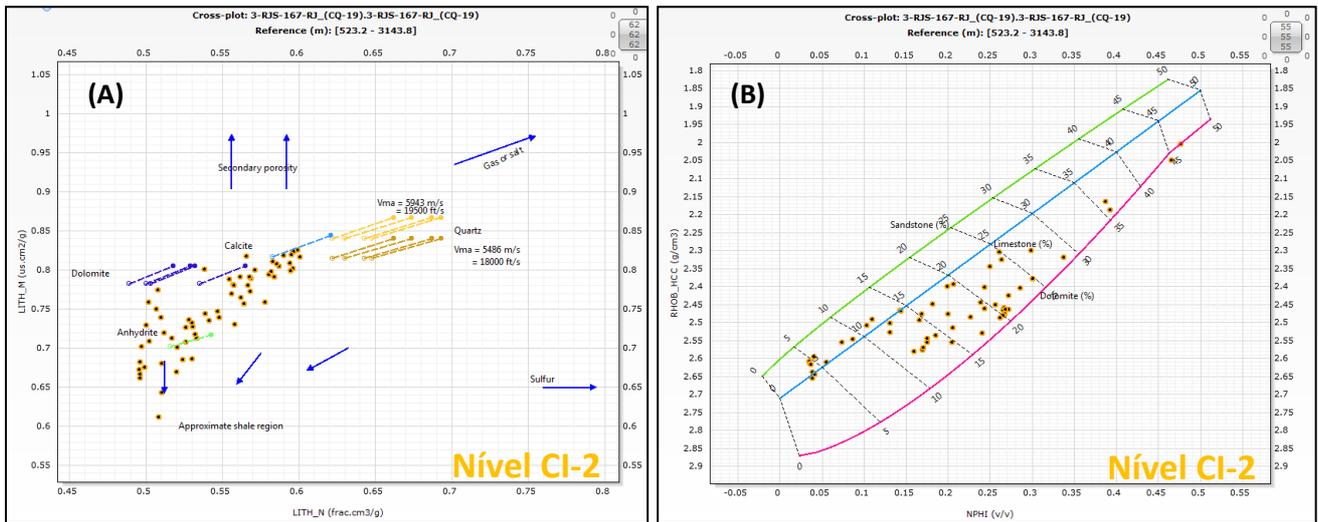


Figura 78. (A) Gráfico *Schlumberger LITH-7* (M-N) do nível-reservatório CI-2 do poço CQ-19; (B) *Schlumberger Cp-1b e Cp-1d* para o nível-reservatório CI-2 do poço CQ-19.

A Tabela 12 mostra as estimativas de composição mineralógica, de rocha e de fluidos, para o poço CQ-26. Nesta tabela é possível observar que a composição de carbonatos é $\geq 95\%$ de calcita, para os três níveis reservatórios estudados. O nível-reservatório CI-4 apresenta uma estimativa de 90% de carbonatos, e esse valor passa para 70% para o nível CI-2, e 65% para o nível CS, ocorrendo assim, uma diminuição da proporção de carbonato, da base para o topo. Essa diminuição também ocorre no poço CQ-28, mostrando que existe um aumento das heterogeneidades, com intercalações de evaporitos e siliciclásticos, dentro dos níveis-reservatórios, nesta mesma direção. O perfil do poço CQ-26 está no Apêndice A, e nele é possível observar que o nível-reservatório CI-4 é o que apresenta a maior espessura e a proporção de carbonato, em relação aos demais níveis.

Poço CQ-26	
Nível-reservatório CI-4 (2862 - 2937m TVD)	
Composição estimada	
Composição mineralógica carbonática	100% calcita
Composição mineralógica e de rocha	90% carbonato 8% silito/arenito 3% folhelho 2% anidrita
Estimativa dos fluidos	70% óleo 30% água
Nível-reservatório CI-2 (2802 - 2825m TVD)	
Subnível-reservatório CI-2a	
Composição mineralógica carbonática	98% calcita 2% dolomita
Composição mineralógica e de rocha	70% carbonatos 20% silito/arenito 8% folhelho 2% anidrita
Estimativa dos fluidos	100% água
Subnível-reservatório CI-2b	
Composição mineralógica carbonática	95% calcita 5% dolomita
Composição mineralógica e de rocha	70% carbonatos 20% silito/arenito 5% anidrita 5% folhelhos
Estimativa dos fluidos	10% óleo 90% água
Nível-reservatório CS (2705 - 2735m TVD)	
Composição estimada	
Composição mineralógica carbonática	98% calcita 2% dolomita
Composição mineralógica e de rocha	65% carbonato 20% silito/arenito 10% folhelho 5% anidrita
Estimativa dos fluidos	60% óleo 40% água

Tabela 12. Estimativa das composições mineralógicas, de rocha e dos fluidos obtidos para o poço CQ-26.

Na comparação com os resultados obtidos com os gráficos *Schlumberger Cp-1b e Cp-1d*, nos níveis CI-4 (A), CI-2 (B) e CS (C) (Figura 79) é possível observar um aumento das heterogeneidades do nível mais basal, CI-4, para o nível mais superior CS, sendo que no primeiro se confirma o predomínio de carbonatos de composição calcítica. O gráfico que representa o nível CS (Figura 79 (C)) mostra o mesmo padrão encontrado para o nível CI-2 no poço CQ-19, com os pontos distribuídos na direção da composição de dolomita, devido ao aumento da porcentagem de folhelho e a limitação imposta ao gráfico.

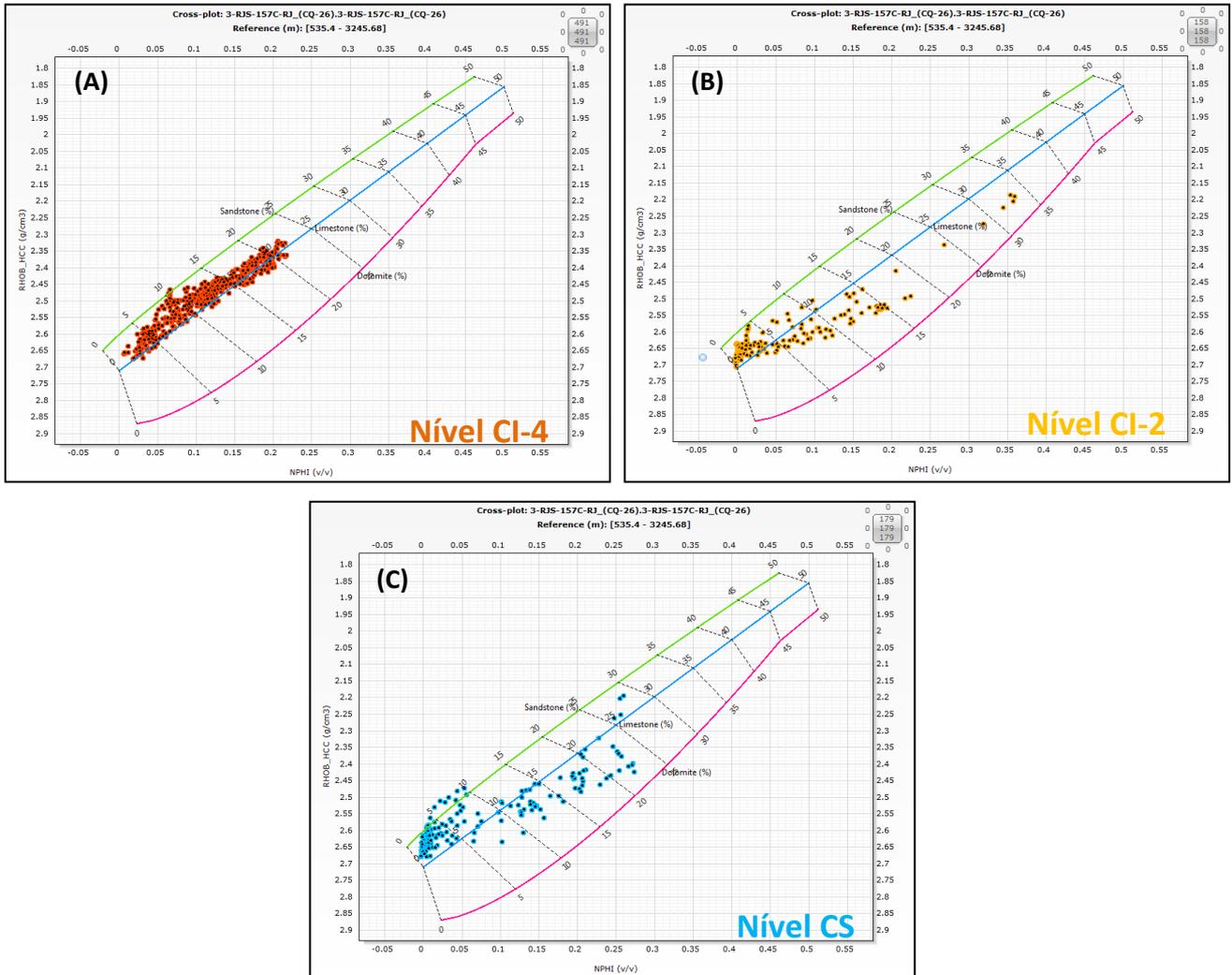


Figura 79. Gráfico Schlumberger *Cp-1b* e *Cp-1d* para os níveis-reservatório CI-4 (A), CI-2 (B) e CS (C) do poço CQ-19.

5.4 Análise dos Atributos Sísmicos

Foram gerados mapas de atributos sísmicos para os intervalos correspondentes aos níveis-reservatórios CI-4, CI-2 e CS. As respostas obtidas foram correlacionadas aos dados de espessura (relativos às fácies-reservatório interpretadas) por meio de gráficos do tipo *cross-plot* e aos resultados obtidos com os cálculos petrofísicos. A correlação quantitativa dos dados, referentes aos níveis-reservatório, tem como objetivo definir quais das propriedades físicas obtidas tanto em perfis de poço, como calculadas pela petrofísica para os intervalos, apresentam relação com os atributos sísmicos de amplitude, de Impedância Acústica Relativa e *Sweetness*.

Os valores médios de densidade, coletados para o intervalo do nível-reservatório CI-4, ficaram entre $2,41\text{g/cm}^3$ e $2,67\text{g/cm}^3$. Para os poços que apresentaram respostas de S_w ($\leq 20\%$) e resistividades $ILD \geq 10 \text{ Ohm.m}$, os valores ficaram entre $2,60\text{g/cm}^3$ e $2,65\text{g/cm}^3$. Para o perfil sônico (DT), os valores médios encontrados para o intervalo do nível-reservatório CI-4, ficaram entre $55\mu\text{s/f}$ e $70\mu\text{s/f}$, sendo que, para os poços com $S_w \leq 20\%$ e resistividades $ILD \geq 10 \text{ Ohm.m}$ os valores ficaram em $60\mu\text{s/f}$.

As propriedades físicas, medidas em perfil de poço, nos intervalos de reservatórios carbonáticos, compostos por coquinas (CI-4, CI-2 e CS), e que apresentaram respostas de correlação com o atributo de amplitude sísmica, foram: densidade (RHOB) e o sônico (DT). Para o nível-reservatório CI-4, que representa o maior e mais expressivo intervalo-reservatório da seção estudada, foi encontrada correlação das propriedades físicas de densidade (RHOB), $R^2 \geq 0,82$, e sônico (DT), $R^2 \geq 0,76$, com o atributo sísmico de amplitude, e essa correlação está ilustrada nos gráficos da Figura 80 e no mapa da Figura 81.

Para o nível reservatório CI-2 a propriedade física densidade (RHOB) apresentou correlação ($R^2 > 0,76$) com o atributo sísmico de amplitude, ilustrada no gráfico do tipo *cross-plot* da Figura 82, e pelo mapa da Figura 83. Os valores médios de densidade, coletados em perfil de poço para o nível-reservatório CI-2, ficaram entre $2,53 \text{ g/cm}^3$ e $2,67 \text{ g/cm}^3$.

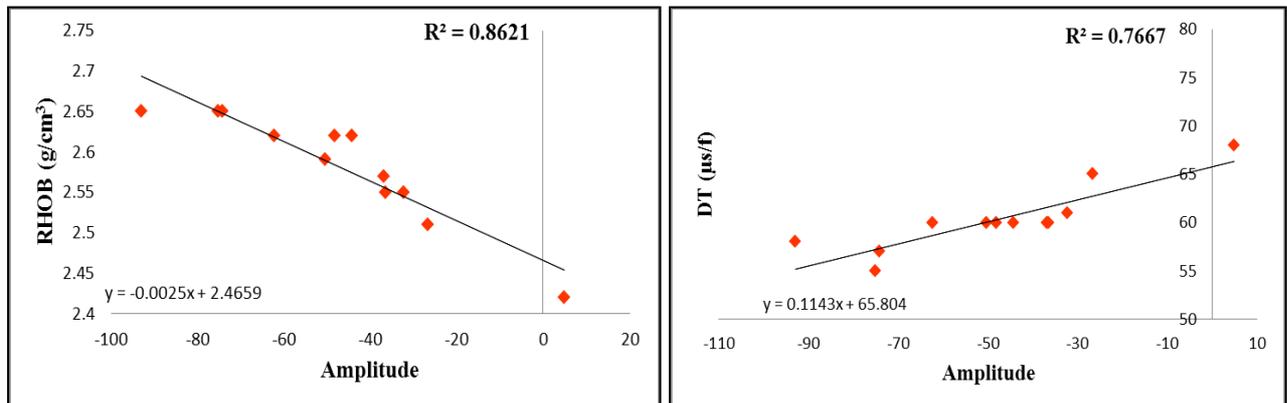


Figura 80. Gráficos do tipo *cross-plot*, mostrando a correlação entre o atributo sísmico de amplitude e as propriedades físicas de densidade (RHOB) e Sônico (DT).

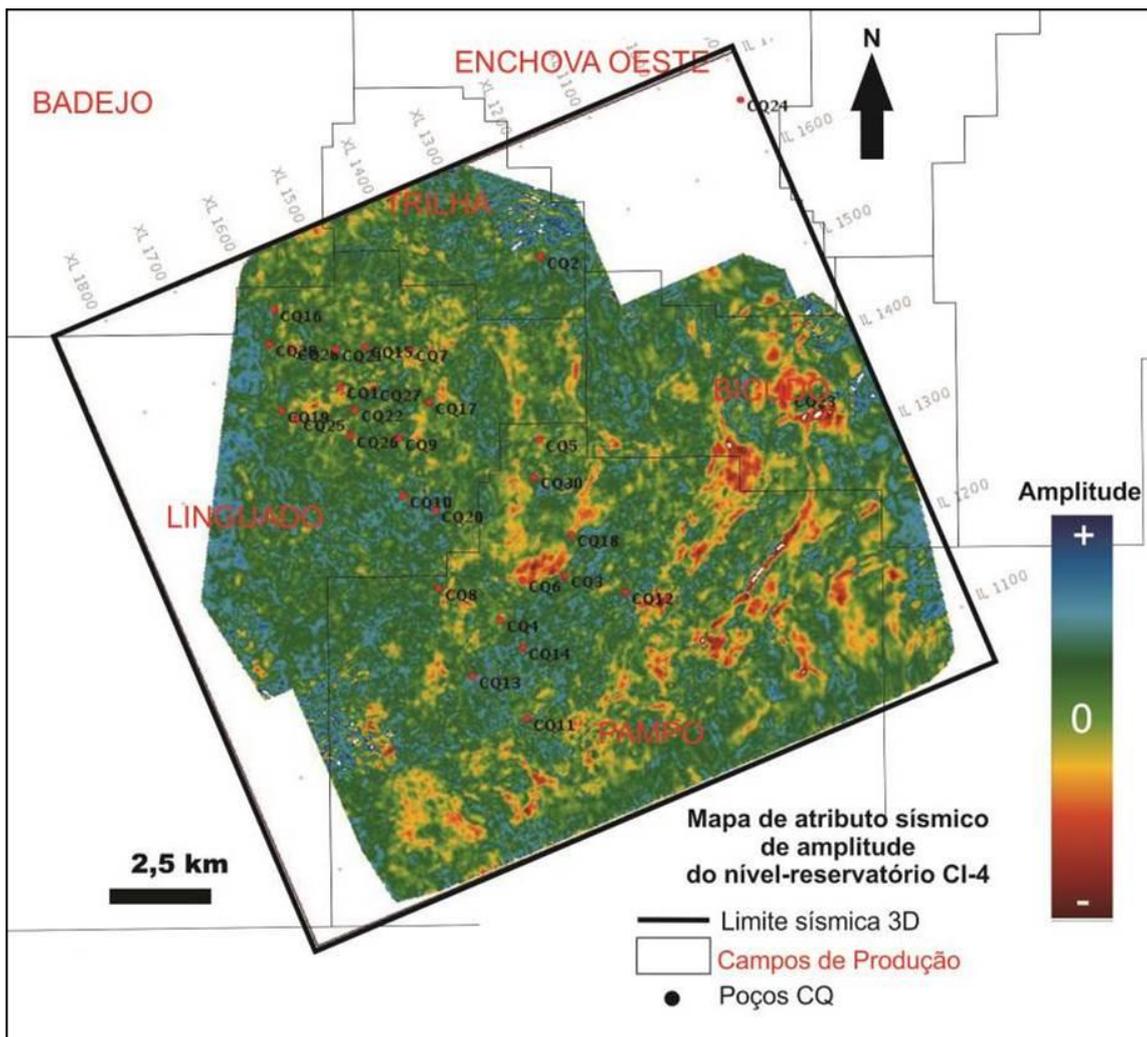


Figura 81. Mapa de atributo de amplitude para o nível reservatório CI-4.

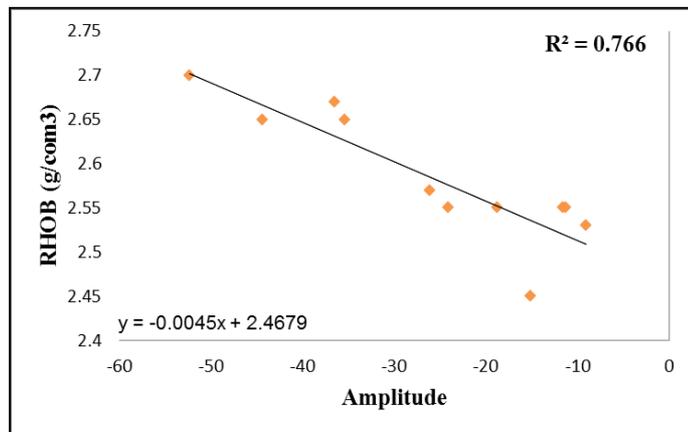


Figura 82. Gráficos do tipo *cross-plot*, mostrando a correlação entre o atributo sísmico de amplitude e a propriedade física de densidade (RHOB) para o nível CI-2.

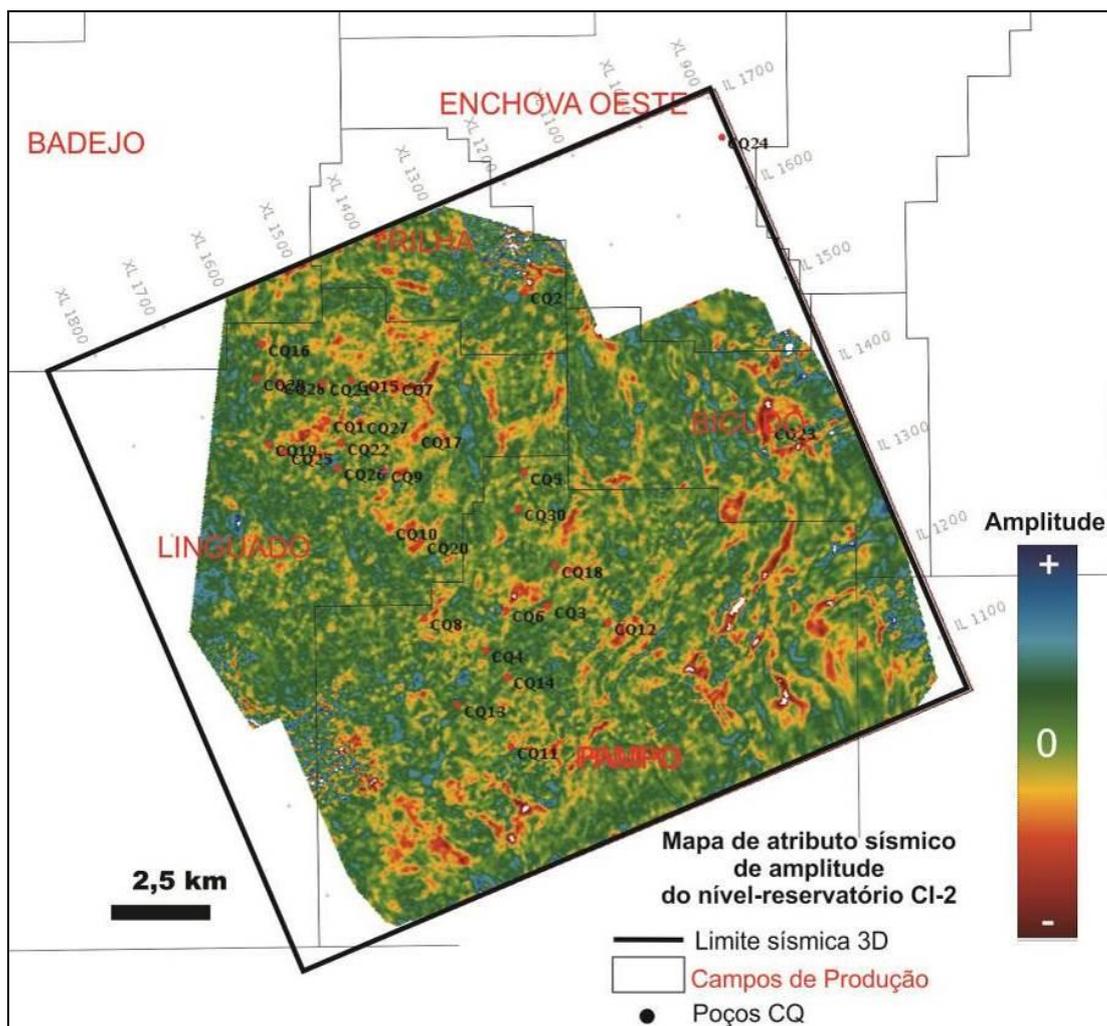


Figura 83. Mapa de atributo de amplitude para o nível reservatório CI-2.

Em uma análise dos valores médios medidos em perfil para o nível reservatório CS, as densidades (RHOB) ficaram entre $2,47\text{g/cm}^3$ e $2,67\text{g/cm}^3$, sendo que, nos poços com as melhores respostas de $Sw \leq 20\%$ e resistividade $ILD \geq 50 \text{ Ohm.m}$, a densidade ficou entre $2,6 \text{ g/cm}^3$ e $2,65 \text{ g/cm}^3$. Para o sônico (DT) os valores médios coletados em perfil ficaram entre $55\mu\text{s/f}$ e $68\mu\text{s/f}$, sendo que para as melhores respostas de Sw e ILD os valores ficaram entre $60\mu\text{s/f}$ e $65\mu\text{s/f}$. Os gráficos da Figura 84 mostram a correlação da amplitude sísmica com a propriedade física de densidade, apresentando coeficiente de correlação $R^2 \geq 0,64$, e com a propriedade física do sônico apresentando coeficiente de correlação $R^2 \geq 0,76$. A Figura 85 mostra o mapa de atributo de amplitude para o nível-reservatório CI-2.

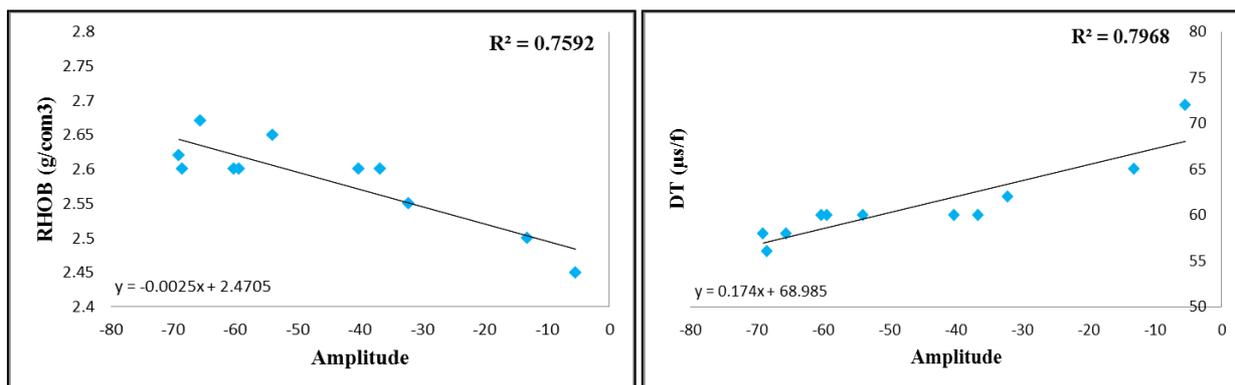


Figura 84. Gráficos do tipo *cross-plot*, mostrando a relação entre o atributo sísmico de amplitude e as propriedades físicas de densidade (RHOB) e Sônico (DT).

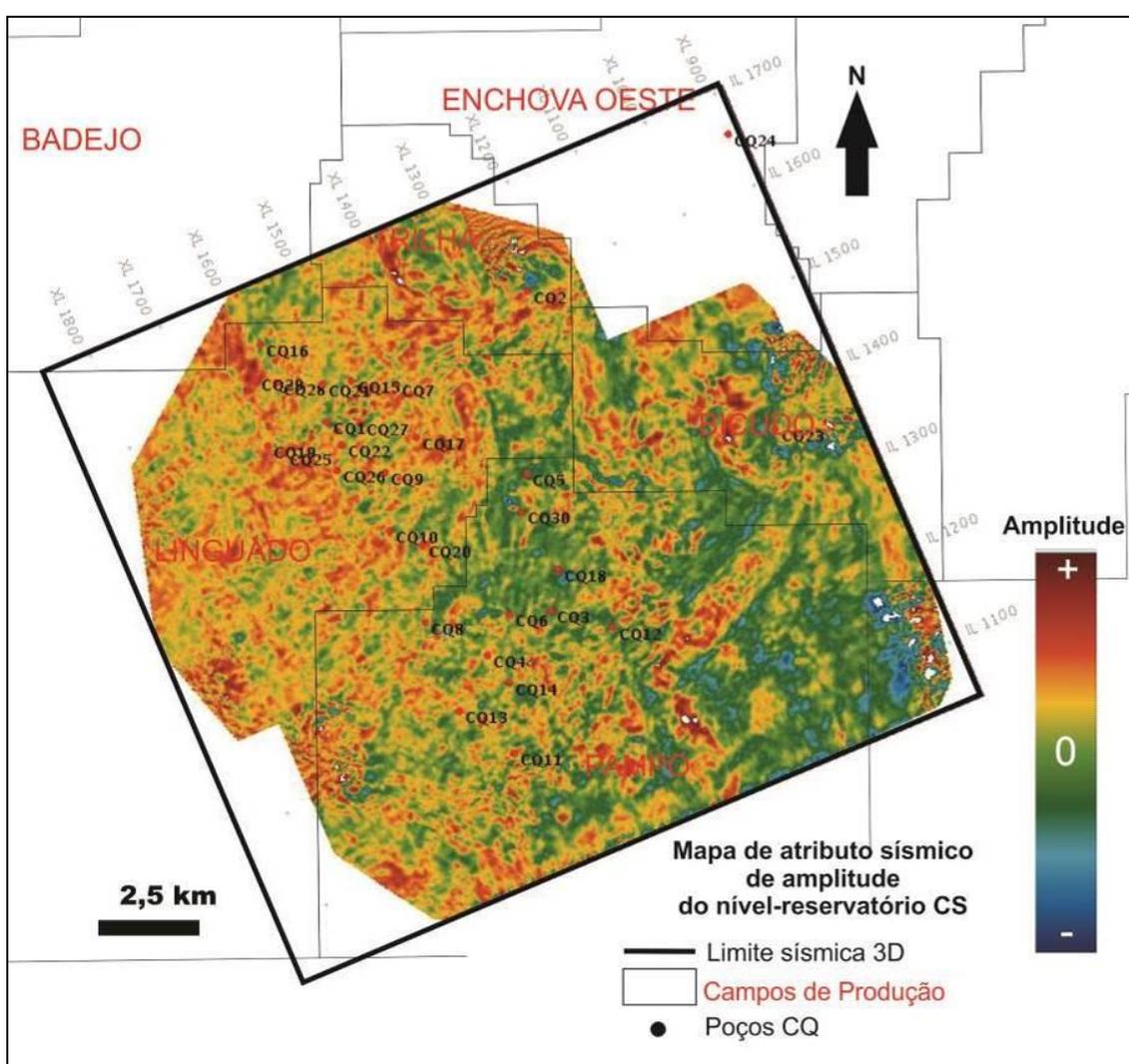


Figura 85. Mapa de atributo de amplitude para o nível reservatório CS.

Foi gerado um volume sísmico de miscelânea, do tipo *Sweetness*, com o cubo de amplitude, e em seguida confeccionado alguns mapas que poderiam refletir as características dos horizontes e intervalos estudados.

Para o nível-reservatório CI-4, o mapa de RMS (*Root Means Square*) mostra que tal propriedade do dado sísmico apresenta correlação ($R^2 \geq 0,79$) com a propriedade de espessura para o nível, como está ilustrado no gráfico da Figura 86. O mapa de atributo *Sweetness*, para o nível CI-4, mostra que as maiores espessuras estão sobre o Campo de Linguado e a norte do Campo de Pampo (Figura 87).

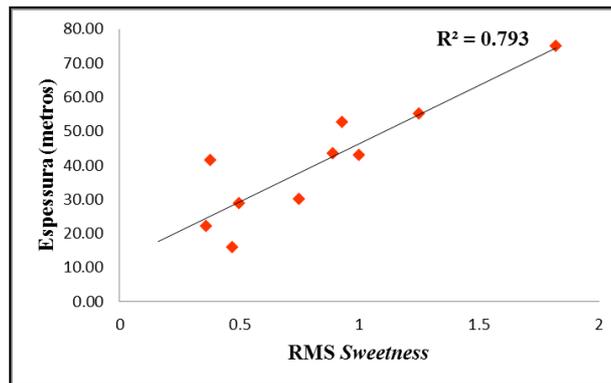


Figura 86. Gráficos do tipo *cross-plot*, mostrando a relação entre o atributo sísmico de RMS para o cubo de *Sweetness* e a espessura em metros do nível-reservatório CI-4.

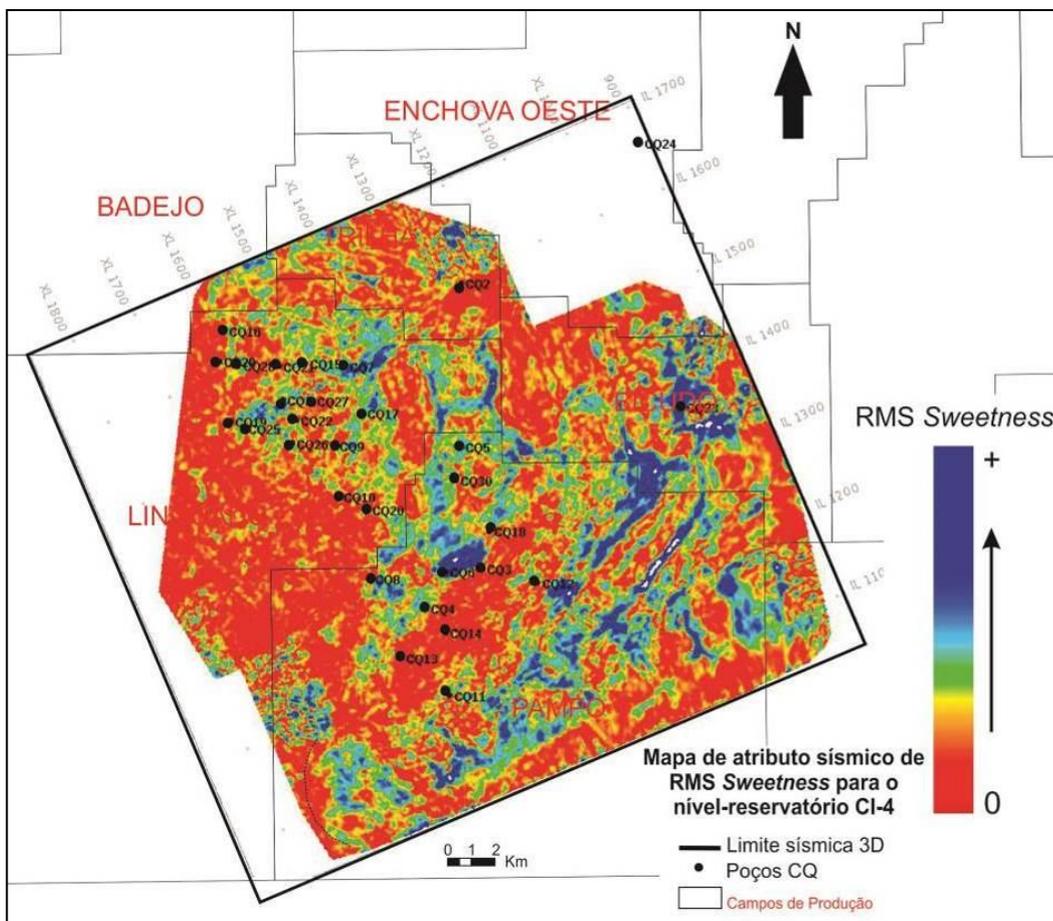


Figura 87. Mapa de atributo RMS *Sweetness* para o nível reservatório CI-4.

Foi gerado também um volume sísmico de Impedância Acústica Relativa, com o objetivo de transformar os valores de amplitude sísmica em impedância, sem o acréscimo da estrutura de impedância, que seria obtida com a informação de poço. O atributo de Impedância Acústica Relativa é calculado, de modo simplificado, com a somatória dos coeficientes de reflexão encontrados no cubo sísmico de amplitude, e não contém os valores de baixa frequência utilizados na inversão para o cálculo da Impedância Acústica Absoluta. A partir do volume sísmico de Impedância Acústica Relativa foram extraídos mapas que refletem as características dos horizontes, e intervalos para os níveis reservatório CI-4 e CI-2.

No nível CI-4, o mapa de média das impedâncias acústicas relativas (Figura 90) foi o que apresentou melhor correlação ($R^2 \geq 0,71$) para a propriedade petrofísica de porosidade efetiva (PHIE), como pode ser observado na Figura 88.

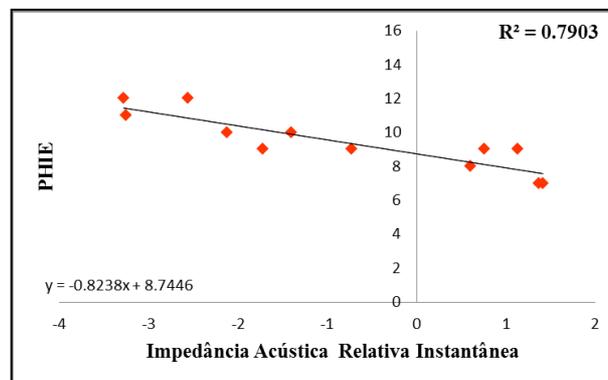


Figura 88. Gráficos do tipo *cross-plot*, mostrando a relação entre o atributo sísmico Impedância Acústica Relativa instantânea e a porosidade efetiva do nível-reservatório CI-4.

Para o nível CI-2, o mapa de máxima impedância acústica relativa (Figura 91) foi o que apresentou melhor correlação, com $R^2 \geq 0,76$ para a propriedade petrofísica de índice de radioatividade (Igr), e isso pode ser observado na Figura 89.

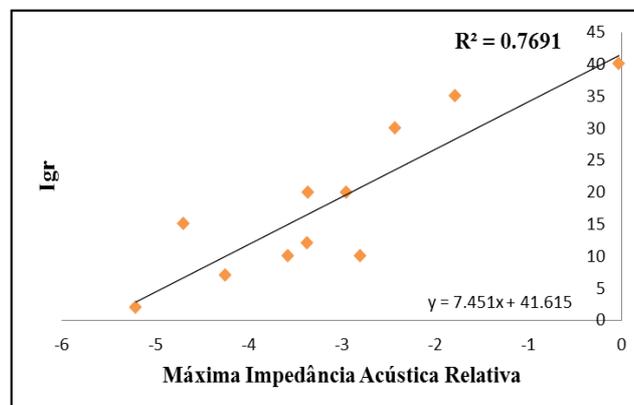


Figura 89. Gráficos do tipo *cross-plot*, mostrando a relação entre o atributo sísmico de máxima Impedância Acústica Relativa e o índice de radioatividade do nível-reservatório CI-2.

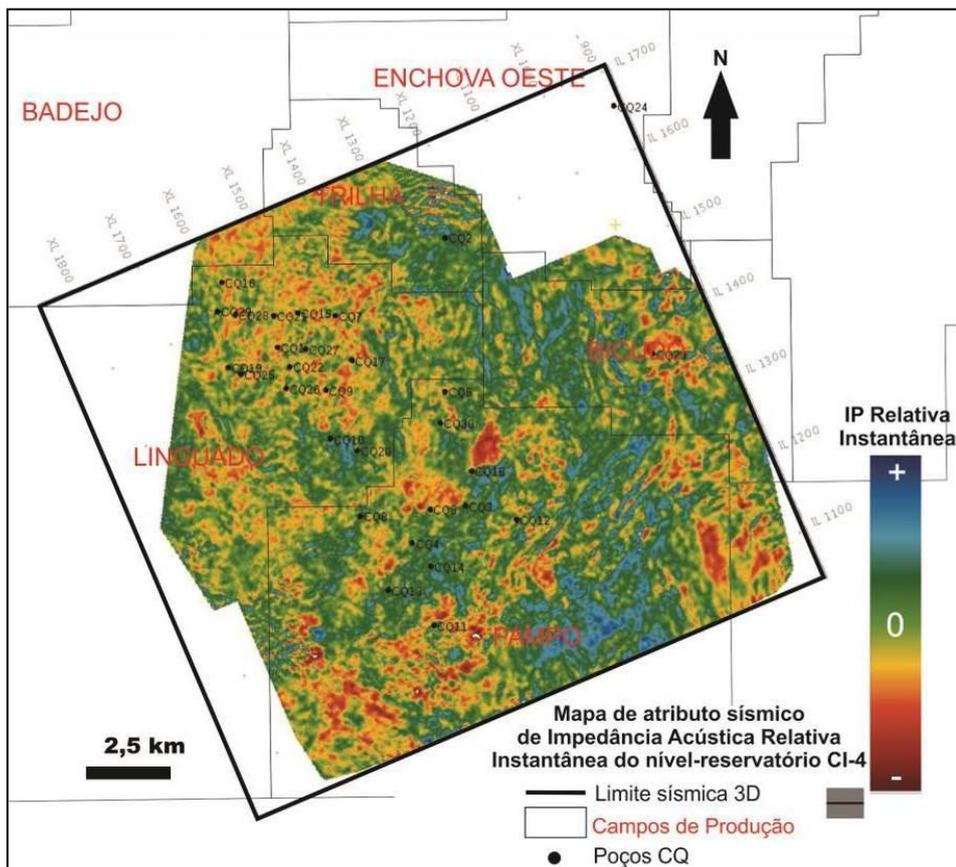


Figura 90. Mapa de atributo de Impedância Acústica Relativa Instantânea para o nível-reservatório CI-4.

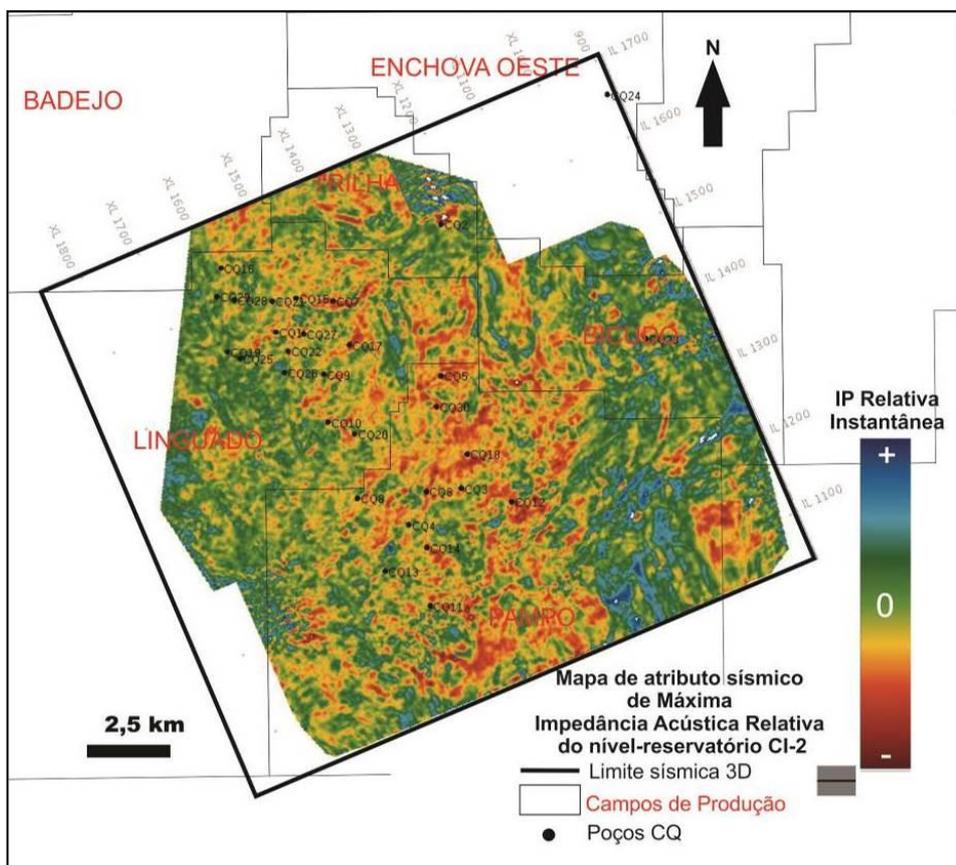


Figura 91. Mapa de atributo de Máxima Impedância Acústica Relativa para o nível-reservatório CI-2.

5.5 Correlação Estratigráfica e Estrutural

A correlação estratigráfica e estrutural foi baseada na construção de 6 seções (Figura 92), sendo duas seções mais regionais *dip*, envolvendo os campos de produção de Linguado e Pampo; duas seções *strike* no Campo de Linguado, e duas seções *strike* no Campo de Pampo. Essa análise tem como objetivo abranger, de modo uniforme, os níveis-reservatório, e reconhecer sua distribuição lateral, com a utilização de um Datum, que neste caso é o marco LF-85 definido por Baumgartem (1985), e que representa a base da seção evaporítica.

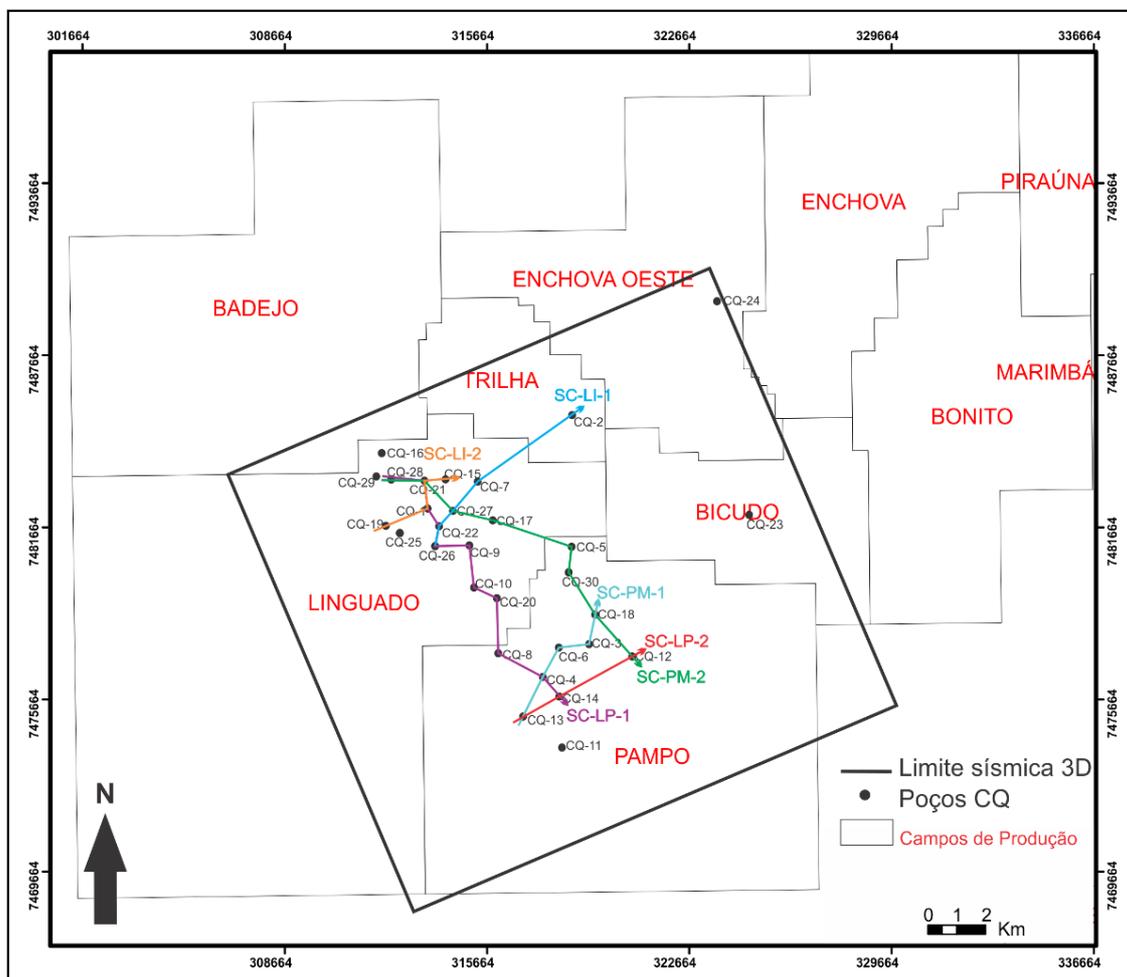


Figura 92. Seções estratigráficas e estruturais elaboradas neste estudo.

Para a correlação estrutural, foram utilizadas também informações obtidas com a interpretação sísmica e a análise tectono-estrutural dos topos e base interpretados, que foram explicados nos itens anteriores.

5.5.1 Distribuição dos Níveis-Reservatório

A Seção Linguado-Pampo 1 (SC-LP-1), ilustrada na Figura 93, é uma seção estrutural regional *dip* de direção NNW-SSE envolvendo os poços (CQ-28), (CQ-21), (CQ-1), (CQ-22), (CQ-9), (CQ-10) e (CQ-20), que pertencem ao campo de produção de Linguado, e os poços (CQ-8), (CQ-4) e (CQ-14), que pertencem ao campo de produção de Pampo.

Essa seção estrutural mostra a ocorrência de uma sequência de falhas, com direção aproximada NE-SW e mergulhos normais aparentes, interpretadas com a ajuda dos poços e da interpretação sísmica, deformando desde o embasamento e podendo cortar até os sedimentos do topo do Grupo Lagoa Feia. Os sedimentos que compreendem as sequências Clástica Basal e Talco Estevensíta mostram que as falhas normais seguiram ativas após o fim da deposição das mesmas, e que houve um basculamento regional da bacia para SE.

Na seção estrutural, os sedimentos que compreendem a sequência Talco-Estevensítica e a Clástica-Basal se distribuem de forma a preencher os baixos estruturais do embasamento, e estão ausentes nos altos estruturais, como é o caso para o alto estrutural do Campo de Pampo.

Para o nível reservatório Coquina Inferior – 4 (CI-4), que é tido como o principal nível produtor nos campos em questão, a distribuição é bastante afetada pelas falhas normais, que atuaram na fase rifte, com as maiores espessuras sendo localizadas dentro dos baixos estruturais do embasamento (grabens e semi-grabens) e próximas aos principais planos de falhas, como resultados de sua deposição concomitante e nos intervalos da movimentação da falha ainda ativa. A deposição do nível-reservatório CI-4 pode ter sido concomitante às falhas de movimento normal, pois ocorre um espessamento nos poços localizados nos blocos baixos e um afinamento nos poços localizados sobre os altos estruturais.

Nessa seção, o nível reservatório Coquina Inferior – 2 (CI-2) apresenta as maiores espessuras sobre os campos de Linguado e Pampo e a mesma se compartimenta em CI-2a e CI-2b. O nível CI-2 se mostra deformado pelas falhas normais, que agiram durante a fase rifte, e também pela inversão do movimento dessas falhas, salientados pelas setas de movimento de falha em vermelho na Figura 93. A inversão do movimento da falha, como ocorre entre os poços CQ-26 e CQ-9, acabaram provocando uma inversão estrutural e colocando o poço CQ-26, até então localizando num baixo, como um alto estrutural em relação ao poço CQ-9 e afetando a deposição dos sedimentos adjacentes. A classificação das

falhas, como de crescimento para esse nível, é justificada pelo espessamento do nível no bloco baixo e nas proximidades do plano da falha normal.

O nível reservatório que compreende a Coquina Superior (CS) tem uma distribuição bastante homogênea ao longo da seção, com um sutil afinamento à medida que se aproxima do campo de Pampo. A CS não se apresenta muito afetada pelas falhas normais ligadas a fase rifte, sendo que sua distribuição mostra poucas evidências de que esteja condicionada pelos altos e baixos do embasamento. A configuração tectônica desse nível apresenta algumas mudanças em relação à tectônica rifte, como a também influência da inversão do movimento da falha entre os poços CQ-26 e CQ-10 (representado pelas setas em vermelho), passando para uma falha de movimento inverso, e alternando o então bloco baixo, onde se localiza o poço CQ-26, para um bloco alto. Outra característica das mudanças da configuração tectônica é que nem todas as falhas seguem cortando esse nível, o que mostra uma diminuição da intensidade do então regime tectônico vigente, enquanto que apenas algumas falhas seguiram ativas.

Seção Estrutural - SC_LP_1

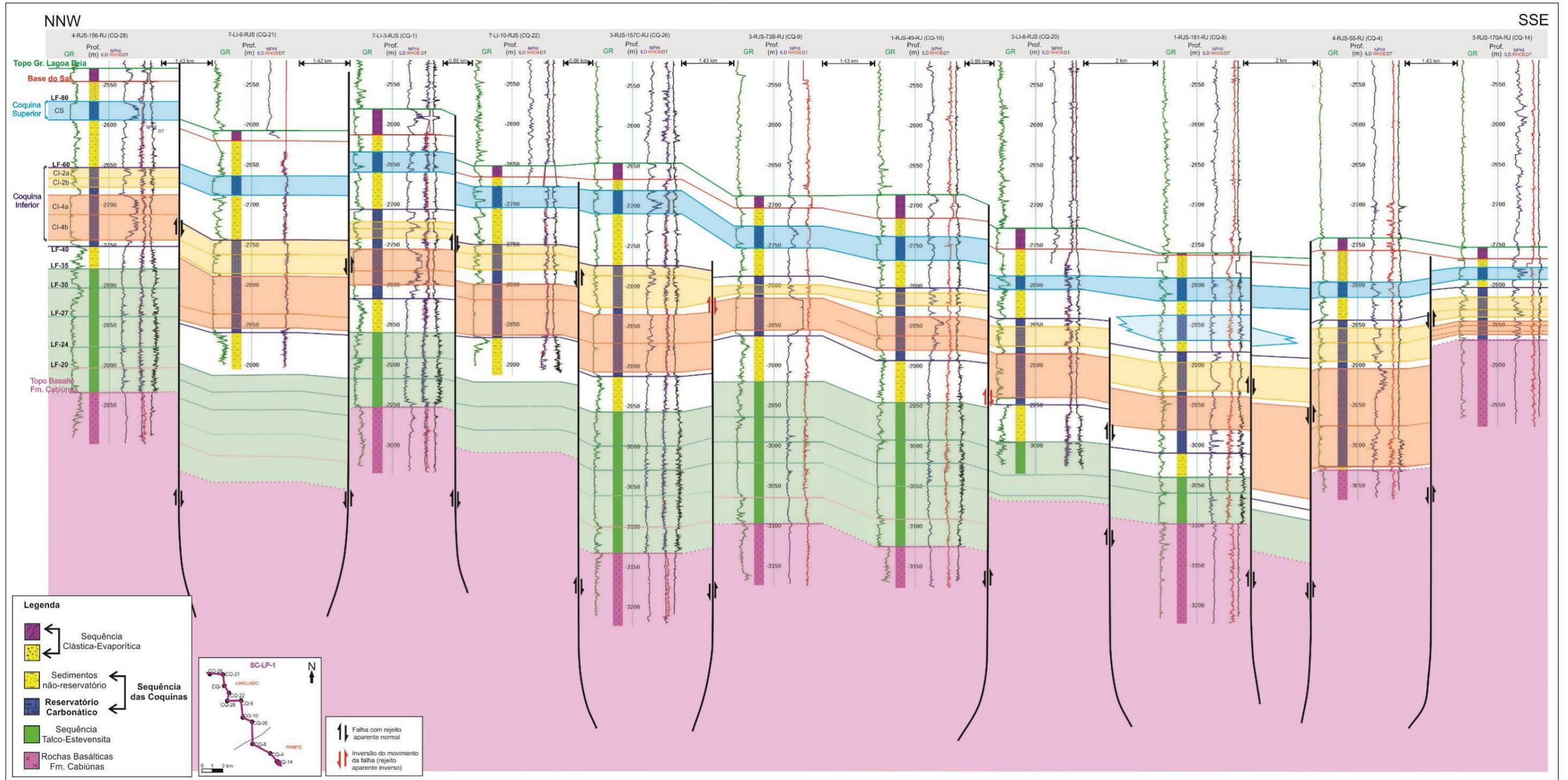


Figura 93. Seção Estratigráfica SC-LP-1, com a representação dos principais níveis reservatórios. (LF-Lagoa Feia: marcos estratigráficos de Baumgartem (1985); CI-4, CI-2 e CS: níveis reservatórios definidos neste trabalho).

A Seção Estrutural Linguado-Pampo 2 (SC-LP-2), (Figura 94), é também uma seção regional *dip*, mais a oeste da área, com direção NNW-SSE, englobando os poços CQ-28, CQ-21, CQ-27 e CQ-17, do campo de produção de Linguado, e os poços CQ-5, CQ-30, CQ-18 e CQ-12, que pertencem ao Campo de Pampo.

Nessa seção observa-se, novamente, uma sequência de falhas normais que mergulham aparentemente para SE até o poço CQ-17, e então invertem a direção do mergulho aparente para NW, formando uma grande estrutura graben, onde estão localizados os poços (CQ-5 e CQ-30).

As sequências, Talco-Estevensítica e Clástica-Basal, seguem preenchendo os baixos estruturais do embasamento e estão ausentes sobre os altos estruturais. A sua distribuição aparenta ser condicionada pelas falhas e mostra que as mesmas permaneceram ativas após o fim da deposição dessas sequências e início da deposição das coquinas.

Nessa seção estão também ilustrados os ciclos regressivos e transgressivos de 3º ordem de alguns poços, para mostrar a variação lateral e repetição dos mesmos. O ciclo regressivo que compreende a Sequência Clástica-Basal diminui e então desaparece a medida que avançamos de noroeste para sudeste, mostrando que a fonte de sedimentos para essa sequência estaria localizado a NW da área. Para a Sequência Talco-Estevensítica de noroeste para sudeste ocorre uma diminuição do ciclo regressivo da base e um aumento do ciclo regressivo do topo, mostrando que a deposição desses sedimentos avança nessa mesma direção, na forma de cunhas progradantes.

O nível-reservatório CI-4, principal nível produtor nesses reservatórios, teve sua deposição bastante influenciada pela movimentação das falhas normais, e sua eventual abertura dos espaços de acomodação. As espessuras são maiores nos poços localizados nos baixos estruturais e próximos aos planos das falhas, mostrando que o preenchimento foi concomitante com os intervalos de movimentação. As falhas que cortam esse nível podem ser classificadas como falhas de crescimento, e nas áreas onde ocorrem as maiores espessuras, esse nível pode ser segmentado nos intervalos CI-4 a, CI-4b e CI-4c.

Para o nível CI-2 a distribuição está condicionada à atuação das falhas normais e a algumas inversões do movimento dessas falhas, ilustrado pelas setas em vermelho na Figura 94, com a ocorrência de espessamentos próximos aos planos de falha e adjacente aos altos estruturais, como é o caso dos depósitos localizados no Campo de Pampo. Nessa seção, é possível observar que o nível CI-2 pode ser subdividido em CI-2a, CI-2b e CI-2c, principalmente onde ocorrem as maiores espessuras.

Entre os poços CQ-5 e CQ-30, ainda durante a deposição do nível-reservatório CI-4, ocorre uma inversão do movimento da falha (representada pela seta em vermelho), que acaba por colocar o então poço CQ-5 que estava num baixo estrutural, numa posição de alto em relação ao poço CQ-30. Essa mudança de movimento afeta a espessura do nível CI-4 e CI-2 logo acima deste. Essa inversão no movimento da falha também afeta as espessuras do nível CI-4 e CI-2 nos poços CQ-21 e CQ-27, tornando o poço CQ-21, então localizado sobre um alto estrutural do embasamento, num baixo, e possibilitando que o mesmo receba um maior aporte de sedimentos e conseqüente maior espessura para os dois níveis-reservatório.

O nível-reservatório CS não é cortado por todas as falhas, e a distribuição da sua espessura é pouca ou não afetada pelas mesmas com uma diminuição de noroeste para sudeste. Esse fenômeno de diminuição das espessuras também é observado na seção SC-LP-1, da Figura 93, e pode ser um indicativo da não atuação das falhas durante a deposição desse nível, sendo que, somente a paleogeomorfologia do Alto Estrutural de Pampo atuou como uma condicionante na distribuição desse nível.

A Sequência das Coquinas é representada pelo aumento do ciclo regressivo que compreende a Coquina Inferior, e uma diminuição do ciclo transgressivo entre as coquinas para a porção central, mostrando que ocorriam duas frentes prográdantes, uma de noroeste para sudeste e uma de sudeste para noroeste migrando para a porção central.

Seção Estrutural - SC_LP_2

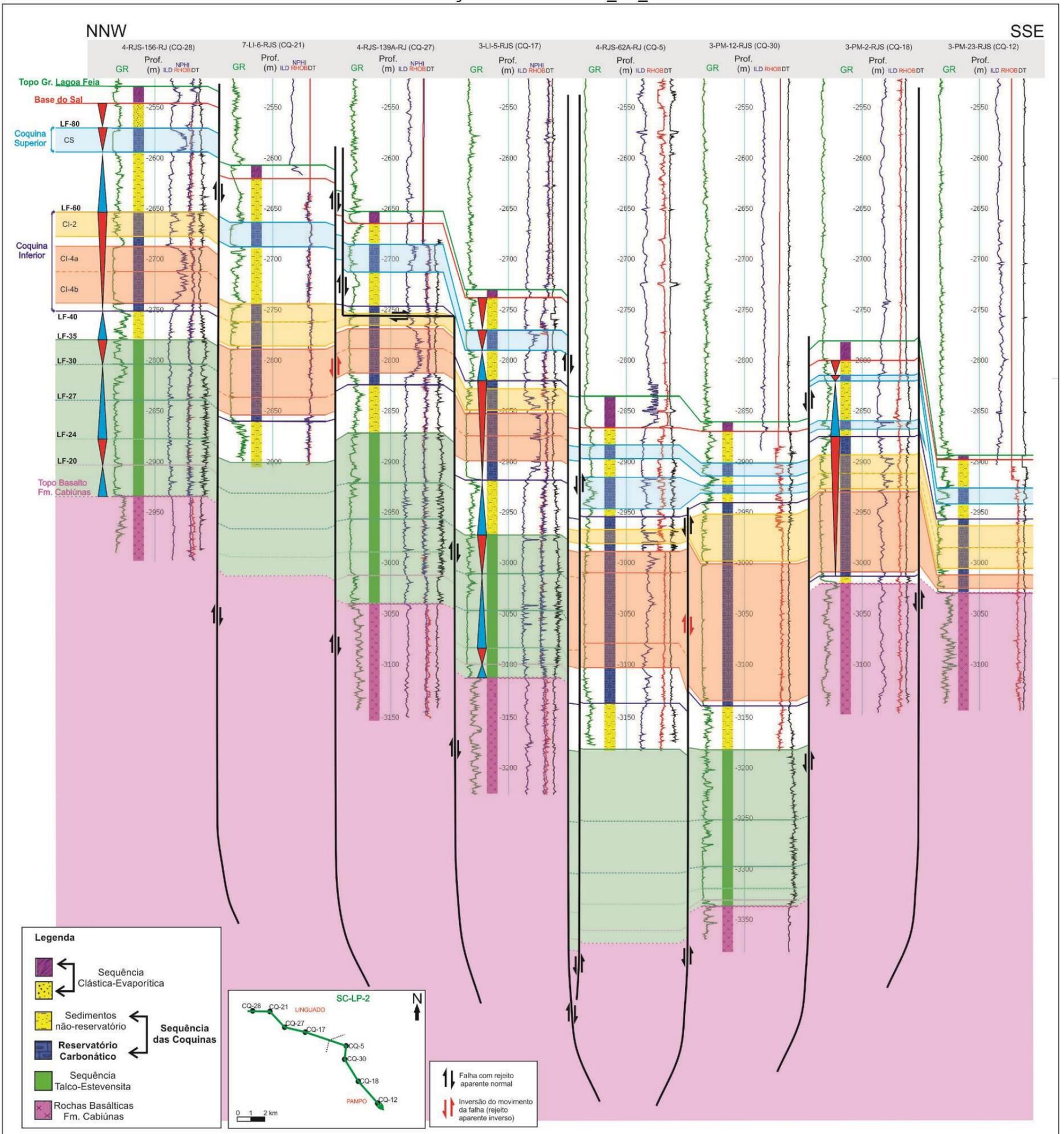


Figura 94. Seção Estratigráfica SC-LP-2, com a representação dos principais níveis reservatórios. (LF-Lagoa Feia: marcos estratigráficos de Baumgarten (1985); CI-4, CI-2 e CS: níveis reservatórios definidos neste trabalho).

A Seção Estrutural de Linguado 1 (SC-LI-1) (Figura 95) é uma seção estratigráfica *strike* (E-W) de contexto local, que abrange os poços CQ-26, CQ-22, CQ-27 e 1- CQ-7 do Campo de Linguado, e o poço CQ-2, que está localizado no Campo de Trilha.

A sequência Talco-Estevensítica e Clástica-Basal apresenta uma espessura constante, com um leve espessamento no campo de Trilha, devido a sua localização numa posição de baixo estrutural do embasamento.

Essa seção confirma a atuação das falhas normais durante a deposição dos níveis-reservatórios CI-4 e CI-2, mostrando que as falhas atuaram como falhas de crescimento. O nível CI-4 apresenta uma distribuição de espessura constante no campo de Linguado, com um afinamento à medida que avança para leste no campo de Trilha. O nível CI-2 apresenta uma espessura constante, com um leve espessamento a leste em direção ao Campo de Trilha. A distribuição desse nível está condicionada pela paleogeomorfologia do embasamento, com as maiores espessuras nos baixos estruturais localizados no extremo leste e oeste.

O nível-reservatório CS apresenta uma distribuição de espessura não afetada pelas falhas normais e uma diminuição progressiva para nordeste. A atuação das falhas nesses sedimentos pode estar associada à reativação das mesmas após a deposição desse nível-reservatório.

A Seção Estratigráfica de Linguado 2 (SC-LI-2) (Figura 96) é uma seção *strike* (E-W) que se localiza no campo de Linguado e abrange os poços CQ-19, CQ-1, CQ-21 e CQ-15.

As sequências Talco-Estevensítica e a Clástica-Basal apresentam um afinamento na porção central do Campo de Linguado devido a sua posição paleogeomorfologica de um leve alto estrutural do embasamento.

O nível CI-4 apresenta um espessamento em direção a leste. O nível CI-2 apresenta um afinamento nas extremidades leste e oeste do Campo de Linguado, concentrando as maiores espessuras na parte central do campo. Nessa seção é possível observar uma espessura constante para o nível CS.

Seção Estrutural - SC_LI_1

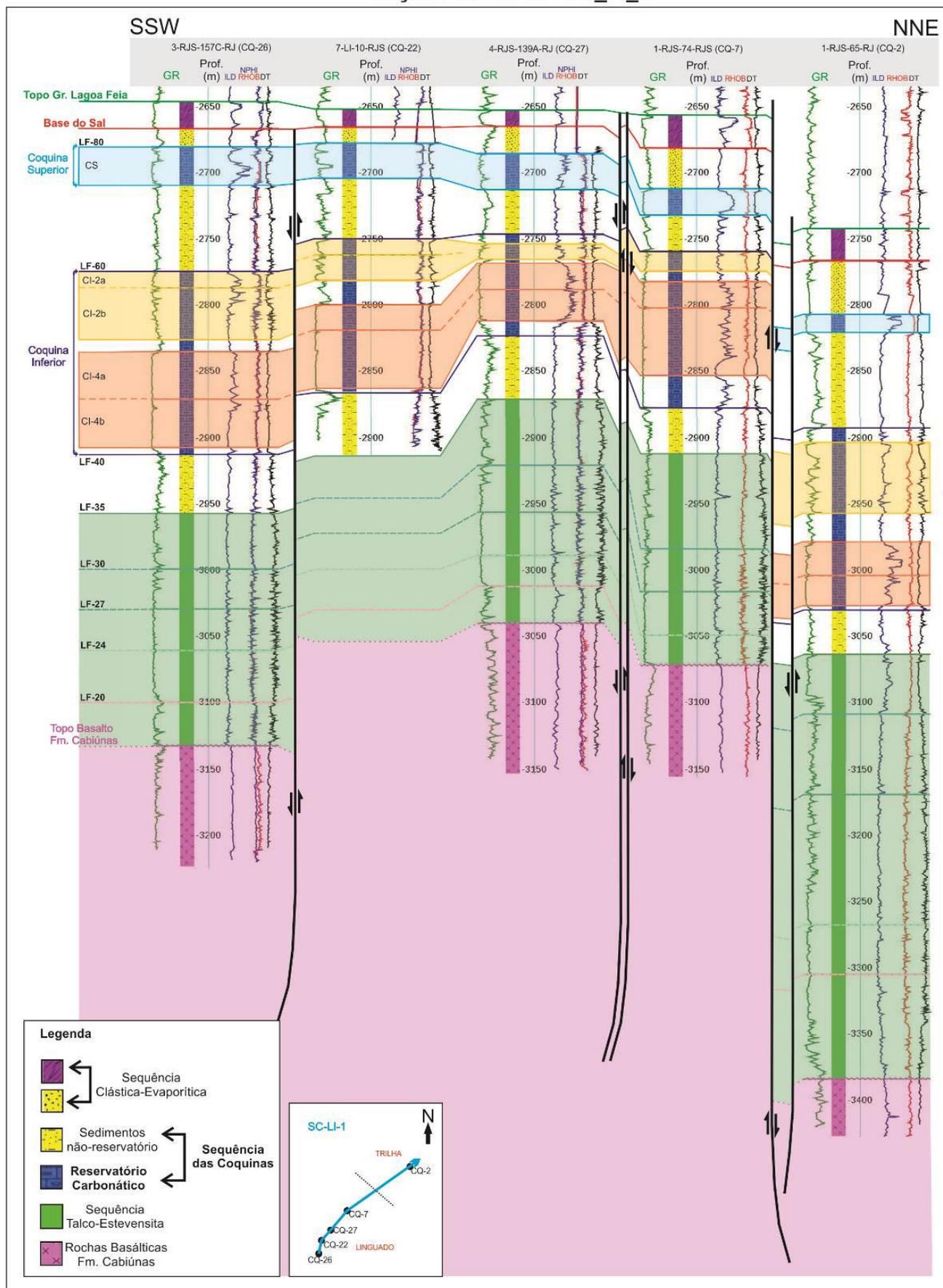


Figura 95. Seção SC-LI-1, com a representação dos principais níveis reservatórios. (LF-Lagoa Feia: marcos estratigráficos de Baumgartem (1985); CI-4, CI-2 e CS: níveis reservatórios definidos neste trabalho).

Seção Estratigráfica SC-LI-2

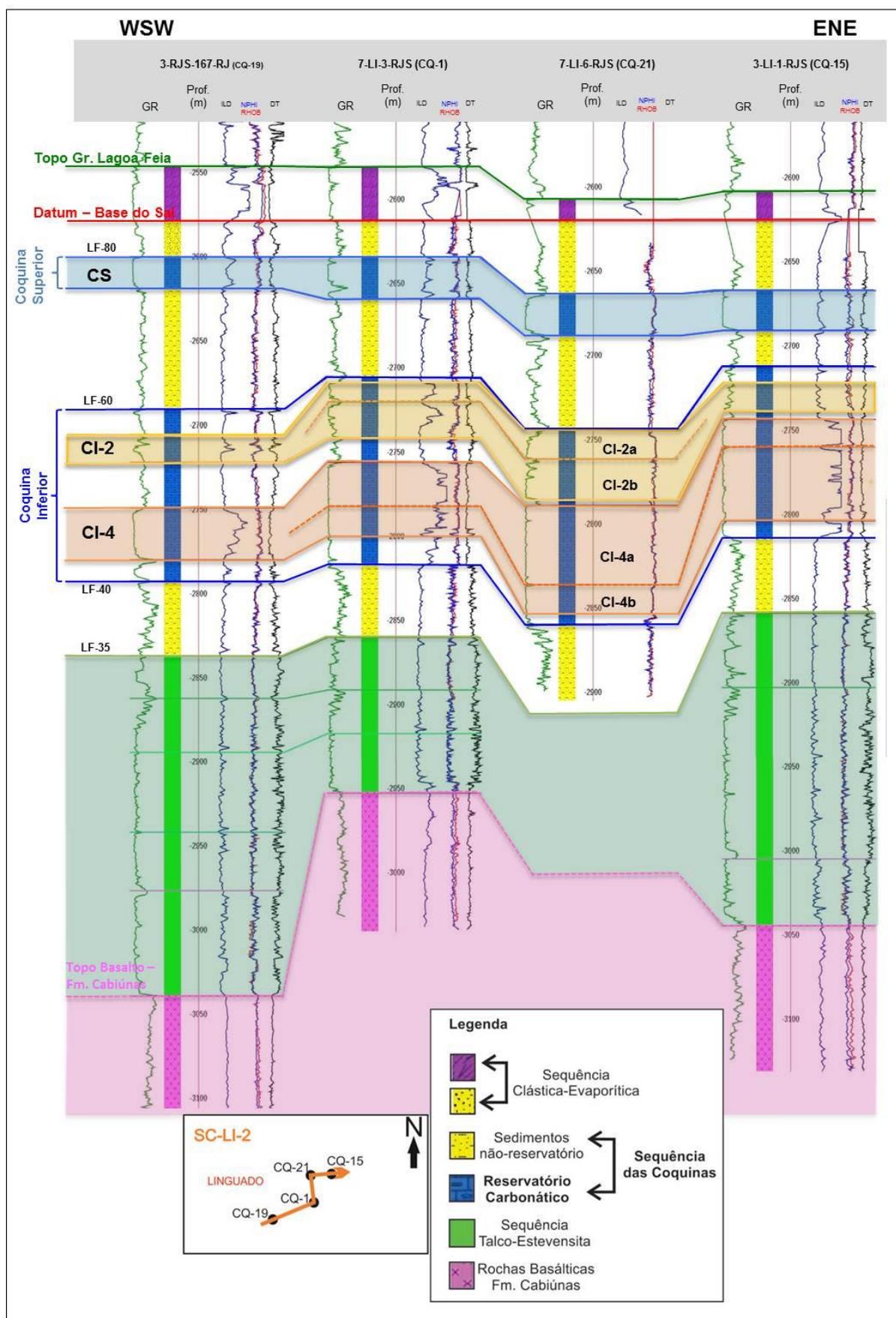


Figura 96. Seção SC-LI-2, com a representação dos principais níveis reservatórios. (LF-Lagoa Feia: marcos estratigráficos de Baumgartem (1985); CI-4, CI-2 e CS: níveis reservatórios definidos neste trabalho).

A Seção Estrutural de Pampo 1 (SC-PM-1) (Figura 97) é uma seção *strike* (E-W) de contexto local, que se localiza no Campo de Pampo, e abrange os poços CQ-13, CQ-4, CQ-6 e CQ-3. Na seção é possível observar a quase total ausência da sequência Talco-Estevensítica e Clástica-Basal, pois as mesmas ocorrem dentro dos baixos estruturais. A seção se localiza paralela à charneira do Alto Estrutural de Pampo, onde tais sedimentos não ocorrem.

O nível-reservatório CI-4 apresenta suas maiores espessuras associadas a atuação das falhas de crescimento, ou seja, suas maiores espessuras estão localizadas nos poços que se localizam nos baixos estruturais logo após as falhas.

O nível-reservatório CI-2 apresenta uma distribuição de espessura que aparenta não estar associado a atuação das falhas normais, sua espessura é maior em oeste e sudoeste e diminui para leste e nordeste. Tal fato pode ser explicado pela diminuição antecipada dos esforços tectônicos de abertura durante a deposição desse nível, e das grandes falhas que cercam o Campo de Pampo.

O nível-reservatório CS apresenta também uma distribuição de espessura com diminuição de oeste-sudoeste para leste-nordeste, e mostra a pouca ou nenhuma atuação das falhas na deposição desse nível. As falhas entre o poço CQ-3 apresentam uma inversão de movimento, que colocam tal poço na posição de baixo estrutural durante a deposição do nível CS. O rejeito contido na falha entre os poços CQ-13 e CQ-4 é resultado de reativação após a deposição de todas as sequências do Grupo Lagoa Feia.

A Seção Estratigráfica de Pampo 2 (SC-PM-2) (Figura 98) é uma seção *strike* (E-W) que também se localiza no campo de Pampo e abrange os poços CQ-13, CQ-14 e CQ-12. Nessa seção o nível CI-4, ao contrário do nível CI-2, apresenta as menores espessuras encontradas na área de estudo, e sua heterogeneidade também é maior compartimentando-o em CI-4a, CI-4b. Tal característica mostra que esse nível apresenta um condicionante estrutural bastante significativo, em que as falhas de crescimento tiveram papel fundamental na distribuição das maiores espessuras. Isso ocorre porque as maiores espessuras se encontram próximas aos planos das falhas, dentro dos baixos estruturais locais, e nos entornos dos principais altos estruturais da área. O nível CI-2 apresenta grandes e significativas espessuras, se compararmos com o restante da área de estudo, mostrando que sua ocorrência está diretamente relacionada aos altos estruturais do embasamento, com espessamento na charneira do Alto Estrutural de Pampo.

O nível CSA apresenta uma espessura constante, com um sutil aumento da espessura para leste.

Seção Estrutural - SC_PM_1

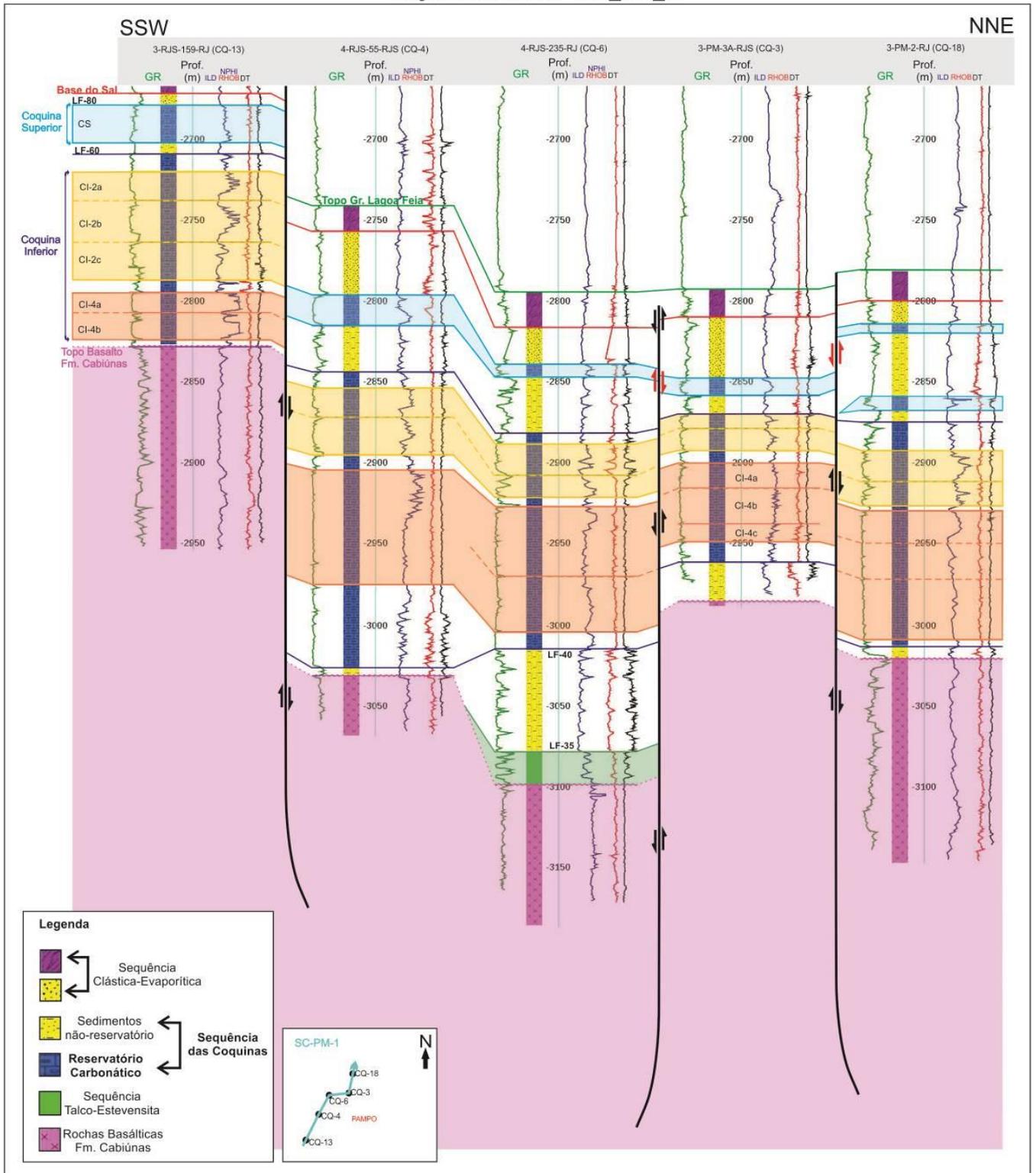


Figura 97. Seção Estrutural SC-PM-1 com a representação dos principais níveis reservatórios. (LF-Lagoa Feia: marcos estratigráficos de Baumgartem (1985); CI-4, CI-2 e CS: níveis reservatórios definidos neste trabalho).

Seção Estratigráfica SC-PM-2

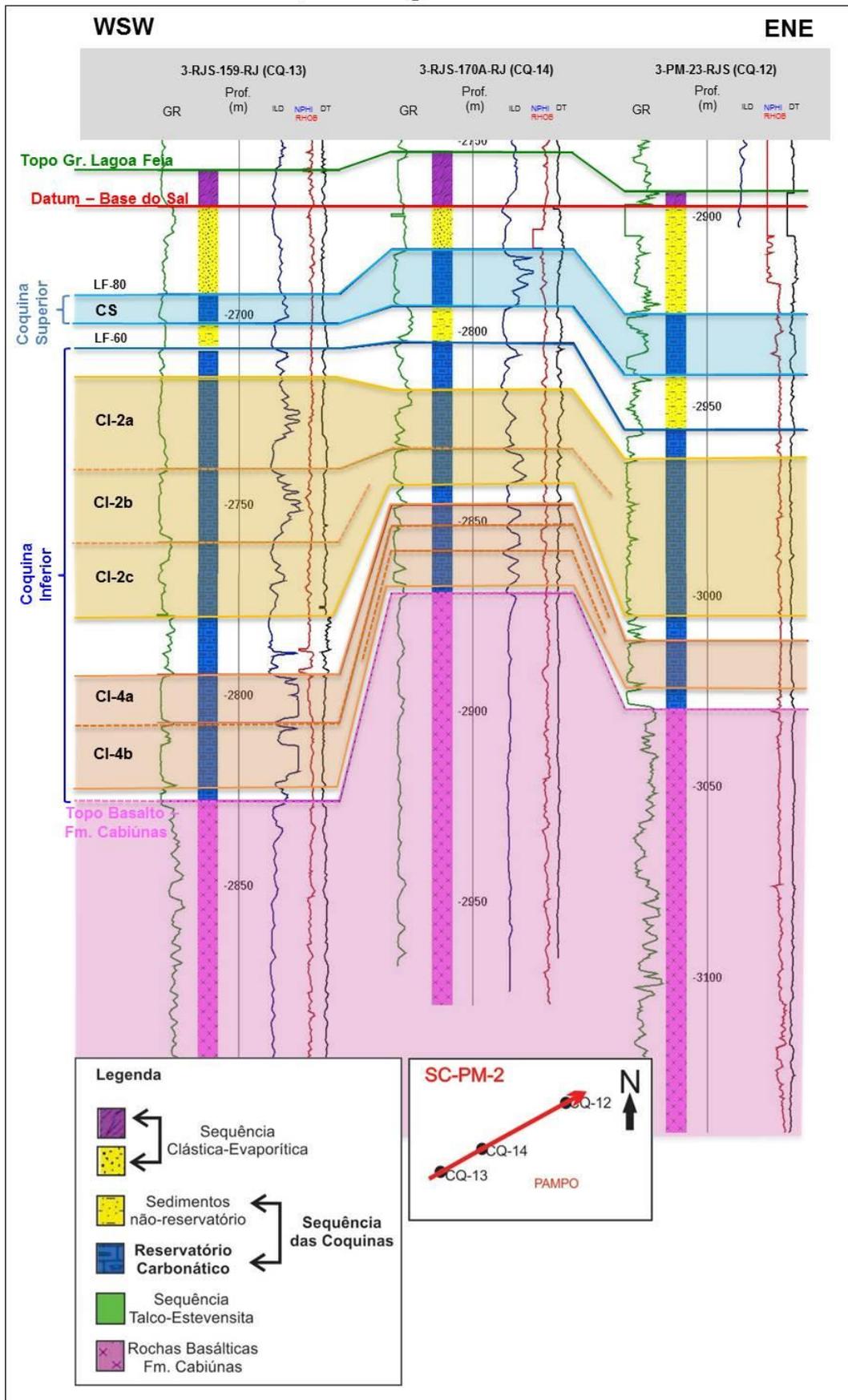


Figura 98. Seção Estratigráfica SC-PM-1 com a representação dos principais níveis reservatórios. (LF-Lagoa Feia: marcos estratigráficos de Baumgartem (1985); CI-4, CI-2 e CS: níveis reservatórios definidos neste trabalho).

5.6 Evolução Tectono-Estratigráfica das sequências deposicionais do Grupo Lagoa Feia: ênfase para os níveis-reservatórios CI-4, CI-2 e CS.

A evolução tectono-estratigráfica foi elaborada a partir da análise estratigráfica dos perfis de poço e da análise sísmica; isto permite uma visualização em mapa da localização dos principais depocentros e da variação de espessura das principais sequências deposicionais interpretadas neste trabalho, que são, da base para o topo: Sequência Talco-Estevensítica e Clástica Basal; Sequência das Coquinas e Sequência Clástica-Evaporítica.

Durante a deposição das sequências estratigráficas que compreendem o Grupo Lagoa Feia, o estágio tectônico rifte era o que atuava nas bacias marginais brasileiras. Esse estágio era composto por uma tectônica extensiva ativa, com elevada taxa de subsidência mecânica, controlada pela taxa de extensão da litosfera e estiramento crustal (CHANG et al. 1992). Esses eventos de subsidência, associados aos esforços extensionais, que atuaram na Bacia de Campos durante esse estágio, foram responsáveis pela formação de estruturas do tipo *horsts*, grabens e semi-grabens, que compõem uma sequência de blocos rotacionados e limitados por falhas normais sintéticas e antitéticas.

O controle e estruturação, instalados durante a fase rifte, possibilitou a formação de um complexo lacustre, que atuou durante a abertura do supercontinente Gondwana, e fazem parte dos primeiros estágios de abertura do Oceano Atlântico. Os lagos formados tinham dimensões e geometrias diversas, e todo o sistema lacustre seguia a estruturação principal NE-SW, com altos e baixos do embasamento que controlavam a comunicação entre eles nos períodos de mudança do nível de base, como ilustrado nos blocos diagramas dos autores Guardado et al. (1989); Abrahão & Warme (1990) e Muniz (2013).

A paleogeomorfologia do embasamento acústico, assim como o padrão da sedimentação e a geometria deposicional, foram fortemente influenciadas pela tectônica rifte, devido à presença de um relevo pré-existente, com alternância de baixos e altos estruturais e uma tectônica ativa. Esse processo produziu uma distribuição específica de espessura e controlou espacialmente as fácies e, conseqüentemente, a qualidade dos reservatórios.

O mapa estrutural do topo do Basalto (Figura 99), que corresponde ao topo do embasamento acústico, mostra que a região estudada é composta de um monoclinal com eixo NNE-SSW, com suave mergulho para leste e sudeste, onde as direções principais dos lineamentos são NE-SW, NNW-SSE e N-S. Esses lineamentos representam algumas sucessões de pares de falhas normais, que estão inseridas no contexto estrutural da fase rifte.

Na projeção em 3D (Figura 99) é possível observar os rejeitos gerados pelas estruturas, formando os principais altos e baixos estruturais, que atuaram como barreiras e depocentros, respectivamente, para a deposição dos sedimentos durante a fase rifte da Bacia de Campos. Na porção noroeste, onde está localizado o Campo de Linguado, a paleogeomorlogia do embasamento mostra que a área se configurava como um baixo deposicional, com falhas normais escalonadas e blocos abatidos de norte para sul, e limitado por falhas normais a leste e oeste. Na porção sudeste, próximo ao Campo de Pampo se encontra um paleo-alto estrutural, limitado a norte por uma extensa falha normal, com direção NE-SW.

O contexto tectônico rifte, atuante sobre as rochas do embasamento acústico, e causado pelo então regime distensivo, impôs a formação de estruturas do tipo graben e *horsts*, que condicionaram a deposição e a distribuição dos sedimentos que compõe o Grupo Lagoa Feia.

As falhas que acompanham as direções dos principais lineamentos deformam praticamente toda a seção de sedimentos que compõe o Grupo Lagoa Feia.

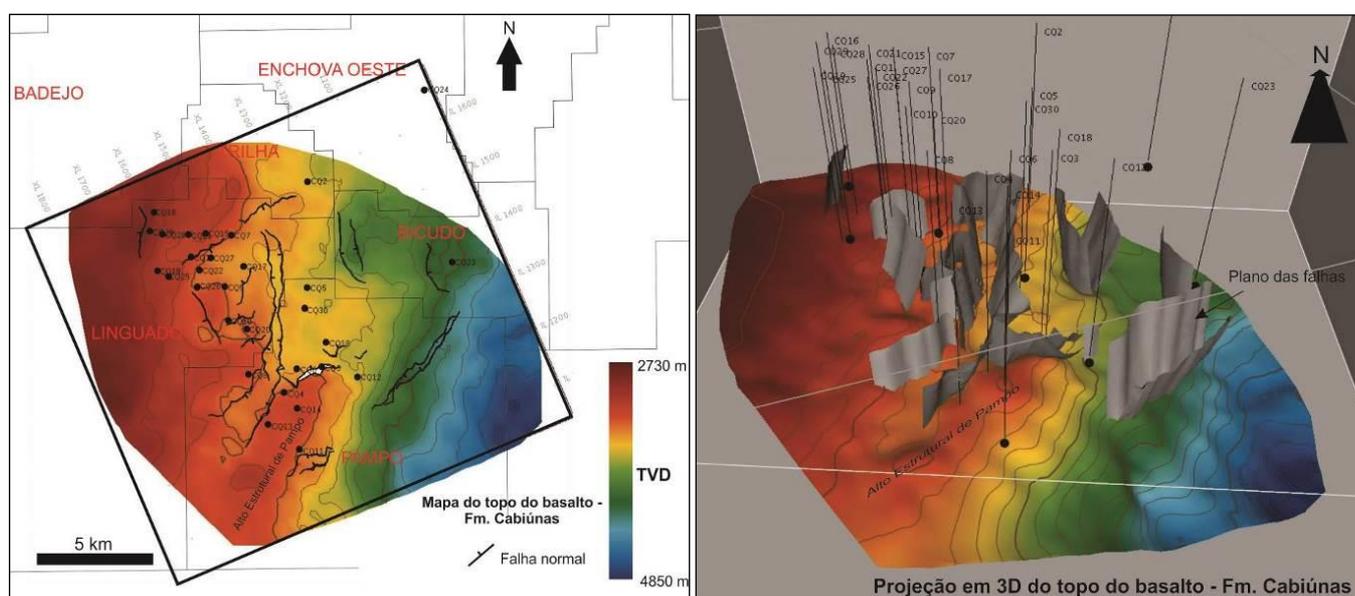


Figura 99. Mapa estrutural do topo do basalto – Fm. Cabiúnas e projeção em 3D da mesma superfície com os planos de falha (Legenda de profundidade TVD aplicada as duas superfícies).

5.6.1 Sequências Clástica-Basal e Talco-Estevensita

Sobre o embasamento acústico, que compreende uma sequência de rochas vulcano-sedimentares da Fm. Cabiúnas, estão os sedimentos das sequências Clástica-Basal e Talco-

Estevensíta. O mapa de isópaca dessas duas seqüências, construído com informação de poço, está representado na Figura 100. No mapa é possível observar que as espessuras são maiores a norte da área, e diminuem a medida que avançamos para a porção centro-sul. Este comportamento das linhas de isópacas mostra que o avanço desses sedimentos aconteceu de NNW para SSE, e suas maiores espessuras se concentram dentro dos baixos estruturais. Outro fator que corrobora a direção de deposição dos sedimentos é a ausência dessa seqüência sobre o Alto Estrutural de Pampo e sua pouca espessura (< 60m) a sul junto com a existência de grandes espessuras (> 180m), sobre o Campo de Linguado.

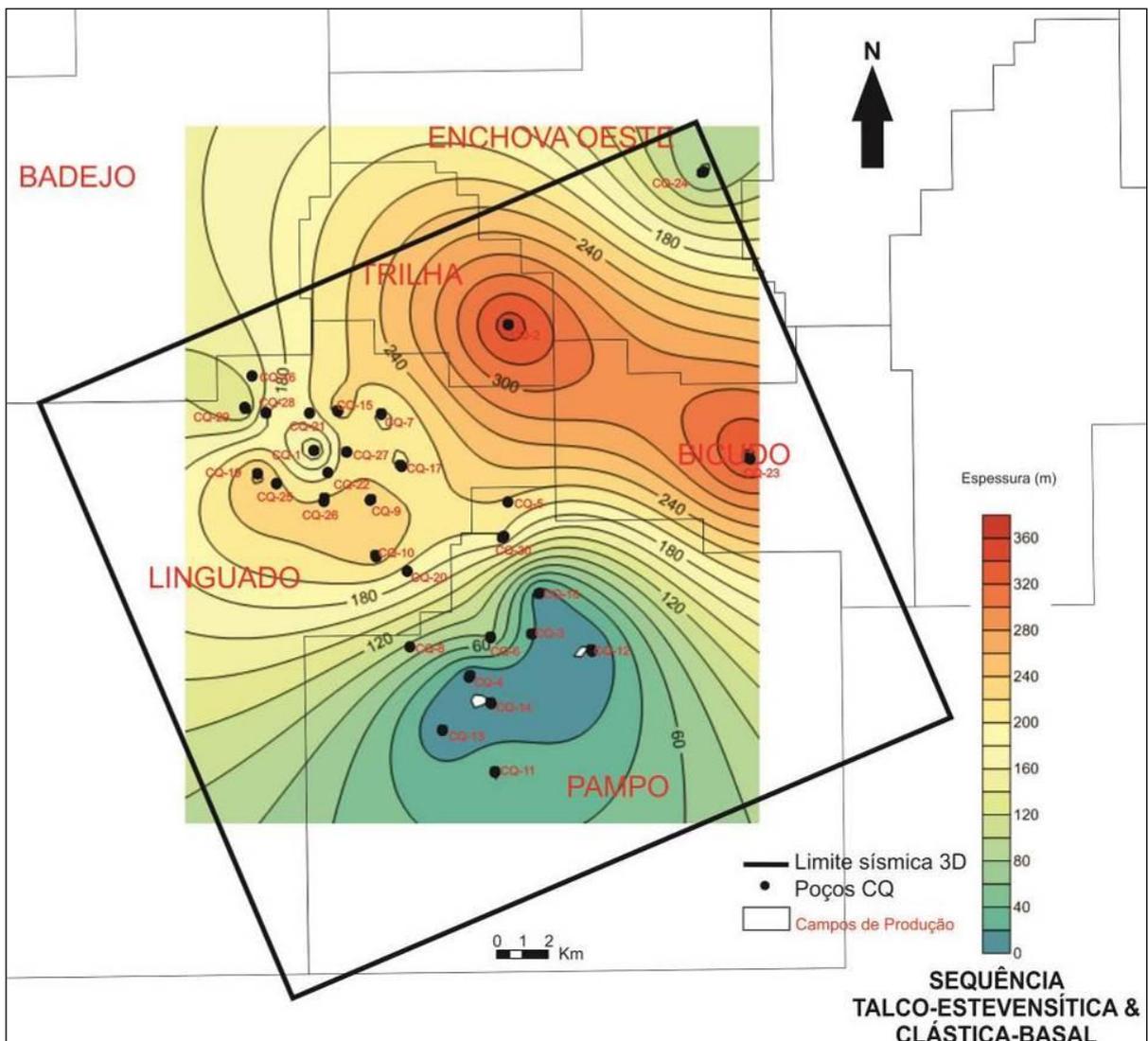


Figura 100. Mapa de isópaca da Sequência Clástica-Basal e Talco-Estevensítica.

O mapa de isópaca, construído com as superfícies interpretadas na sísmica, está ilustrado na Figura 101. Nele se apresenta uma configuração mais detalhada da distribuição

das espessuras para essas sequências, confirmando que as espessuras são maiores (> 240m) na porção norte-nordeste, onde está localizado o Campo de Linguado, e leste e sudeste, seguindo o mergulho principal da plataforma. No Campo de Pampo, a sul-sudeste da área, em específico sobre o Alto Estrutural de Pampo, essas sequências estão ausentes, o que confirma que essa região poderia estar na porção emersa da bacia durante a deposição dessas sequências.

A distribuição de espessura verdadeira vertical (TVT), ilustrada pelo mapa de isópaca (Figura 101), dessas duas sequências, se mostra altamente deformada e condicionada pelas falhas normais.

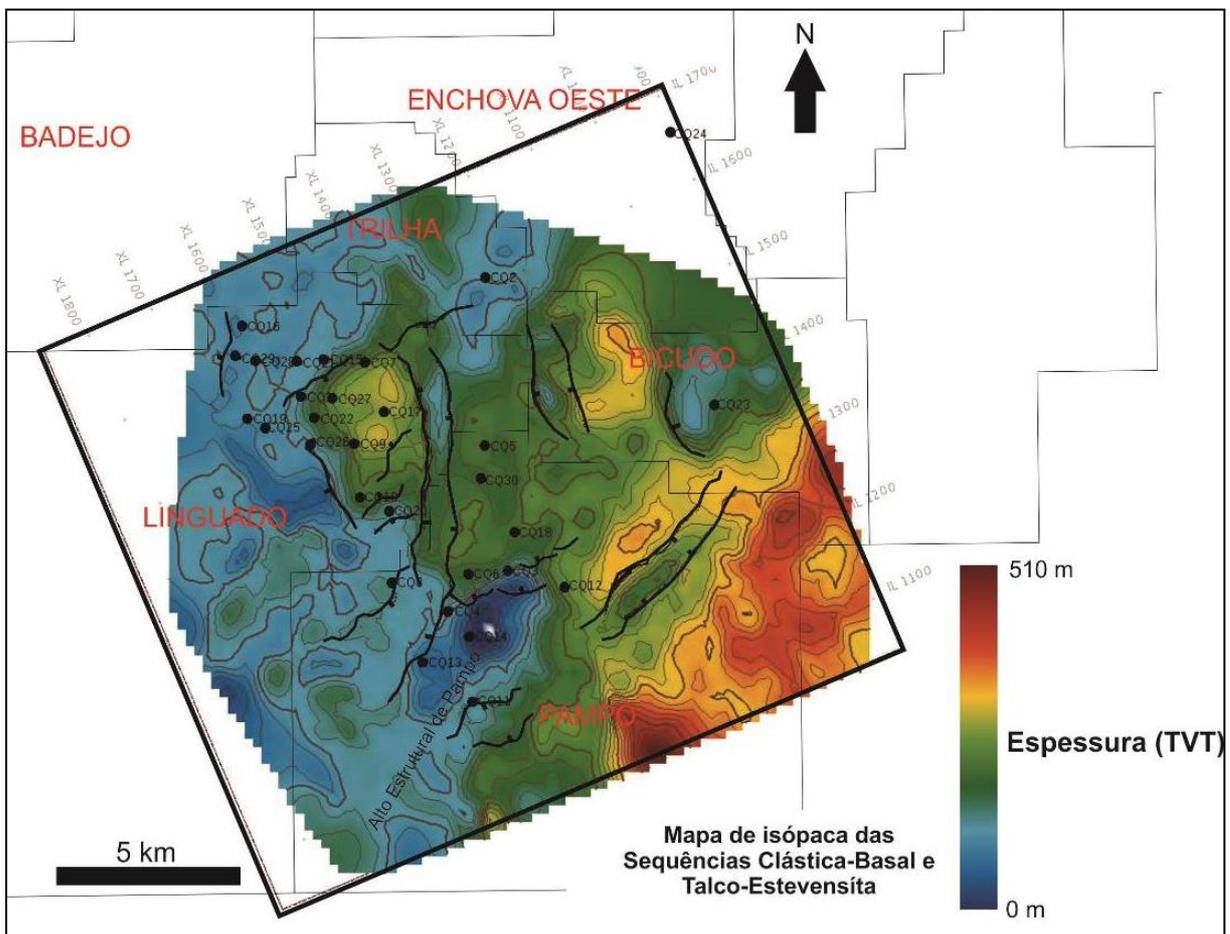


Figura 101. Mapa de isópaca das sequências Clástica-Basal e Talco Estevensita.

5.6.2 Sequência das Coquinas

Após a deposição dos sedimentos que compreendem as sequências Clástica-Basal e Talco Estevensita, inicia-se a deposição dos sedimentos da Sequência das Coquinas.

O mapa de isópaca da Sequência das Coquinas, ilustrado na figura 102, foi construído somente com as informações de poço, e mostra que a deposição dos sedimentos ocorreu também na direção principal de NNW para SSE, com as maiores espessuras a norte da área e dentro os baixos estruturais. Esse comportamento reafirma o conceito de que os sedimentos migraram através de cunhas prográdantes de norte para sul, e se acumularam nos baixos deposicionais, no entorno dos dois principais altos estruturais.

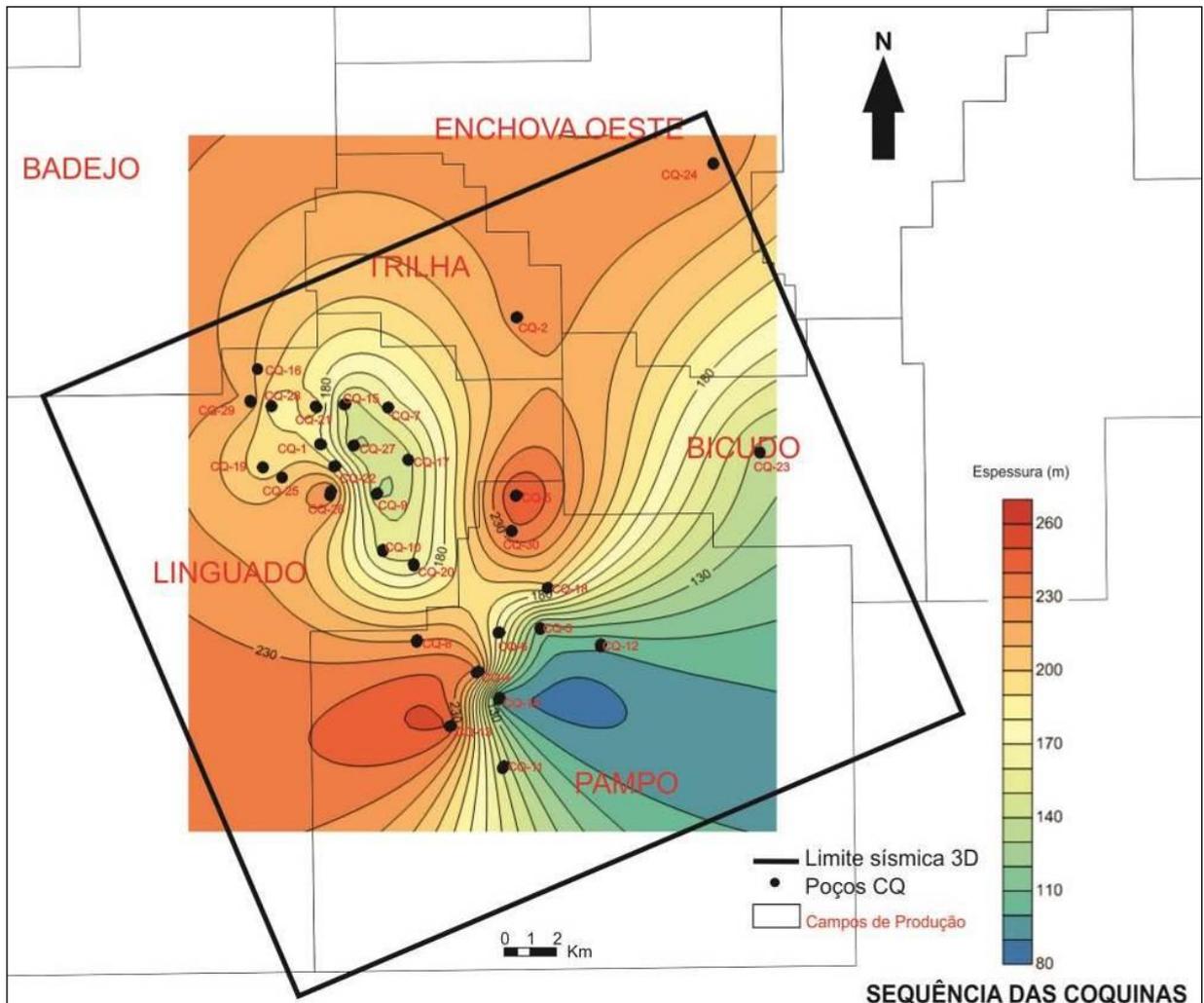


Figura 102. Mapa de isópaca da Sequência das Coquinas.

5.6.2.1 Coquina Inferior (CI)

Em uma análise mais detalhada da Sequência das Coquinas, temos o mapa estrutural da base da Coquina Inferior (CI) (Figura 103) que mostra que existia um baixo local sobre o Alto Estrutural de Pampo, e que as falhas normais estavam ativas e foram responsáveis pela

abertura dos espaços de acomodação, onde se concentraram as maiores espessuras dos depósitos de coquinas.

O mapa de isópaca da Coquina Inferior (CI), ilustrado na Figura 104, e construído somente com informação de poço, apresenta uma distribuição de espessura, onde os maiores valores estão localizados dentro dos baixos estruturais da porção central e sul da área, contornando os altos estruturais. Segundo a configuração das linhas de isópacas é possível inferir que os sedimentos que compõem os depósitos de coquinas, migraram, através de cunhas progradantes, em duas direções principais: de norte para sul, partindo do alto estrutural localizados a norte da área, e de oeste-sudoeste para leste-nordeste, partindo do Alto Estrutural do Pampo; além disso, uma significativa espessura desse sedimentos foi retido por esses dois principais altos estruturais, que agiram como barreiras para o acúmulo e seleção desses sedimentos, originando as altas espessuras (> 150m) encontradas nessa região.

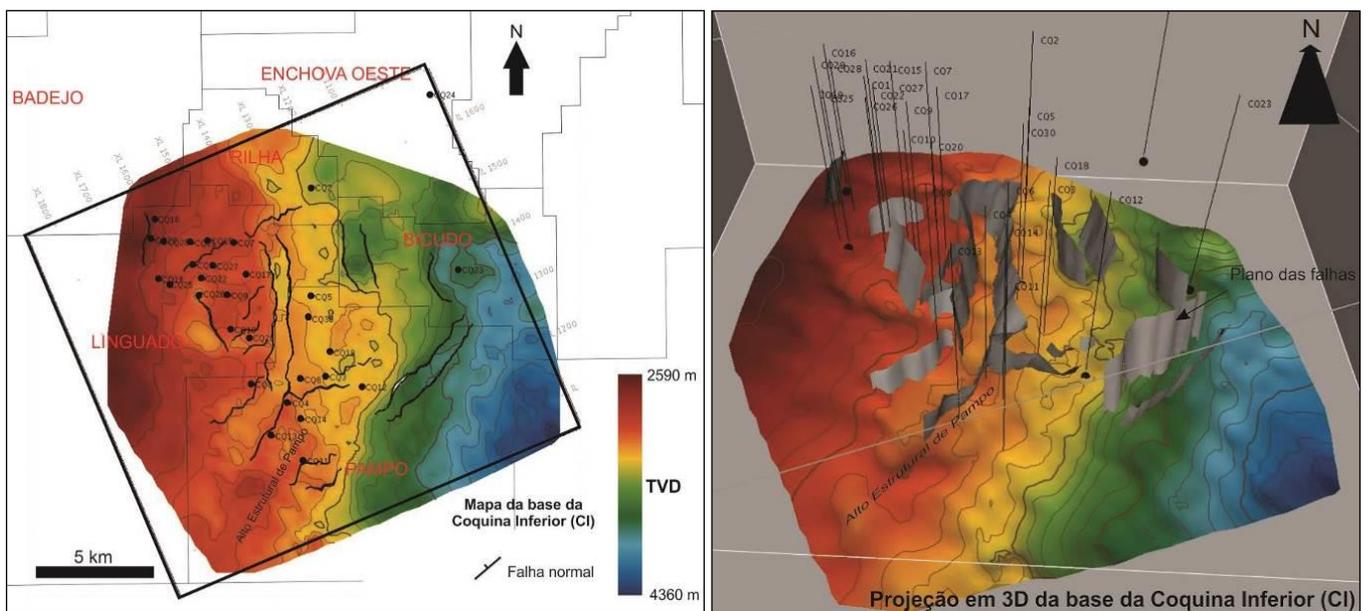


Figura 103. Mapa estrutural da base da Coquina Inferior (CI) e projeção em 3D da mesma superfície com os planos de falha (Legenda de profundidade TVD aplicada as duas superfícies).

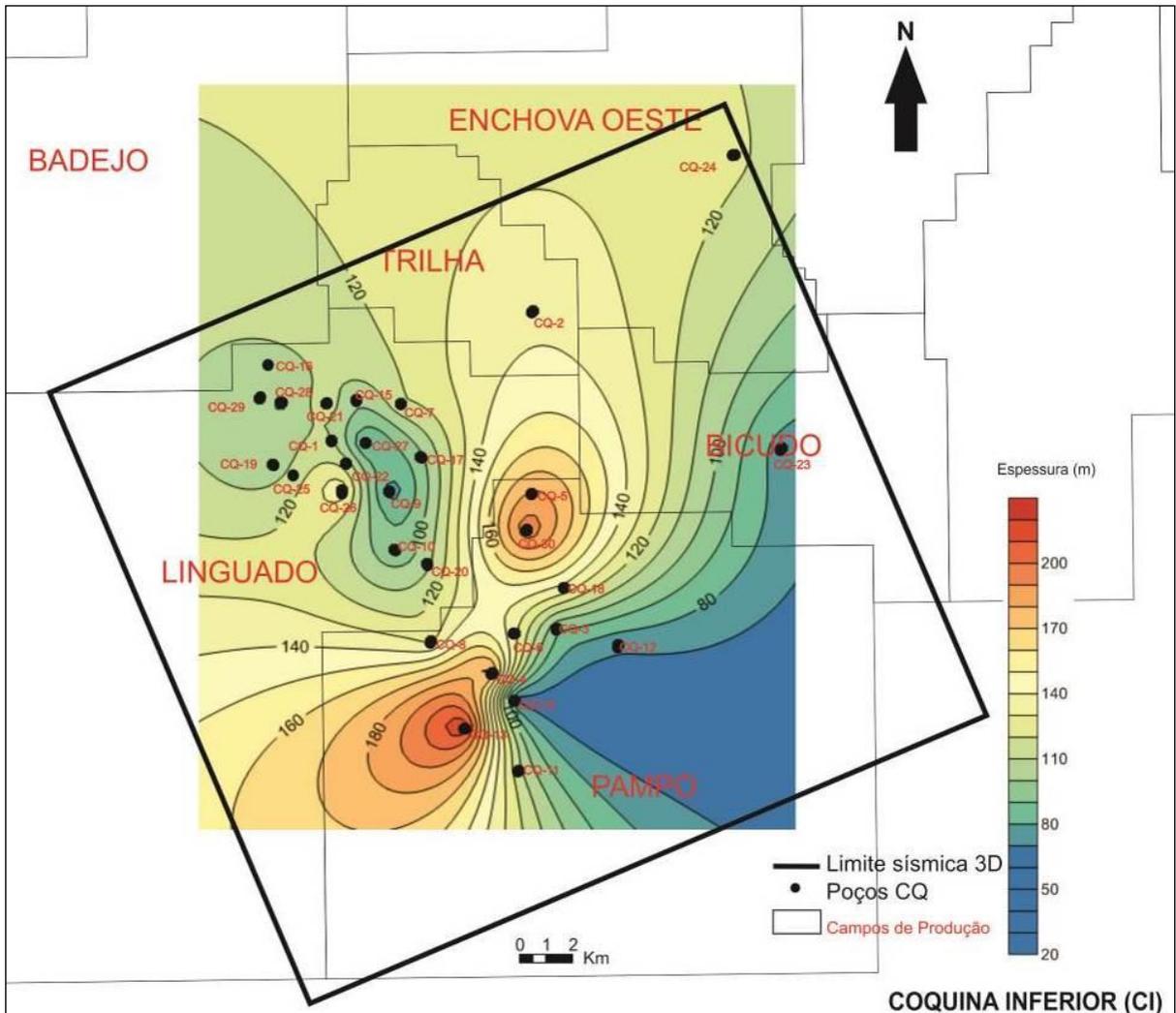


Figura 104. Mapa de isópaca da Coquina Inferior (CI).

O mapa de isópaca da Coquina Inferior (CI) (Figura 105), construído com as superfícies interpretadas em sísmica, mostra que a distribuição de espessura em TVT forma corpos alinhados, segundo a direção NE-SW, sobre os campos de Pampo e Linguado, e também corpos alongados na direção N-S, a leste da área. Esses corpos alongados compõem o que seriam os principais bancos de depósitos de coquinas, e sua distribuição está condicionada pelas principais direções de falhas e pelos altos e baixos gerados, que atuaram como depocentro e barreira para o acúmulo, respectivamente.

A deposição dessas coquinas, em uma bacia do tipo rifte e tectonicamente ativa, mostra que as falhas normais contemporâneas afetaram a distribuição das espessuras, isso porque os depósitos se desenvolveram melhor próximos aos planos de falha, onde foram criados os principais depocentros, e no entorno dos altos estruturais.

O mapa estrutural do topo da Coquina Inferior (CI) (Figura 106) apresenta lineamentos com direção preferencial N-S e NE-SW. Na porção central da área ocorre uma falha normal de direção NE-SW, que corresponde à falha que limita os campos de Pampo e Linguado. A projeção em 3D da superfície de topo da Coquina Inferior (Figura 106) mostra que grande parte dos baixos estruturais estavam já preenchidos, o que pode indicar uma primeira diminuição das atividades tectônicas para a área durante o período de deposição dessa sequência.

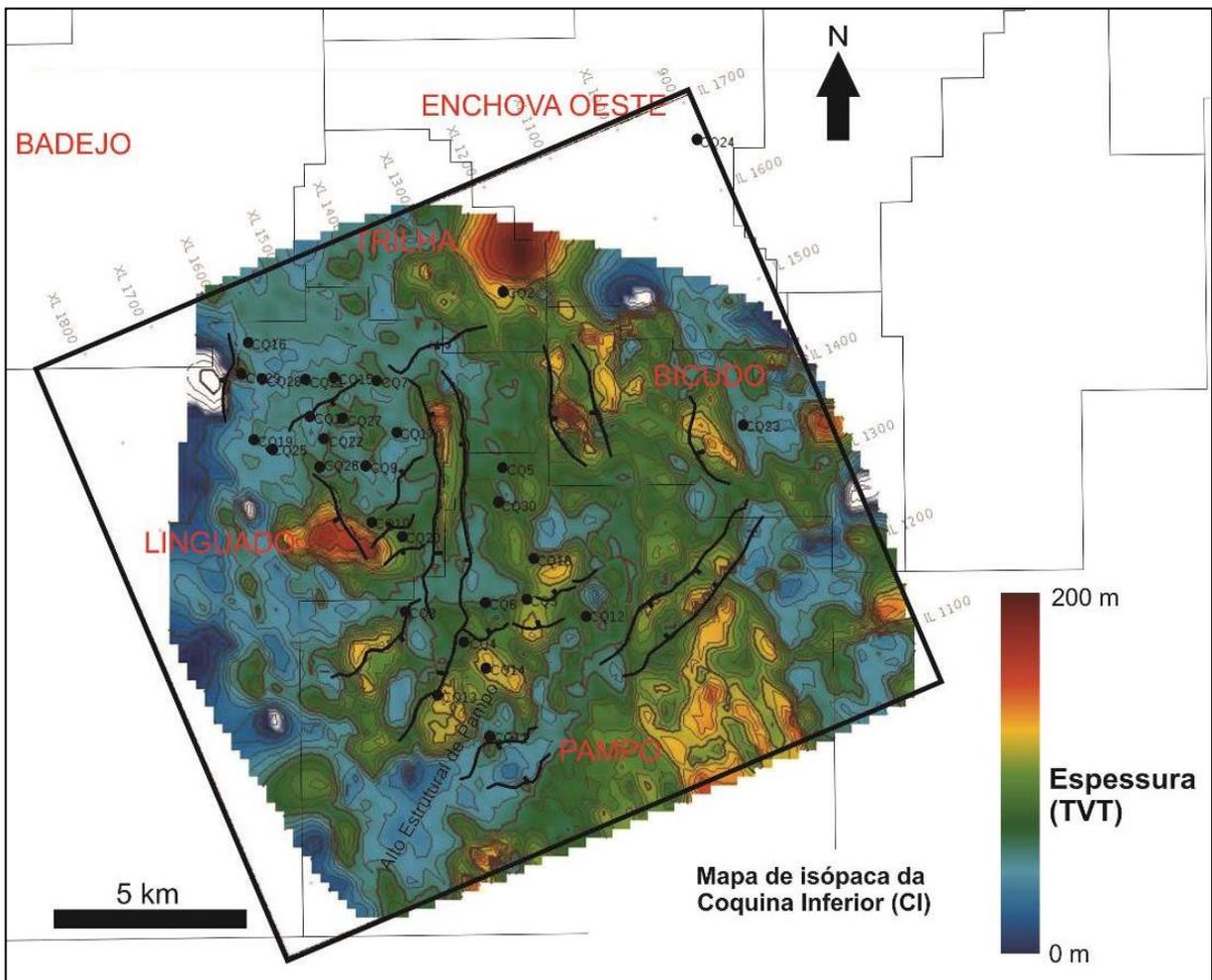


Figura 105. Mapa de isópaca da Coquina Inferior (CI).

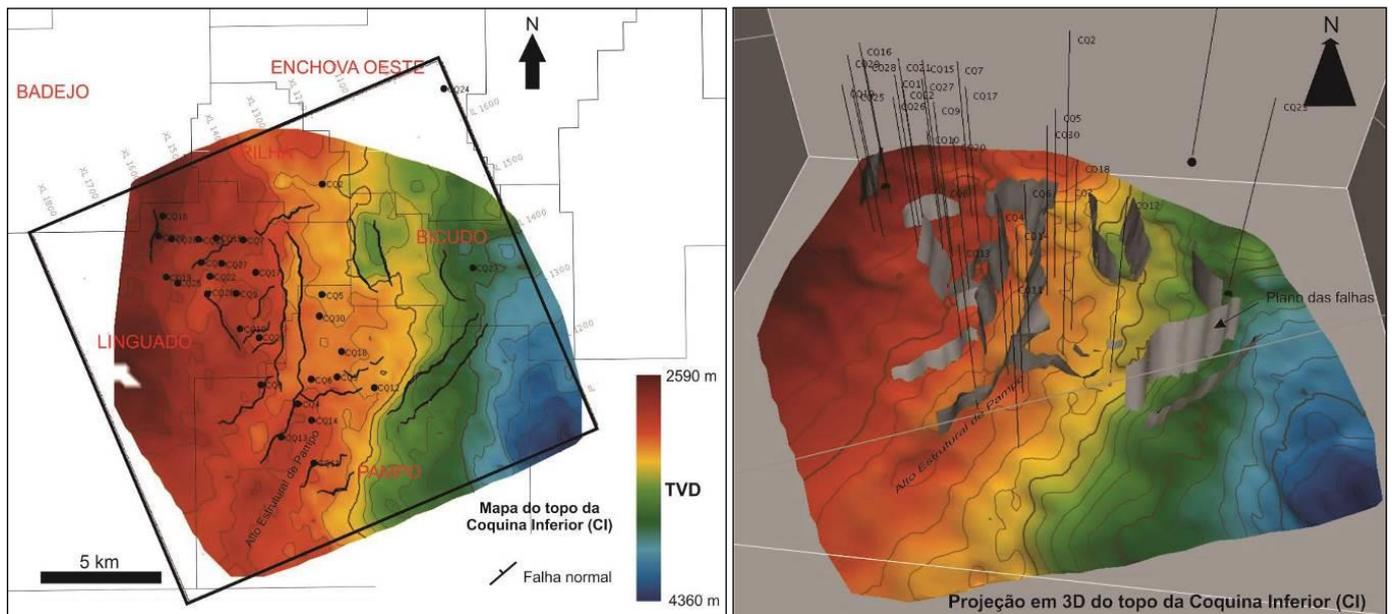


Figura 106. Mapa estrutural do topo da Coquina Inferior (CI) e projeção em 3D da mesma superfície com os planos de falha (Legenda de profundidade TVD aplicada às duas superfícies).

5.6.2.2 Níveis-reservatório da Coquina Inferior: CI-4 e CI-2

A Figura 107 ilustra o mapa de isópacas do nível CI-4, construído com informação de poço, esse é principal nível produtor de hidrocarbonetos contido na Coquina Inferior. As espessuras desse nível variam de 12 a 130 m, sendo que as maiores espessuras estão localizadas nos baixos estruturais do embasamento, e próximo às principais falhas; estas condicionam esses altos e baixos do embasamento, entre os campos de Linguado e Pampo, formando uma estrutura em leque, que se inicia na porção sudoeste e segue aumentando seu raio para nordeste. As menores espessuras estão localizadas sobre o Alto Estrutural de Pampo, e estão limitadas a 15 e 25m de espessura.

Por se tratar do nível-reservatório com as maiores espessuras encontradas dentro da Coquina Inferior, a configuração da distribuição de suas espessuras segue a tendência geral contida no mapa de isópaca obtido pela Coquina Inferior (Figura 107).

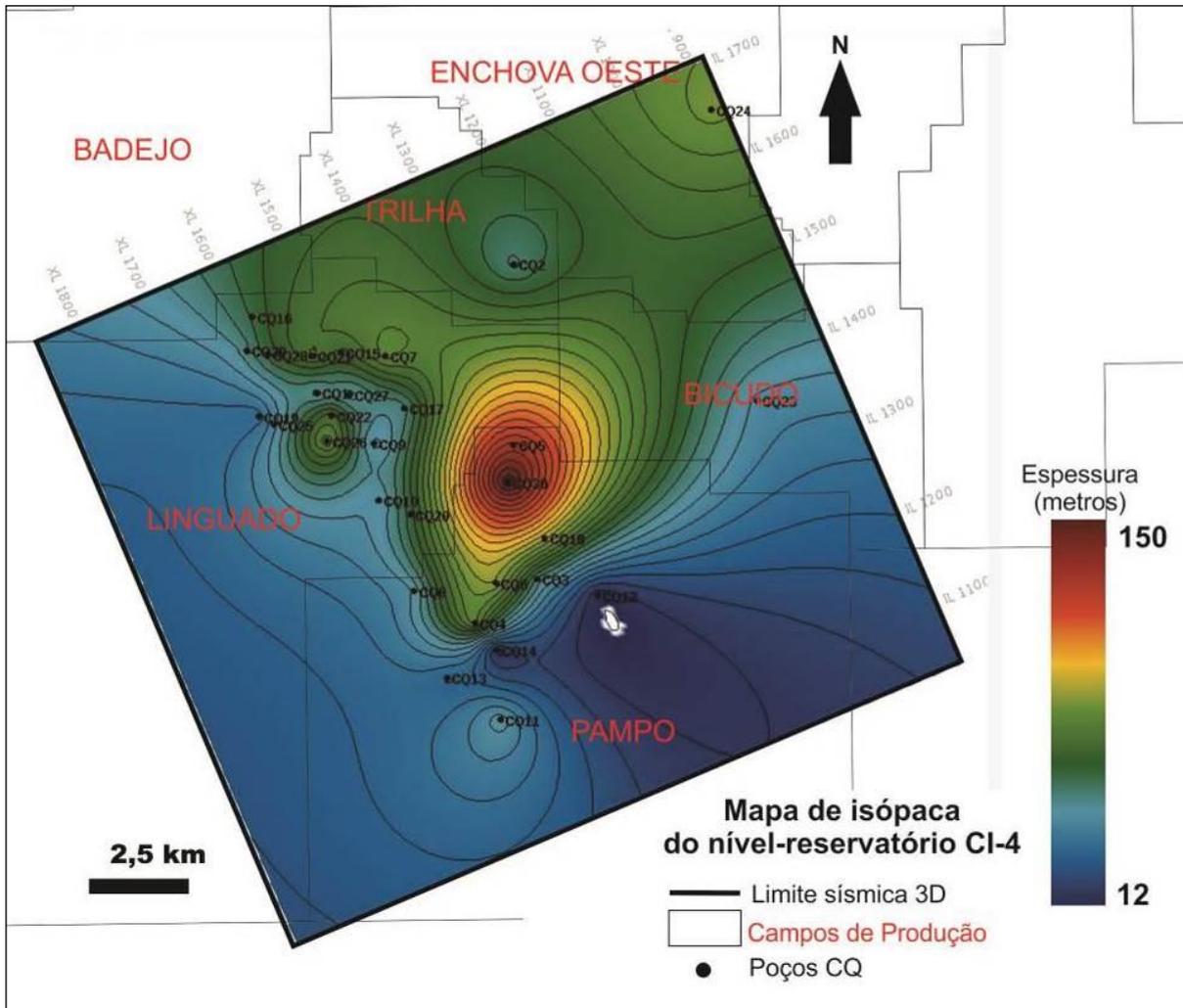


Figura 107. Mapa de isópaca do nível CI-4 na área de estudo.

A Figura 108 mostra o mapa de isópaca do nível CI-2, onde é possível observar que as maiores espessuras estão entre 40 e 60m, e se localizam sobre o Alto estrutural de Pampo, e em torno do mesmo. As menores espessuras se localizam próximas ao campo de Linguado, e variam de 11 a 25 m de espessura. O Campo de Trilha também apresenta grandes espessuras para o nível CI-2, em torno de 50-60 m.

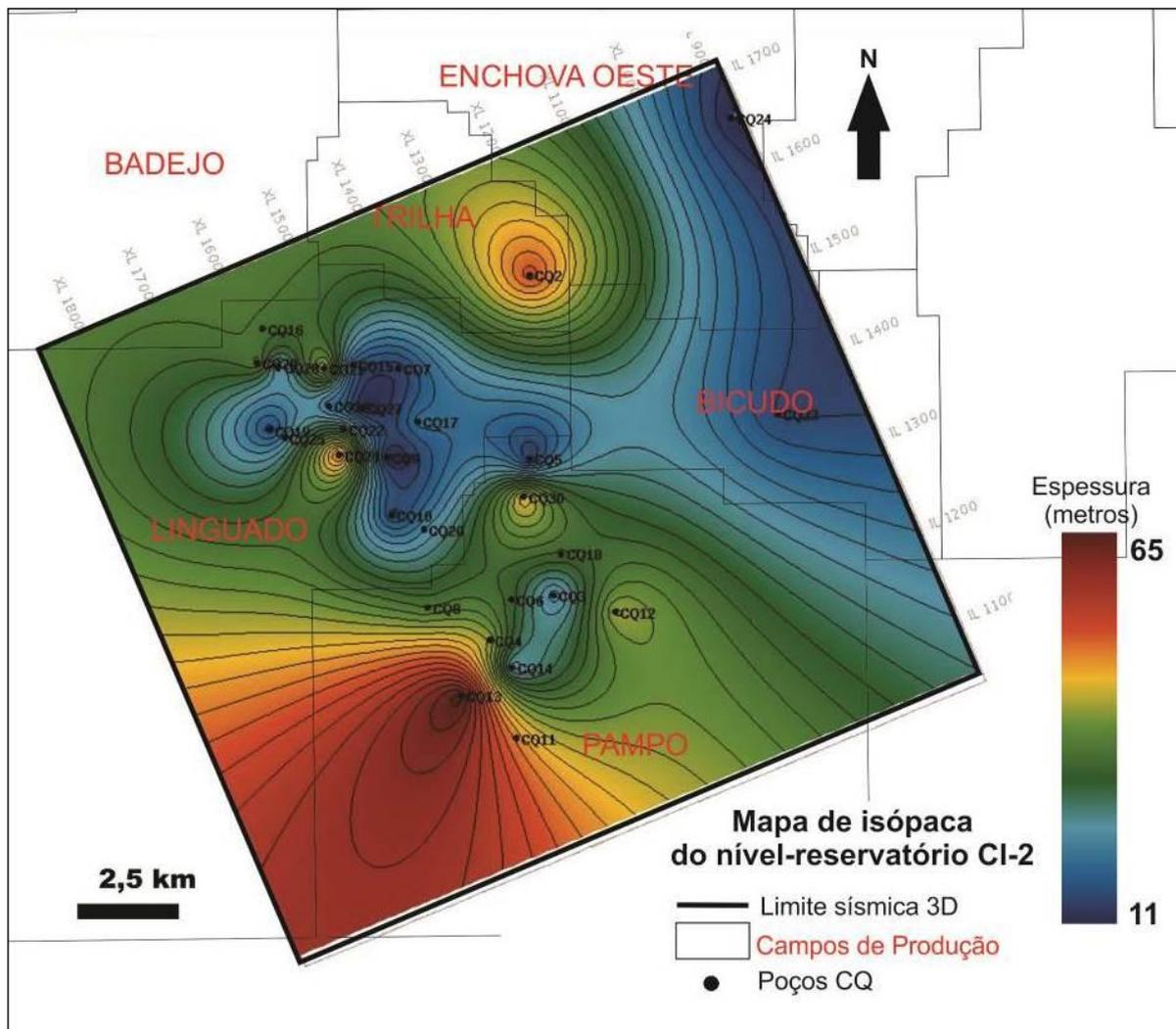


Figura 108. Mapa de isópaca do nível CIC-II na área de estudo.

5.6.2.3 Sedimentos Inter-Coquinas

Os sedimentos que se localizam entre as Coquinas Superior e Inferior são de origem majoritariamente siliciclástica, e sua distribuição de espessura TVT (Figura 109) mostra que sobre os campos de Pampe e Linguado a espessura é bastante homogênea e aumenta para leste-sudeste, a medida que se adentra a bacia. Esses sedimentos apresentam suas menores espessuras na porção central da área, e isso se deve ao baixo aporte siliciclástico que ocorreu nessa região, justificando a área apresentar condições específicas para a grande proliferação e produtividade de moluscos bivalves.

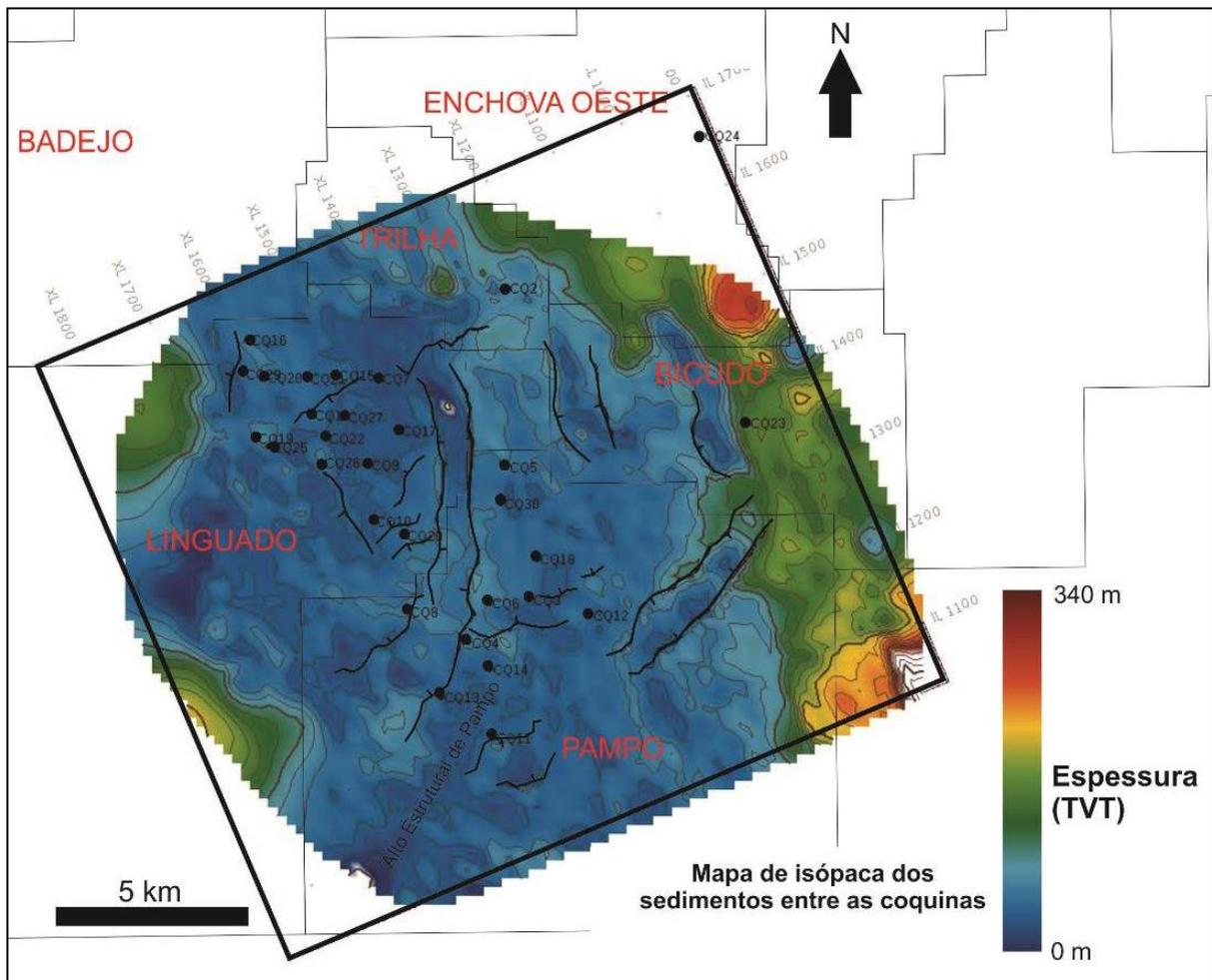


Figura 109. Mapa dos sedimentos entre as coquinas.

5.6.2.4 Coquina Superior (CS)

O mapa estrutural da base da Coquina Superior (CS) (Figura 110) mostra que, durante a deposição desse nível de coquinas, a influência da tectônica extensional, foi muito baixa ou quase incipiente. Os principais lineamentos apresentam direção NE-SW e NNW-SSE.

O mapa de isópacas da Coquina Superior (CS), construído com informação de poço (Figura 111), corrobora a hipótese de que os sedimentos migraram de norte para sul, e de oeste-sudoeste para leste-nordeste, pois a diminuição das isópacas de espessura seguem essas mesmas direções. Outra observação sobre a distribuição das espessuras da CS é a diminuição das espessuras de oeste-sudoeste para leste-nordeste, mostrando que os sedimentos se distribuíram seguindo o mergulho da plataforma, e que durante a sua deposição houve pouca ou nenhuma interferência tectônica-estrutural nesse processo.

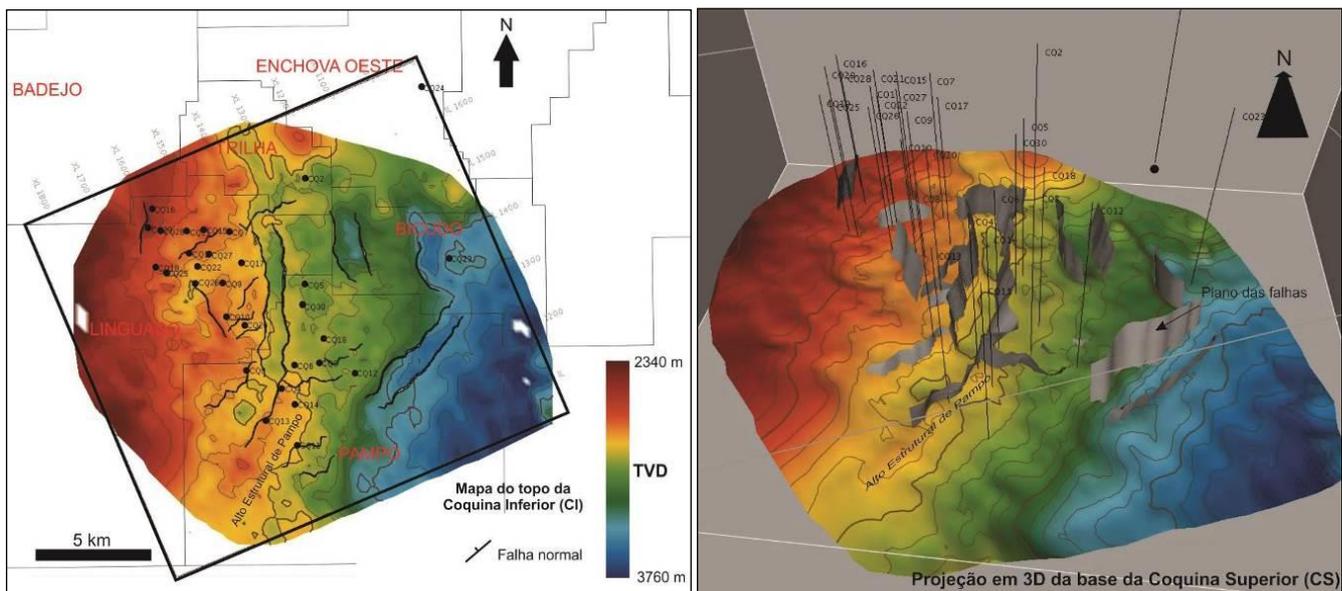


Figura 110. Mapa estrutural da base da Coquina Superior (CS) e projeção em 3D da mesma superfície com os planos de falha (Legenda de profundidade TVD aplicada às duas superfícies).

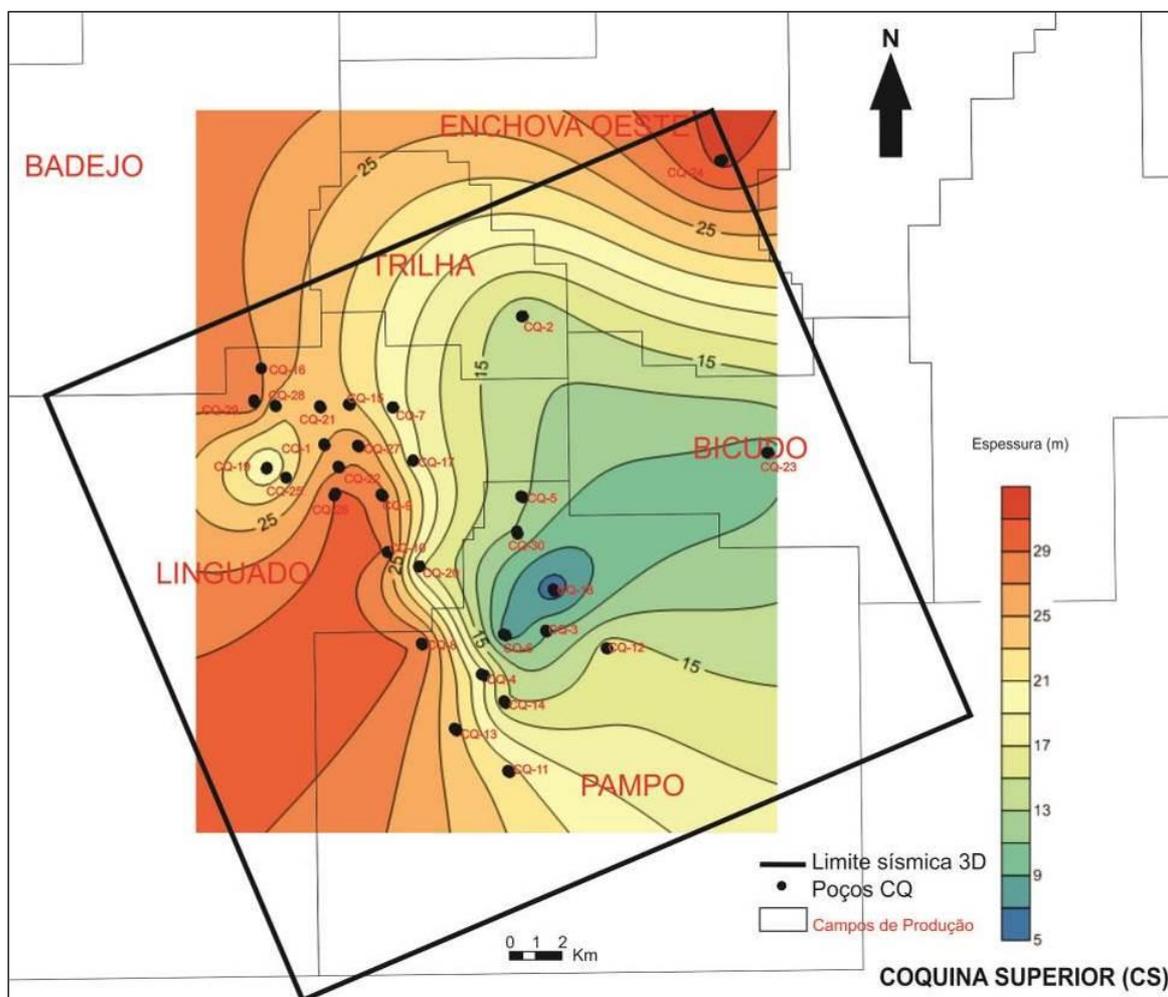


Figura 111. Mapa de isópaca da Coquina Superior (CS).

A distribuição de espessura em TVT, ilustrada no mapa de isópaca da Figura 112 e construído com as superfícies interpretadas em sísmica, mostra que a espessura desse nível de coquinas é bastante homogêneo, ficando entre 25 e 75 m. Assim como durante a deposição da CS, ocorre a formação de bancadas com direção NW-SE e N-S, características aos depósitos de coquinas.

O acúmulo dos corpos de coquinas parece ter duas direções principais NW-SE e N-S; para a Coquina Inferior os corpos alongados apresentam um predomínio em NE-SW enquanto que para a CS passam a ser predominantemente NNW-SSE. A direção desses corpos pode estar relacionada a direção principal de migração, deposição dos sedimentos. No Campo de Linguado, que está localizado na porção noroeste da área, a proporção de sedimentos como folhelhos, margas, *mudstones* e arenitos não-reservatório intercalados às coquinas é maior que na porção sudeste, onde está localizado o Campo de Pampo.

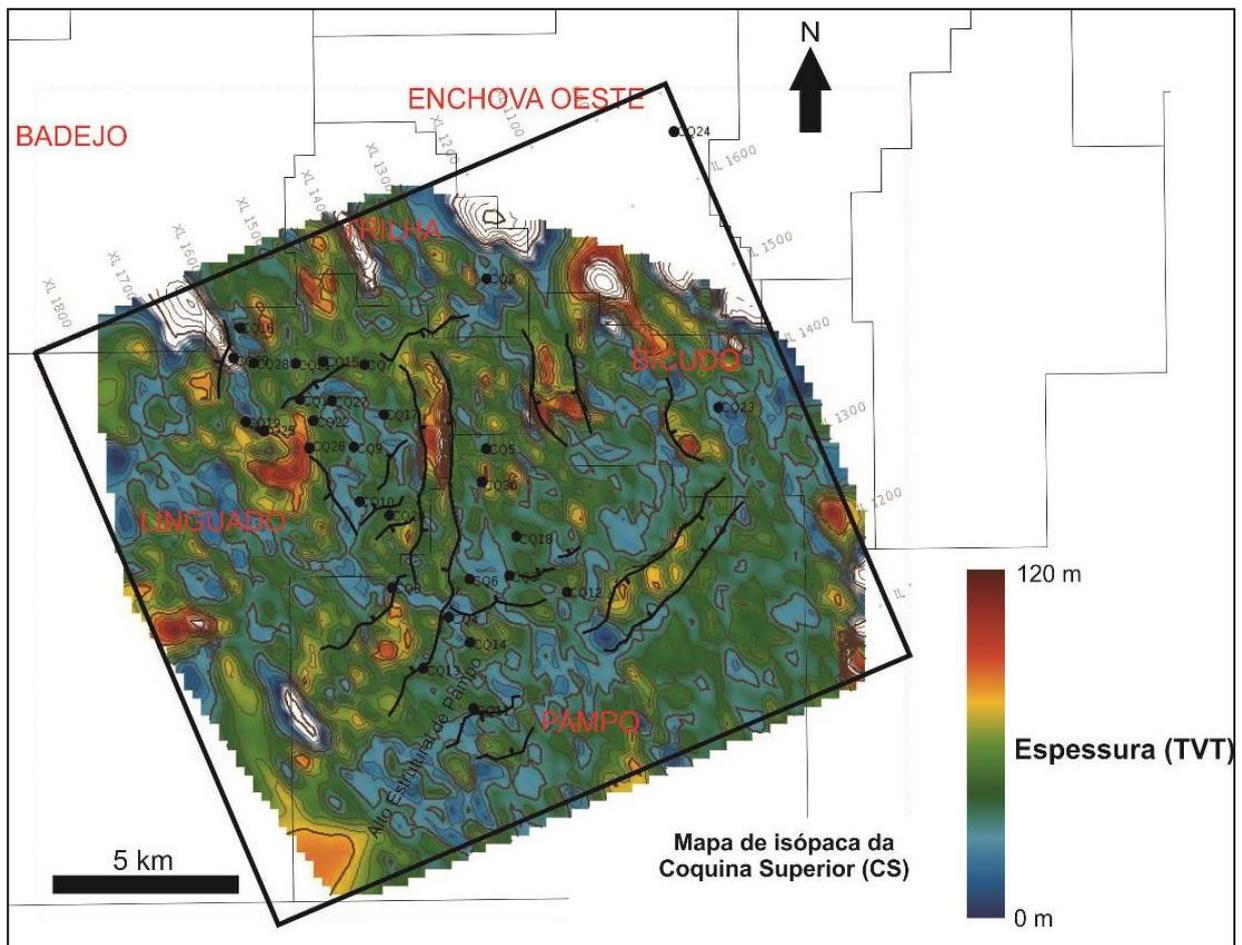


Figura 112. Mapa de isópaca da Coquina Superior (CS).

5.6.3 Sequência Clástica-Evaporítica

Finalizando a evolução tectono-estratigráfica das sequências deposicionais que compreendem o Grupo Lagoa Feia, estão os sedimentos da Sequência Clástica Evaporítica.

O mapa de isópacas dessa sequência está ilustrado na Figura 113. Nesta sequência podemos observar uma distribuição de espessura bastante homogênea, mas ainda com as menores espessuras na parte central e sul, e um aumento significativo somente no extremo nordeste da área, já partindo para o Campo de Enchova Oeste. A distribuição uniforme de espessuras, dentro da área estudada nessa sequência, mostra a ausência de tectonismo atuando nos processos deposicionais, o que confirma o contexto tectônico onde esses sedimentos são inseridos que seria a transição da fase rifte para a fase pós-rifte transicional.

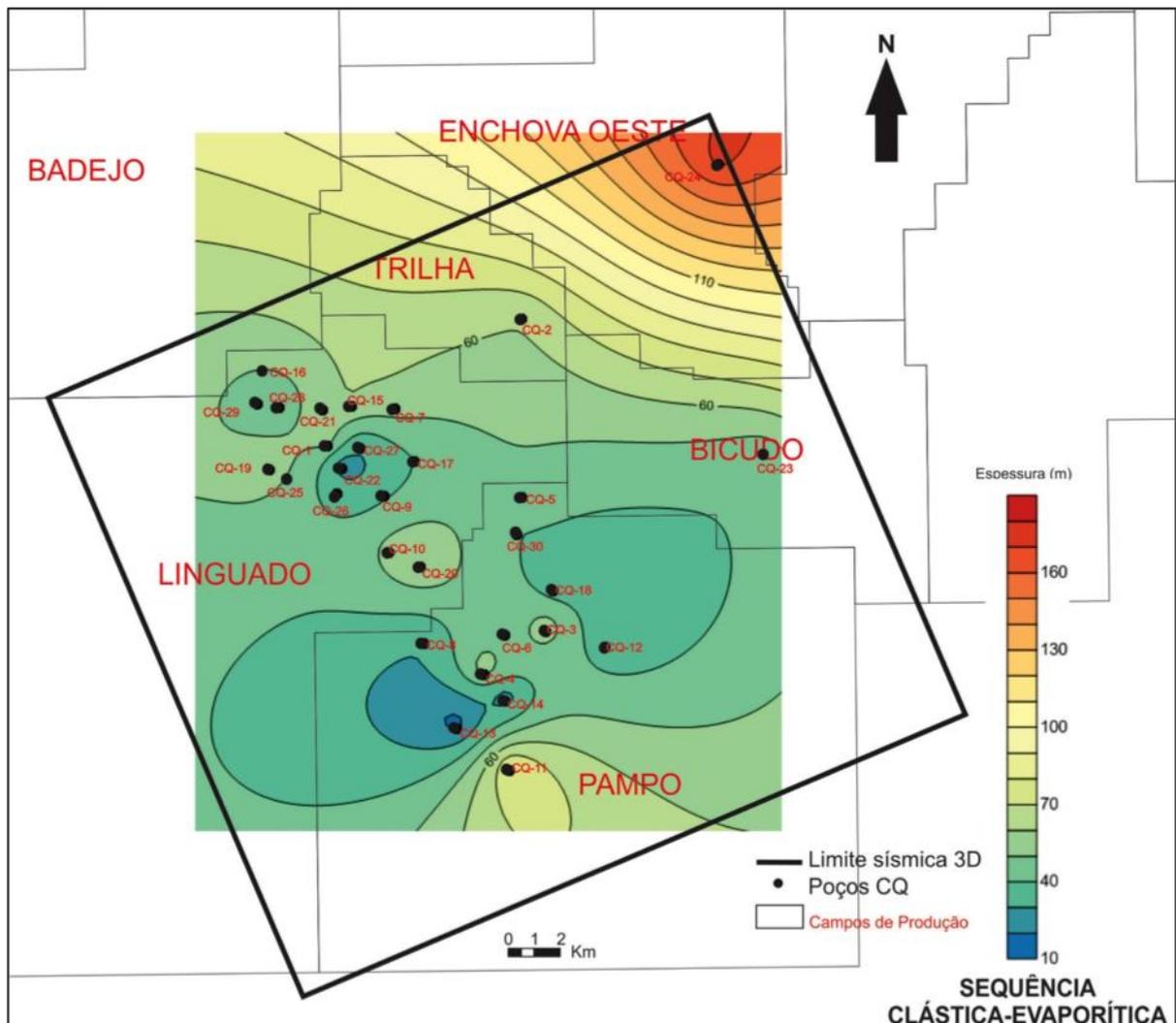


Figura 113. Mapa de isópaca da Sequência Clástica-Evaporítica.

O mapa da base do sal e sua projeção 3D (Figura 114) mostram uma superfície sem grandes altos e baixos e com um mergulho regional para NE. Durante a deposição desses sedimentos o ambiente tectônico já havia completado sua transição para a fase pós-rifte ou transicional e a atividade tectônica era praticamente nula. Os principais lineamentos são de direção NE-SW e NNW-SSE, e compreendem as cicatrizes das estruturas deixadas pelos eventos extensionais anteriores. As falhas que cortam esses sedimentos são, na sua maioria, processos de reativação tectônica, que atuaram após a deposição da camada de sal.

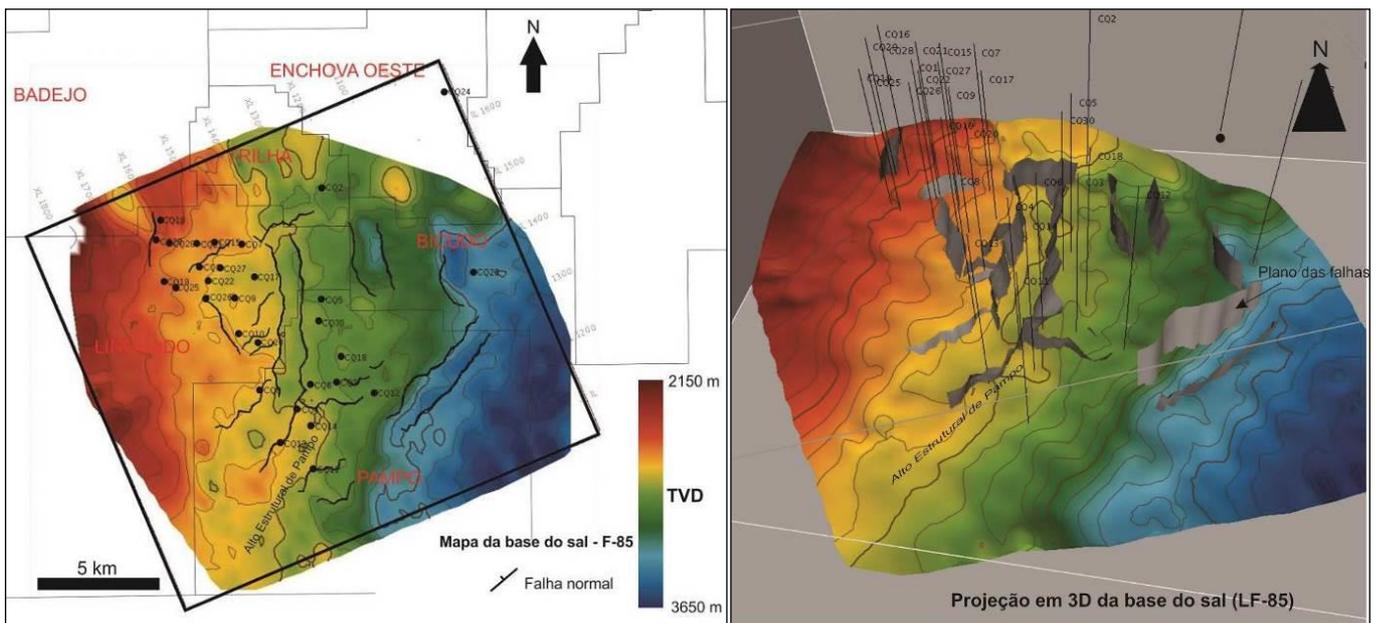


Figura 114. Mapa estrutural da base da Coquina Superior (CS) e projeção em 3D da mesma superfície com os planos de falha (Legenda de profundidade TVD aplicada às duas superfícies).

As falhas sin-sedimentares e de crescimento apresentam fortes evidências de que podem ter atuado como um dos condutos de fluxo de fluidos, e também favorecido os processos diagenéticos que atuaram na formação dos reservatórios; esses processos impactam na espessura e continuidade das principais propriedades físicas que deram origem aos reservatórios carbonáticos, formados pelas coquinas, atuando tanto como barreira e como conduto. Castro (2006) apresenta evidências de que as falhas extensionais, herdadas dos rifteamentos pós-basálticos, exerceram um papel importante na orientação dos processos diagenéticos, pois serviu de conduto para as águas meteóricas, o que promoveu a dissolução e criação da porosidade secundária nas coquinas. Tais evidências foram confirmadas pela presença de coquinas fortemente porosas próximas as principais falhas, e com melhor qualidade do reservatório, como foi constatado também por Horschutz & Scuta (1992).

A Figura 115 é uma representação de diagramas esquemáticos, com seções mostrando a evolução tectônica-estratigráfica das quatro principais sequências deposicionais que compõem o Grupo Lagoa Feia, na porção sudoeste da Bacia de Campos. Os diagramas mostram a evolução iniciando em T1, que representa a configuração tectono-estratigráfica nos andares Aratu e Eo-Buracica, onde ocorreram os primeiros eventos de rifteamento e subsidência. Foi durante esse período também que se depositou a Sequência Clástica Basal, que na área de estudo é marcada por uma associação de paleoambientes de planície fluvio-deltáica e lacustre distal. O T2 representa o Neo-Buracica até o Eo-Jiquiá, e foi onde se intensificou a formação dos grabens e *horsts*, e ocorreu a deposição da Sequência Talco-Estevensita. Durante esse período, a associação de paleoambientes era de planície fluvio-deltáica, lacustre proximal e lacustre distal. O T3 está inserido no contexto do Meso-Jiquiá, e marca um período de intervalo ou diminuição da atividade tectônica para que fosse possível a formação do primeiro depósito de coquina (Coquina Inferior). Durante esse período, iniciava-se a deposição da Sequência das Coquinas, com uma possível pausa na atividade tectônica, e os espaços de acomodação prontos para os depósitos de coquinas. O paleoambiente atuante era o lacustre carbonático proximal. O T4 também está inserido no contexto do Meso-Jiquiá, e mostra o retorno da atividade tectônica com a deposição do que seriam os sedimentos predominantemente siliciclásticos correspondentes aos depósitos Inter-coquinas. O paleoambiente predominante nesse período foi o lacustre distal. A seção T5 representa o intervalo Neo-Jiquiá - Neo-Alagoas e mostra uma nova diminuição e/ou cessar da atividade tectônica com a formação do segundo depósito de coquina (Coquina Superior). Esse evento marca o fim da deposição da Sequência das Coquinas e a volta de um paleoambiente deposicional lacustre carbonáticos proximal. Encerrando a evolução tectono-estratigráfica está o T6, intervalo correspondente ao Meso-Neo-Alagoas com a deposição da Sequência Clástica-Evaporítica. Esse intervalo é marcado, na base, pelo predomínio de frentes de progradação de leques aluviais proximais, parcialmente erodidos, e recobertos pelos evaporitos do topo dessa sequência.

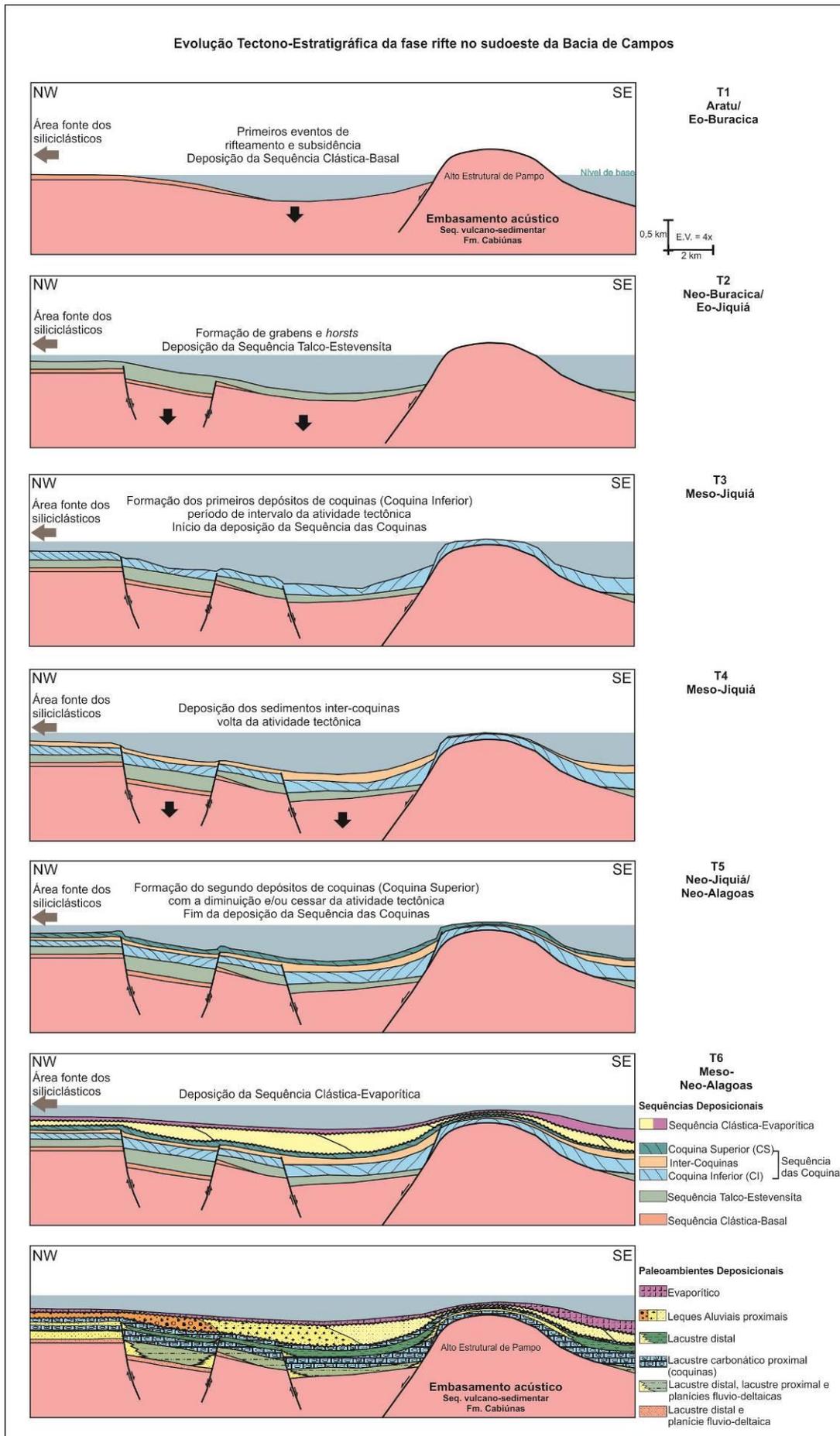


Figura 115. Diagrama esquemático de seções mostrando os principais estágios da evolução tectono-estratigráfica da fase rifte no sudoeste da Bacia de Campos.

5.7 Distribuições das propriedades petrofísicas e configuração do sistema permo-poroso

5.7.1 Nível-reservatório Coquina Inferior 4 (CI-4)

O nível-reservatório CI-4 é tido como o principal produtor no Campo de Linguado, e também é o nível-reservatório mais basal encontrado na Sequência das Coquinas. Os valores de porosidade total (PHIT) encontrados para este nível estão entre 17% e 3%, e os valores de porosidade efetiva, entre 17% e 2%, com saturação de água média abaixo de 25%. A porosidade efetiva (PHIE) apresentou correlação com os atributos sísmicos de Média da Amplitude ($R^2 = 0,90$), RMS ($R^2 = 0,92$), Somatória Absoluta das Amplitudes ($R^2 = 0,92$) e Energia Total ($R^2 = 0,72$). Foi considerado que se obteve uma boa correlação entre as propriedades quando o coeficiente de correlação médio foi $R^2 \geq 0,7$. Na análise do mapa de atributo amplitude RMS da Figura 117, gerado para o nível reservatório CI-4, e do gráfico do tipo *cross-plot* da Figura 116, é possível observar que existe uma correlação com o aumento dos valores de amplitude RMS (anomalias positivas) e o aumento da propriedade petrofísica de PHIE mostrando que é possível interpretar que os maiores valores de porosidade formam *trends* NE-SW na porção sul da área, no Campo de Pampo, e *trends* N-S a norte e leste da área.

A anomalia representada pelas cores amarela, verde e azul representam as regiões com os maiores valores de PHIE, em ordem crescente, e delimitam os principais limites do nível-reservatório para essa propriedade. Utilizando-se das informações interpretadas no mapa, e após a confirmação de correlação obtida no gráfico, é possível constatar que para o nível-reservatório CI-4 as melhores qualidades de reservatório estão localizadas sobre o Campo de Linguado e bordejando o Alto Estrutural de Pampo.

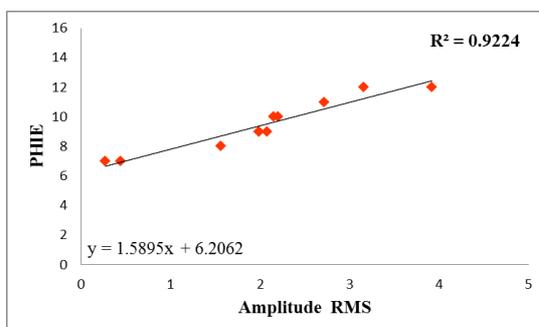


Figura 116. Gráfico do tipo *cross-plot* mostrando a correlação entre o atributo sísmico de RMS e a propriedade petrofísica PHIE para o nível CI-4.

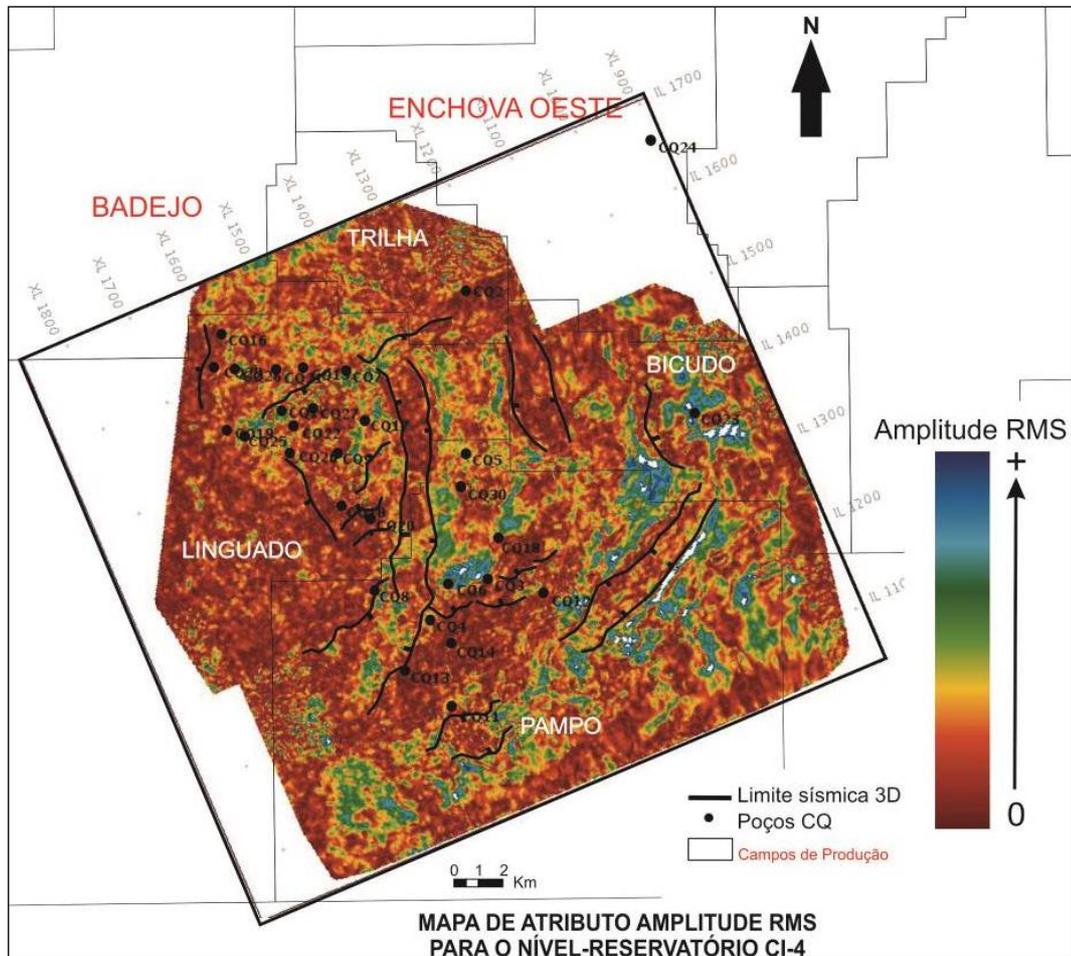


Figura 117. Mapa de atributo de amplitude RMS para o nível reservatório CI-4.

Partindo da análise dos gráficos de correlação entre a propriedade petrofísica de PHIE e os mapas de atributo sísmico obteve-se um coeficiente de correlação de $R^2 = 0,90$ para o mapa de Média da Amplitude (Figura 118). A partir da equação linear obtida com a correlação construiu-se, por meio de uma inversão matemática, um mapa de PHIE para o nível CI-4, entre os campos de Linguado e Pampo, que está ilustrado em mapa e em projeção 3D sobre o topo estrutural da Coquina Inferior (CI) na figura 119.

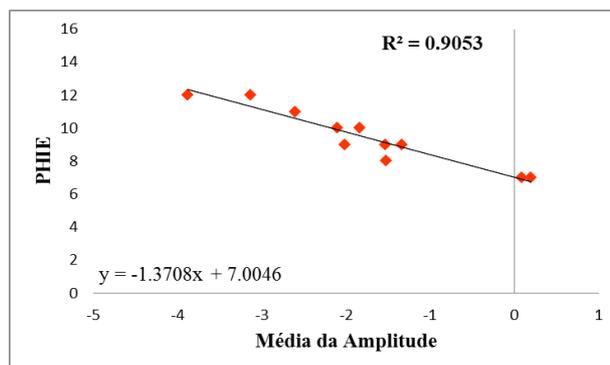


Figura 118. Gráfico do tipo *cross-plot* mostrando a correlação entre o atributo sísmico de Média da Amplitude e a propriedade petrofísica PHIE para o nível CI-4.

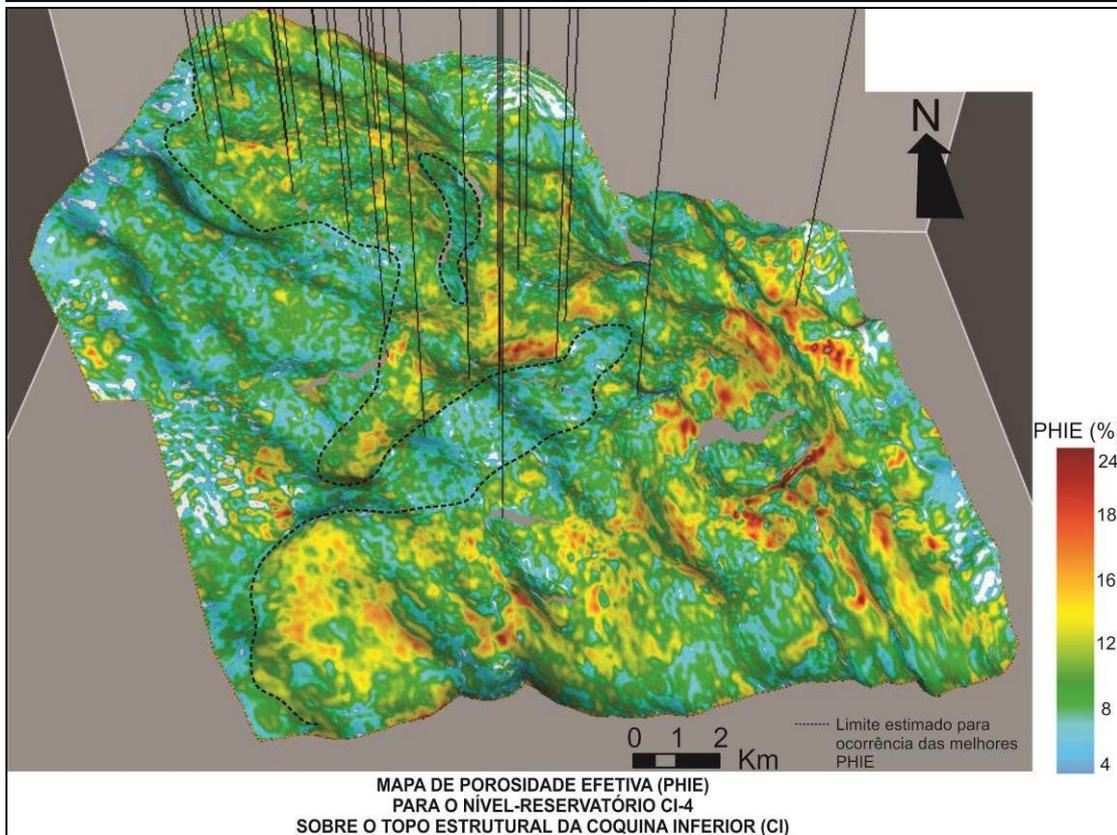
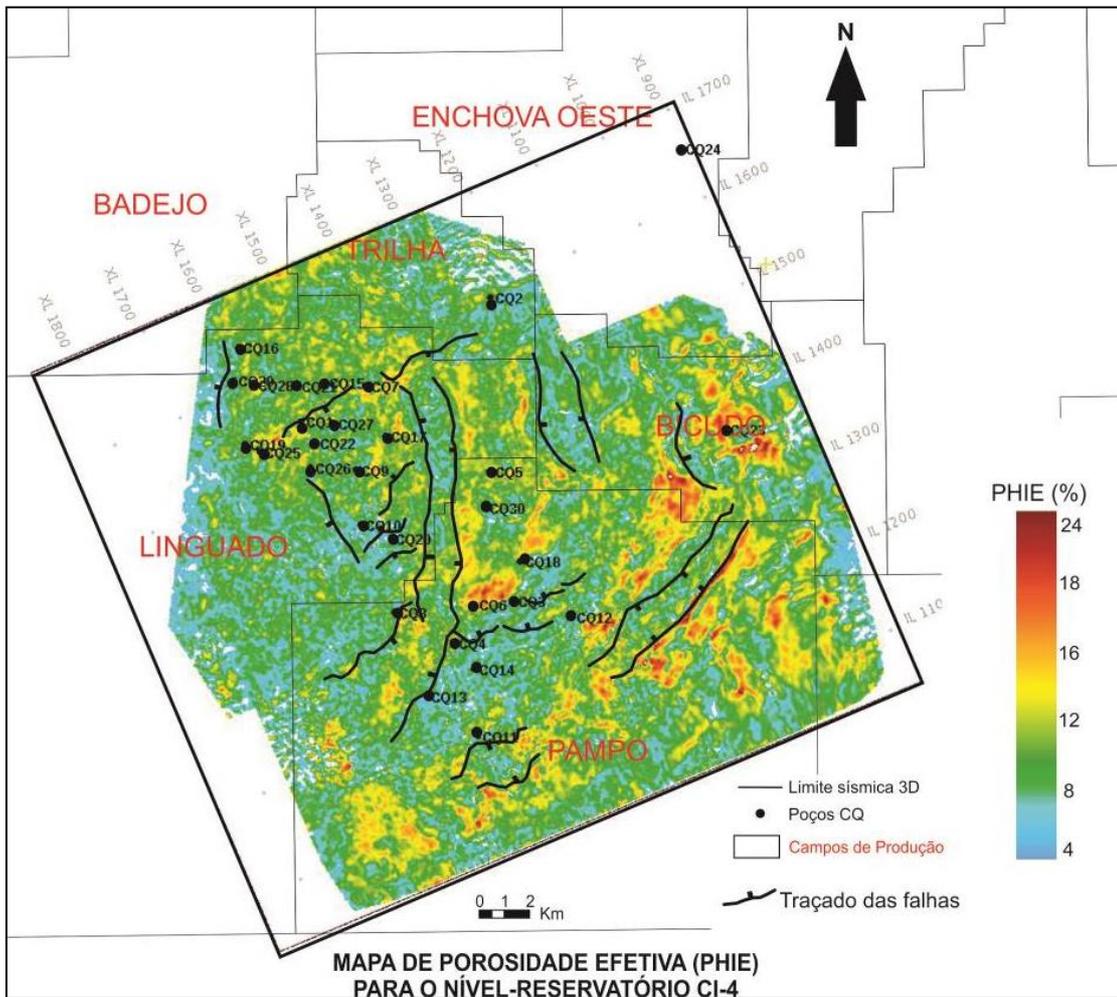


Figura 119. Mapa de PHIE e projeção em 3D sobre o topo estrutural da Coquina Inferior (CI) da PHIE para o nível reservatório CI-4, construído a partir do atributo sísmico de Média da Amplitude.

A distribuição da porosidade efetiva (PHIE) no nível-reservatório CI-4, segundo o mapa da figura 119, mostra que no Campo de Linguado os valores acima de 6% estão na parte central e limitados a leste por falhas, sendo que, após a falha, no bloco baixo, os valores de PHIE estão abaixo de 6%. A distribuição de PHIE, dentro do Campo de Linguado, é bastante homogênea e com alguns pequenos *trends* de direção quase N-S, na porção sul do campo.

Na parte central e sudeste da área, no Campo de Pampo, a distribuição da PHIE ocorre em *trends* NE-SW, com valores próximos a 20%. Os *trends* NE-SW com os altos valores de PHIE (8 a 20%) acompanham os limites dos principais lineamentos, sendo que os maiores valores ocorrem nas bordas e diminuem à medida que adentram as estruturas. Sobre o Alto estrutural de Pampo os valores de PHIE ficam muito próximos de 6% e abaixo.

A análise do mapa de PHIE, para o nível-reservatório CI-4, mostra uma alta influência da estruturação tectônica na distribuição dessa propriedade, com as melhores porosidades seguindo as principais estruturas com direção NW-SE. O controle deposicional é um importante condicionante da qualidade permo-porosa desse nível-reservatório; isso porque a tectônica ativa e intermitente proporcionou a abertura de espaços de acomodação e a formação de barreiras que atuam na seleção das fácies de alta energia, no acúmulo, no retrabalhamento e na conseqüente formação e preservação das melhores condições para os reservatórios. Outros fatores também são tidos como muito atuantes na qualidade permo-porosa desses reservatórios, como a dissolução dos poros e das conchas por água meteórica; esse processo foi possível devido à existência das falhas e fraturas, que deformaram e proporcionaram a percolação de fluidos durante a formação desses reservatórios e é tido como um relevante fator diagenético.

Entre os mapas de atributo obtidos com o cubo de *Sweetness*, o mapa de RMS *sweetness* apresentou correlação de $R^2 = 0,91$, com a propriedade de espessura do nível CI-4, como está ilustrado na Figura 120. O mapa de atributo RMS *sweetness*, gerado para o nível CI-4, que está ilustrado na Figura 121, mostra uma configuração para a distribuição das maiores espessuras muito semelhante ao mapa de isópacas (item 5.6), construído com informações de poço e obtido para o mesmo nível.

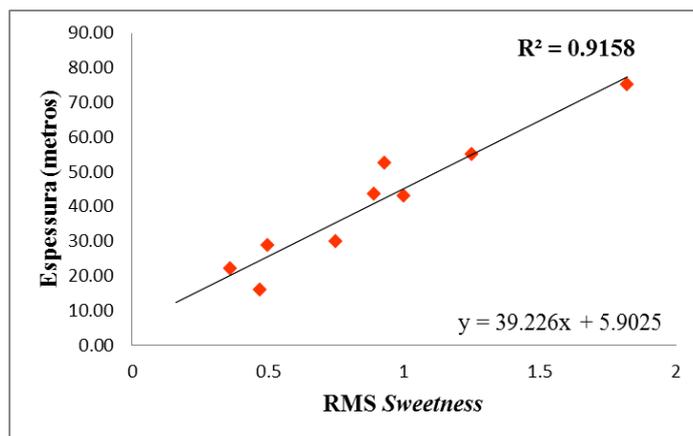


Figura 120. Gráfico do tipo *cross-plot* mostrando a correlação entre o atributo sísmico de RMS *sweetness* e a espessura em metros do nível CI-4.

Segundo o que se pode observar no mapa de RMS *sweetness* da Figura 121, as maiores espessuras, no Campo de Linguado, estariam localizadas a leste e limitadas abruptamente, também a leste, por uma falha de direção N-S.

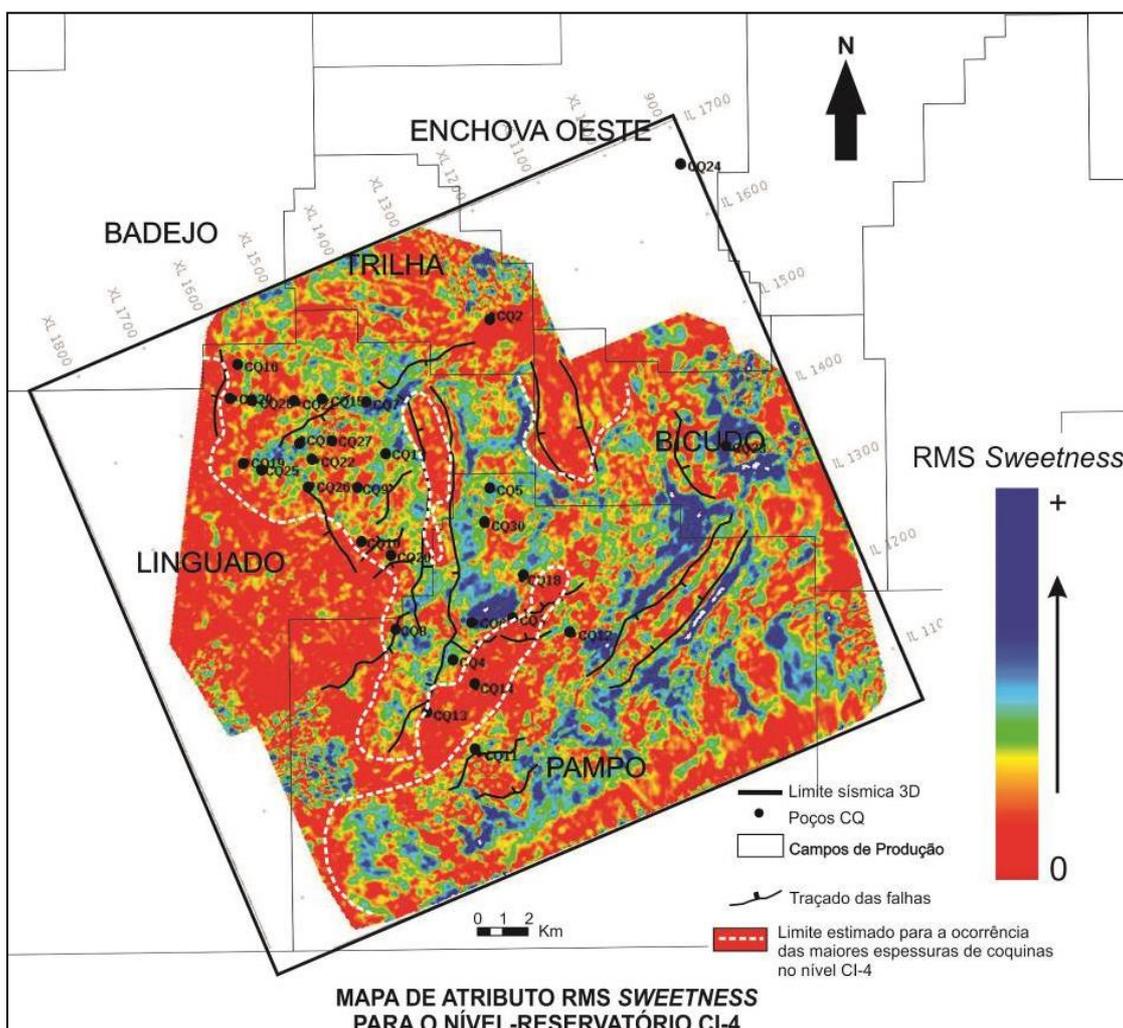


Figura 121. Mapa de atributo de RMS *Sweetness* para o nível reservatório CI-4

Na distribuição lateral das espessuras, descritas anteriormente no item 5.5 na Seção Estratigráfica de Linguado 2, mostra que ocorre um espessamento do nível CI-4, de oeste para leste, confirmando a resposta das anomalias do mapa de RMS *sweetness* da Figura 121. No Campo de Pampo as respostas de anomalias do mapa de RMS *sweetness* mostram que as maiores espessuras estariam localizadas a noroeste e sudeste, bordejando o Alto Estrutural de Pampo. A Seção Estrutural 1 de Pampo, do item 5.5 confirma que as menores espessuras ocorrem sobre o Alto de Pampo e aumentam nos poços localizados no bloco baixo, a noroeste da falha, que limita esse alto estrutural.

Em uma comparação com os dados da literatura, o mapa do topo da zona VI-A de Baumgartem et al. (1988), e do topo do reservatório de coquinas barremiano de Horschutz et al. (1990), ilustrados nas figuras 122(A) e 122(B), mostram um contorno muito parecido com o obtido pelas anomalias do mapa de atributo RMS *sweetness* do nível-reservatório CI-4.

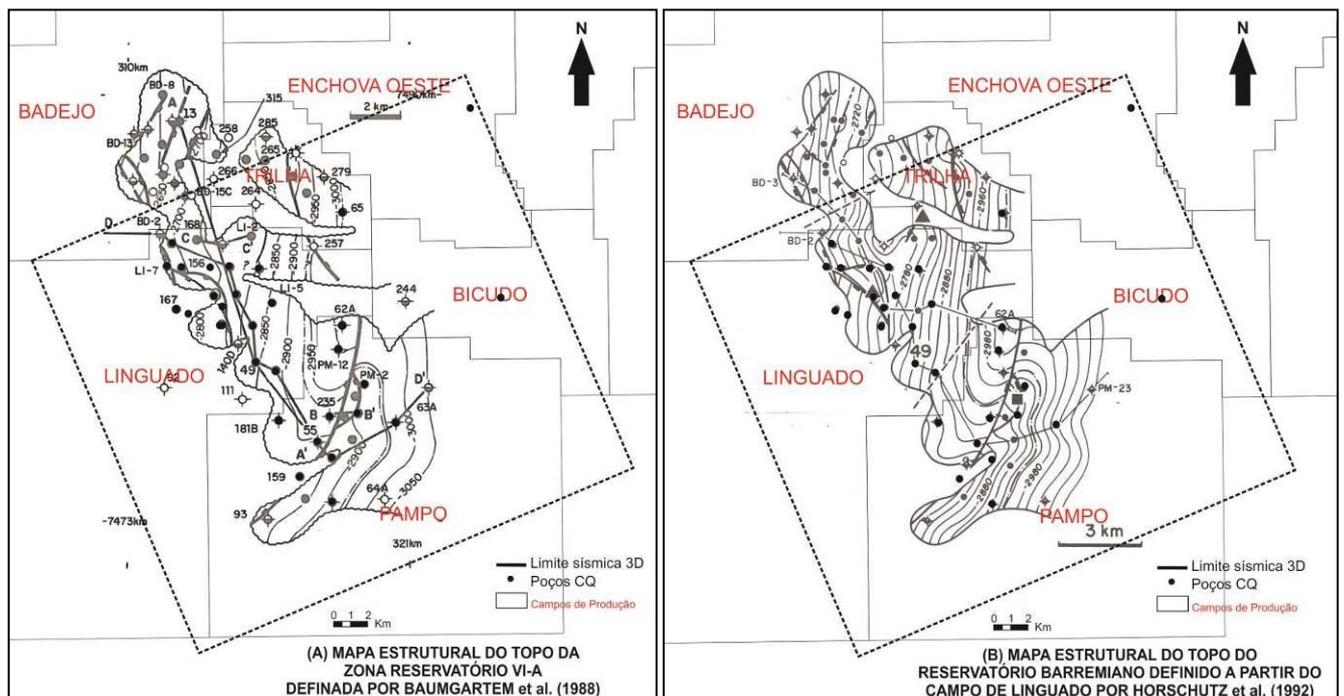


Figura 122. (A) Mapa estrutural do topo da zona reservatório VI-A definido por Baumgartem et al. (1988); (B) Mapa estrutural do topo do reservatório barremiano definido a partir do Campo de Linguado por Horschutz et al. (1990).

5.7.1 Nível-reservatório Coquina Superior (CS)

O nível-reservatório CS está localizado no topo da Sequência da Coquinas, com propriedades petrofísicas de porosidade efetiva (PHIE) variando entre 16,5% e 2%, e porosidade total (PHIT) entre 17% e 3%. Os atributos sísmicos de amplitude, que apresentam correlação $R^2 \geq 0,7$ foram a Amplitude e Média das Amplitudes. A correlação da porosidade efetiva (PHIE) e o atributo de Amplitude apresentam coeficiente de correlação $R^2 = 0,89$ como está ilustrado na Figura 123. O mapa de amplitude mostra que, com a diminuição da amplitude negativa ocorre um aumento da PHIE para o nível CS.

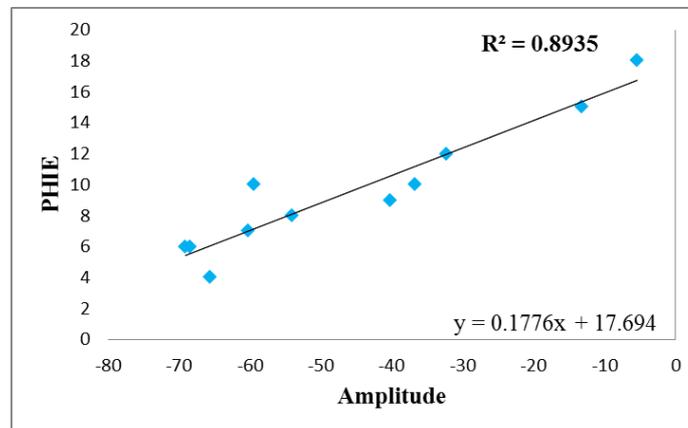


Figura 123. Gráfico do tipo *cross-plot* mostrando a correlação entre o atributo sísmico de Amplitude e a propriedade petrofísica de PHIE nível CS.

A propriedade PHIE representa os poros interconectados, e está presente nos carbonatos formado pelas coquinas. Na análise do mapa de amplitude da Figura 124, a PHIE no nível-reservatório CS é maior na porção noroeste da área (Campo de Linguado) e diminuiu para sudeste (Campo de Pampo). Na porção noroeste da área (Campo de Linguado), o nível CS apresenta uma maior composição carbonática, e os melhores valores estimados de PHIE estão relacionados às anomalias positivas de amplitude.

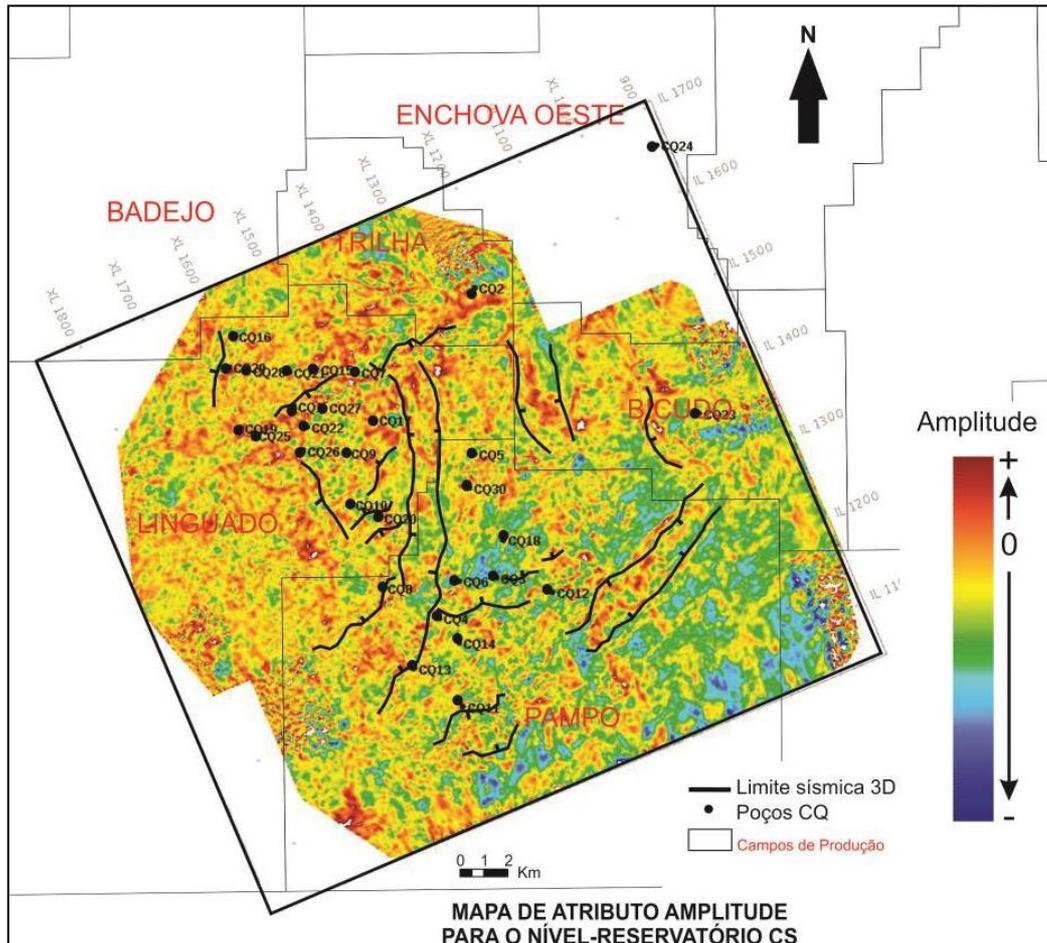


Figura 124. Mapa de atributo de Amplitude para o nível reservatório CS.

O mapa de amplitude, descrito anteriormente, e ilustrado na Figura 124, também apresenta correlação com a propriedade petrofísica de índice de radioatividade (I_{gr}) com coeficiente de correlação $R^2 = 0,76$, como ilustrado na figura 125.

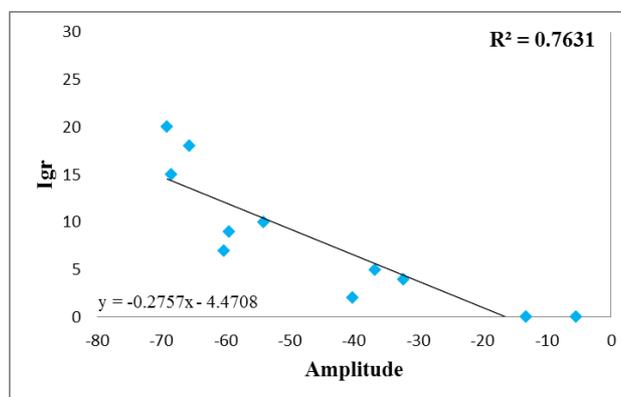


Figura 125. Gráfico do tipo *cross-plot* mostrando a correlação entre o atributo sísmico de Amplitude e a propriedade petrofísica de I_{gr} para o nível CS.

Os valores de I_{gr} aumentam a medida que os valores de amplitude ficam mais negativos, um comportamento inverso ao da propriedade PHIE, como já era esperado. Neste

mapa é possível observar que ocorre um aumento significativo dos valores de Igr de noroeste para sudeste na área, mostrando que a relação carbonato/folhelho do Campo de Linguado é a maior encontrada na área, e diminui em direção aos campos de Pampo e Bicudo.

Utilizando-se do mesmo princípio aplicado ao nível-reservatório CI-4, foi feita uma inversão matemática, baseada na equação linear obtida na correlação entre os mapas de Média da Amplitude e PHIE; a correlação está ilustrada na Figura 126 ($R^2 = 0,89$). Obteve-se assim o mapa de PHIE para o nível-reservatório CS, o qual está ilustrado na figura 127.

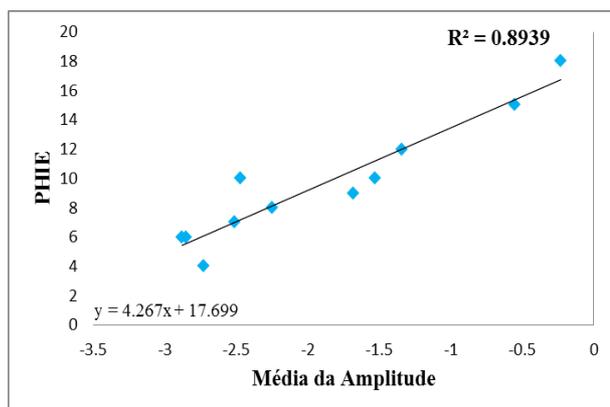


Figura 126. Gráfico do tipo *cross-plot* mostrando a correlação entre o atributo sísmico de Amplitude e a propriedade petrofísica de Igr para o nível CS.

Analisando o mapa de PHIE para o nível CS, é possível observar que a distribuição dos valores mostra uma tendência geral para área, com diminuição de PHIE de noroeste para sudeste. A região em branco do mapa, na porção sudeste da área, mostra valores de PHIE menores que 3% e foram descartados no mapa por estarem abaixo dos menores valores encontrados como parâmetros de corte nos campos de Linguado e Pampo. O mapa de PHIE (Figura 127) mostra valores entre 4% e 24% e a distribuição das maiores porosidades ($\geq 16\%$) estão sobre o Campo de Linguado com muito pouca estruturação nas direções de NW-SE e N-S. A partir da visualização da distribuição de PHIE sobre a superfície 3D da base do sal (Figura 127) é possível observar que não houve influência da tectônica-estrutural no sistema permo-poroso e na qualidade desse nível-reservatório, assim como na distribuição de suas espessuras. Tal análise nos leva a conclusão de que os fatores deposicionais como as oscilações climáticas, atuaram na seleção e no retrabalhamento para a formação dos bancos de coquinas, assim como, os processos diagenéticos, foram os que mais influenciaram na distribuição permo-porosa para esse nível-reservatório.

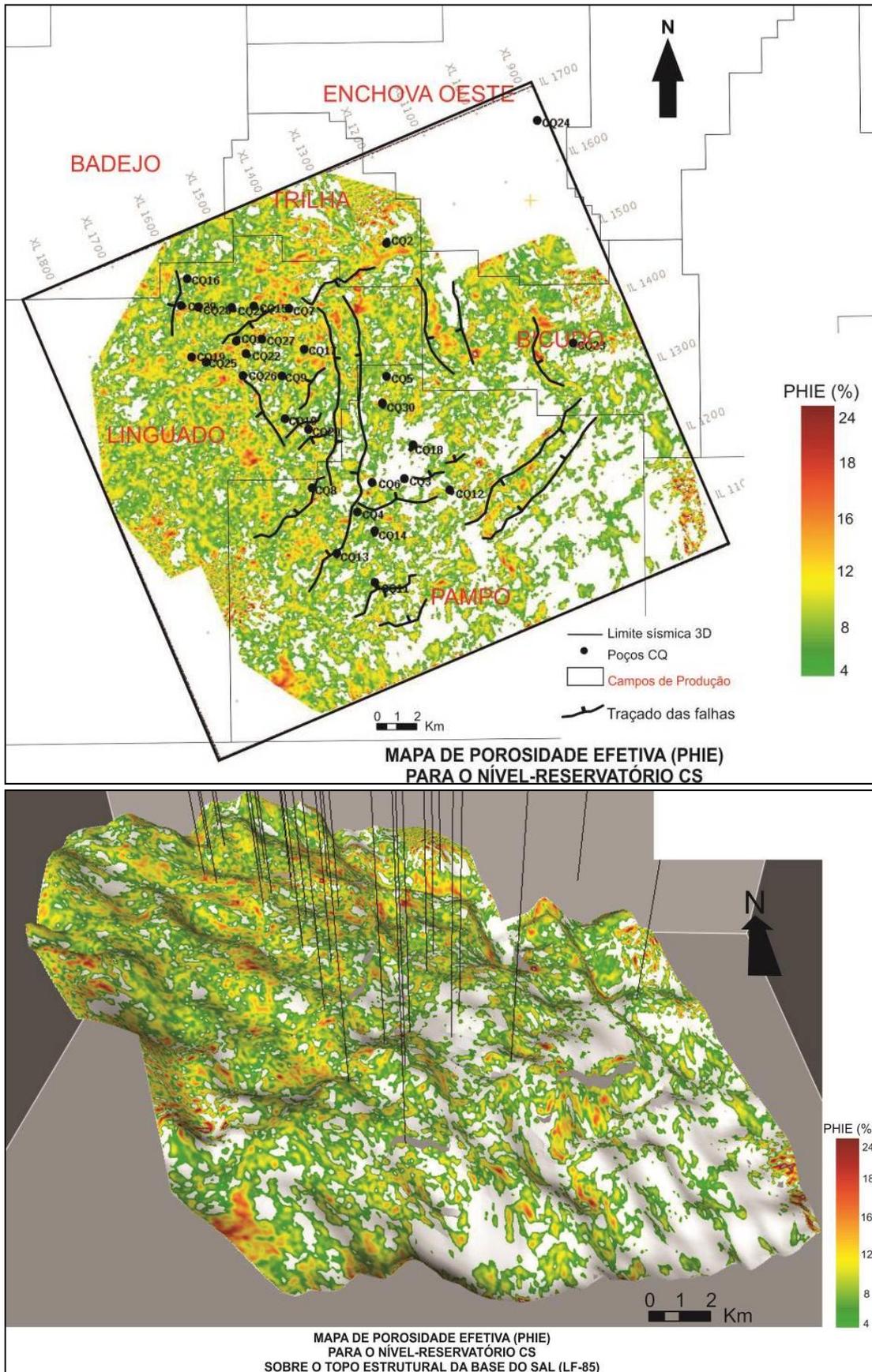


Figura 127. Mapa de PHIE e projeção em 3D sobre o topo estrutural da Base do Sal (LF-85) da PHIE para o nível reservatório CS construído a partir do atributo sísmico de Média da Amplitude.

6. CONCLUSÕES

As análises geológico-geofísicas aplicadas neste trabalho apresentam algumas conclusões sobre a distribuição, tanto vertical quanto horizontal, das principais propriedades físicas que caracterizam os reservatórios carbonáticos formados pelas coquinas, e que estão contextualizadas na seção rifte da porção sudoeste da Bacia de Campos.

Para as áreas dos Campos de Linguado e Pampo foram definidas quatro sequências deposicionais, ao longo da seção estratigráfica, que compõe o Grupo Lagoa Feia. As sequências deposicionais compreendem ciclos de 3º ordem e podem ser caracterizadas, da base para o topo:

1. **Sequência Clástica-Basal:** compreende um ciclo transgressivo; essa sequência é limitada no topo pelo marco estratigráfico LF-20, e apresenta uma combinação de paleoambientes deposicionais que vão desde o lacustre distal, o evaporítico, até o de planície fluvio-deltaica mostrando que são encontradas, na área estudada, as porções mais distais dos depósitos dessa sequência.
2. **Sequência Talco-Estevensita:** constituída por três ciclos, um regressivo, um transgressivos, e finaliza com um regressivo; essa sequência é limitada na base pelo marco LF-20 e no topo pelo marco LF-35, e apresenta uma combinação de paleoambientes deposicionais que se iniciam, na base, como lacustre distal e carbonático distal, se intercalando com evaporíticos, migrando para lacustre proximal e para planícies fluvio-deltaicas no topo. As Sequências Clástica-Basal e Talco-Estevensita apresentam um avanço dos sedimentos de NNW para SSE. Suas maiores espessuras se concentram dentro dos baixos estruturais, estando ausente sobre o Alto Estrutural de Pampo, o que configura esse alto estrutural como pré-existente durante a deposição dos primeiros sedimentos da fase rifte do Grupo Lagoa Feia;
3. **Sequência das Coquinas:** compreende um ciclo transgressivo na base, seguido de um ciclo regressivo, que representa todo o pacote da Coquina Inferior, um ciclo transgressivo (entre-coquinas) e um ciclo regressivo que representa o pacote da Coquina Superior; a Sequência das Coquinas é limitada na base pelo marco LF-35 e no topo pelo marco LF-80, que representa uma discordância regional que marca o fim da fase rifte e é conhecida como Pré-neo-Alagoas. Consiste na combinação de paleoambientes deposicionais, que atuaram nessa sequência, uma intercalação

entre os paleoambientes lacustre distal e o lacustre carbonático raso, onde se formaram os depósitos de biocumulados denominados coquinas. Essa sequência apresenta uma direção de deposição dos sedimentos de NNW para SSE, com as maiores espessuras localizadas a norte da área de estudo e sobre os baixos estruturais. Seus sedimentos migraram através de cunhas progradantes de norte para sul, preferencialmente, e se acumularam nos baixos deposicionais e em torno de dois principais altos estruturais.

4. **Sequência Clástica-Evaporítica:** compreende um ciclo regressivo; a Sequência Clástica-Evaporítica é limitada na base pelo marco LF-80, e representa os sedimentos da fase pós-rifte ou transicional. A combinação dos paleoambientes deposicionais propostos, mostra a ocorrência de leques aluviais próximos na base, limitados no topo pelo marco LF-85, e que representa a discordância da base do sal e o início de um paleoambiente evaporítico. A sequência apresenta uma distribuição constante de espessura, ao longo da área estudada, o que seria um indicativo de um ambiente tectônico que já havia completado sua transição para a fase pós-rifte ou transicional, e a atividade tectônica era praticamente nula.

Um detalhamento para a Sequência das Coquinas propõe um novo zoneamento em níveis-reservatório, baseado na análise estratigráfica dos perfis de poço, onde seus limites estão associados a ciclos de 4º ordem, que podem ser assim reconhecidos, da base para o topo:

- a. **Coquina Inferior 5 (CI-5):** apresenta um ciclo regressivo-transgressivo ou uma sequência com um ciclo regressivo-transgressivo seguido de dois regressivos;
- b. **Coquina Inferior 4 (CI-4):** formado por um ou dois ciclos regressivos, representando o principal nível-reservatório; no nível reservatório Coquina Inferior – 4 (CI-4), a distribuição é bastante afetada pelas falhas normais. As maiores espessuras estão localizadas dentro dos baixos estruturais do embasamento (grabens e semi-grabens) e próximas aos principais planos de falhas, como resultados de sua deposição sin-sedimentar à falha ainda ativa.
- c. **Coquina Inferior 3 (CI-3):** compreende um ciclo regressivo-transgressivo, ou duas sequências de ciclos regressivos-transgressivos ou então uma sequência regressivo-transgressivo seguido de um regressivo;
- d. **Coquina Inferior 2 (CI-2):** identificado como um par regressivo-transgressivo ou uma sequência regressivo-transgressivo, seguido de um ciclo regressivo; representa o segundo mais importante nível-reservatório; o nível reservatório Coquina Inferior – 2

(CI-2) apresenta as maiores espessuras sobre os campos de Linguado e Pampo; está deformado pelas falhas normais que agiram durante a fase rifte e também pela inversão do movimento dessas falhas. Essas falhas acabam provocando uma inversão estrutural e colocando o poços, até então localizados em um baixo, como um alto estrutural, e afetando a deposição dos sedimentos adjacentes.

- e. **Coquina Inferior 1 (CI-1)**: constituído por um único ciclo regressivo; localizado no topo da Coquina Inferior, não apresenta qualidades significativas para que seja um nível-reservatório produtor;
- f. **Coquina Superior (CS)**: representado por um ou dois ciclos regressivos; o nível reservatório que compreende a Coquina Superior (CS) tem uma distribuição bastante homogênea ao longo da seção, com um sutil afinamento à medida que se aproxima do campo de Pampo. A configuração tectônica desse nível apresenta algumas mudanças, como a influência da inversão do movimento da falha, o fato de que nem todas as falhas seguem cortando esse nível, o que mostra uma diminuição da intensidade do então regime tectônico vigente, enquanto que apenas algumas falhas seguiram ativas.

Sobre o ponto de vista tectono-estrutural, foi mapeada uma sucessão de estruturas cortadas por falhas, com rejeito normal, que estão inseridas no contexto do sistema rifte (formando feições do tipo grabens, semi-grabens e *horsts*). Algumas dessas falhas apresentam inversão de movimento e rejeito inverso, e algumas também seguem deformando os sedimentos mais recentes, o que nos permite concluir que ocorreu prováveis processos de reativações posteriores a deposição desses sedimentos. O intervalo que compreende toda a Coquina Inferior (CI), e onde estão contidos os níveis CI-2 e CI-4, apresenta pontos de espessamento próximo aos planos de falha, mais especificamente localizados no bloco baixo, e que pode indicar o resultado da atuação das falhas normais sin-deposicionais. A Coquina Inferior, apresenta, padrões sismoestratigráficos do tipo *downlap*, que permitem a associação com as cunhas progradantes ou a eventos agradacionais. A direção preferencial de migração dos sedimentos, dos níveis-reservatórios CI-4 e CI-2, é de NNW para SSE, na porção noroeste, e de SSE para NNW na porção sudeste, adjacente ao Alto Estrutural de Pampo. O pacote sedimentar carbonático correspondente à Coquina Superior (CS) apresenta duas direções de migração dos sedimentos, uma de NNW para SSE e outra de SW para NE, e sua distribuição de espessura é mais homogênea pela área, tendo havido assim, pouca ou nenhuma influência tectônica no processo de formação desse depósito;

A análise petrofísica indica ao menos dois tipos de reservatórios, com porosidades efetivas de 15% e 3% no Campo de Linguado, e com porosidades efetivas em torno 12% e 5% para o Campo de Pampo. O nível-reservatório CI-4 é o que apresenta as melhores respostas de espessura (12 à 150 m) e altas qualidades de reservatório para o Campo de Linguado (valores médios de Igr = 10%; PHIE = 11%, Sw ≤ 18%), enquanto que no Campo de Pampo, os níveis CI-4 (valores médios de Igr = 15; PHIE = 7,5%, Sw ≤ 30 %) e CI-2 (valores médios de Igr = 13; PHIE = 7%, Sw ≤ 26 %) apresentam potencial para reservatório.

As conclusões, baseadas nos gráficos de análise da composição mineral e de rocha para os níveis-reservatórios, mostram duas tendências principais de composição mineralógica e de rocha, sendo uma para o nível-reservatório CI-4, que segue uma distribuição sobre a linha correspondente a um calcário, com predomínio de composição calcítica, e uma para o nível reservatório CI-2, com a distribuição dos pontos no gráfico seguindo uma tendência na qual as porosidades totais < 10% apresentam um composição de rocha calcária, composta predominantemente, por calcita, e nas porosidades > 10%, uma composição de rocha calcária composta parte por calcita e parte por dolomita.

A correlação das principais propriedades coletadas em perfil e calculadas pela petrofísica apresentaram correlações que vão de $R^2 \geq 0,7$ até $R^2 \geq 0,92$ para os atributos sísmicos de amplitude, *Sweetness* e Impedância Acústica relativa. Os atributos sísmicos de amplitude, amplitude RMS e Média da Amplitude, extraídos do volume sísmico de amplitude nos intervalos dos horizontes correspondentes aos níveis-reservatórios CI-4, CI-2 e CS, apresentam correlação com os valores coletados nos perfis de densidade (RHOB), sônico (DT), PHIE e Índice de radioatividade. Dos demais atributos sísmicos gerados, o atributo sísmico Instantâneo de *Sweetness* apresenta correlação com a espessura do nível-reservatório CI-4; e o atributo sísmico de Impedância Acústica Relativa apresenta correlação com a porosidade efetiva e o índice de radioatividade nos níveis CI-4 e CI-2, respectivamente. Isto indica que existe uma correlação entre a propriedade física da rocha lida no perfil e a principal propriedade expressa no cubo sísmico interpretado, que é a amplitude.

Finalmente a análise da distribuição da propriedade de PHIE para o nível-reservatório CI-4 mostra uma forte influência da estruturação tectônica na distribuição dessa propriedade, com as melhores porosidades seguindo as principais estruturas com direção NW-SE. O controle deposicional é um importante condicionante da qualidade permo-porosa desse nível-reservatório, isso porque a tectônica ativa e intermitente proporcionou a abertura de espaços de acomodação e a formação de barreiras que aturam na seleção das fácies de alta energia, no

acúmulo, no retrabalhamento e na conseqüentemente formação e preservação dos melhores condições para os reservatórios. Outros fatores também são tidos como muito atuantes na qualidade permo-porosa desses reservatórios, como a dissolução dos poros e das conchas por água meteórica. Esse processo foi possível devido à existência das falhas e fraturas que deformaram e proporcionaram a percolação de fluidos durante a formação desses reservatórios, e é tido como um relevante fator diagenético no controle da qualidade permo-porosa. A análise da distribuição da propriedade PHIE para o nível-reservatórios CS mostra que não houve influência da tectônica-estrutural no sistema permo-poroso e na qualidade desse nível-reservatório, assim como na distribuição de suas espessuras. Tal análise nos leva a conclusão de que os fatores deposicionais como a seleção e o retrabalhamento para a formação dos bancos de coquinas, assim como, os processos diagenéticos, foram os que, possivelmente, mais influenciaram na distribuição permo-porosa para esse nível-reservatório.

7. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABRAHÃO, D.; WARME, J.E. Lacustrine and Associated Deposits in a Rifted Continental Margin-Lower Cretaceous Lagoa Feia Formation, Campos Basin, Offshore Brasil. In: Katz, B. J. (ed) Lacustrine Basin Exploration: Case Studies and Modern Analogs: AAPG Memoir 50, p. 287-305, 1990.

ALMEIDA, F.F.M. 1967. Evolução e evolução da Plataforma Brasileira. Rio de Janeiro, DNPM-DGM, Boletim, 241, 36p.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS, 2014. Anuário Estatístico 2014. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/?pg=77516&m=&t1=&t2=&t3=&t4=&ar=&ps=&1453208685521>>. Acesso em: 19 jan. 2016.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS, 2015. Anuário Estatístico 2015. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/?pg=76798&m=&t1=&t2=&t3=&t4=&ar=&ps=&1453208262366#Se_o2>. Acesso em: 19 jan. 2016.

ARCHIE, G.E. The electrical resistivity log as an aid in determining some reservoir characteristics. In: Journal of Petroleum Technology, v.5, p. 54-62. 1942

ASQUITH, G. & KRYGOWSKI, D. Basic Well Log Analysis. AAPG Methods in Exploration Series 16, Tulsa, 243pp. 2004.

ASMUS, H.E & PONTE, F.C. The Brazilian marginal basins. In: NAIRN, A.E. & STEHLI, F.G. eds., The ocean basins and margins, v. 1, The South Atlantic: New York, Plenum Press, p. 87-133. 1973

ASMUS, H.E. Controle estrutural da deposição mesozoica nas bacias da margem continental brasileira. Revista Brasileira de Geociências, n. 5, p.75-88. 1975.

ASMUS, H.E. & GUAZELLI, W. Descrição sumária das estruturas da margem continental brasileira e das áreas continentais adjacentes, hipótese sobre o tectonismo causado e aplicações no prognóstico de seu potencial em recursos minerais. In: ASMUS, H.E. eds., Estruturas e Tectonismo da Margem Continental Brasileira e de suas Implicações nos Processos Sedimentares e na Avaliação do Potencial de Recursos Minerais. Projeto Remac, Petrobrás, 9: p. 187-269. 1981

ASMUS, H.E. Geotectonic significance of Mesozoic-Cenozoic magmatic rocks in the Brazilian continental margin and adjoining emerged area. In: Congresso Latino Americano de Geologia, 5, Buenos Aires: Seção Geológico Nacional, v. 3, p. 761-779. 1982

ASMUS, H.E. & BAISCH, P.R. Geological evolution of the Brazilian continental margin. Episodes 4, p. 3-9. 1983

BASSIOUNI, Z. Theory, Measurement and Interpretation of Well Logs. Primeira Edição. Richardson – TX: SPE, 384 p. (SPE Textbook Series Vol.4). 1994.

BASTOS, G. LUPARELLI, A. Bacia de Campos – Brasil 13º Rodada de Licitação de Petróleo e Gás, ANP, 2015. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/?pg=77883&m=&t1=&t2=&t3=&t4=&ar=&ps=&1453208995542>>. Acesso em: 19 jan 2016.

BAUMGARTEN, C.S.; DULTRA, A.J.C.; CARVALHO, M.D. Zoneamento do intervalo de coquinas Lagoa Feia em Pampo, Linguado e Badejo. Rio de Janeiro, PETROBRAS. DEPEX (nota técnica) Relatório não publicado. 1983.

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

BAUMGARTEM, C. S.; DULTA, A. J. C.; SCUTA, M. S.; FIGUEIREDO, M. V. L.; SEQUEIRA, M. F. P. B. Coquinas da Formação Lagoa Feia, bacia de Campos: Evolução da Geologia de Desenvolvimento. Boletim de Geociências Petrobras, Rio de Janeiro, n. 2 (1), p. 27-36, 1988.

BERTANI, R. T.; CAROZZI, A. V. Microfácies, Depositional Models and Diagenesis of Lagoa Feia Formation (Lower Cretaceous), Campos Basin, Offshore Brazil. Ciência Técnica Petróleo. Seção Exploração de Petróleo nº 14. 1984, 104p.

BERTANI, R.T.; CAROZZI, A.V. Lagoa Feia Formation (Lower Cretaceous), Campos Basin, offshore Brasil: rift-valley stage lacustrine carbonate reservoir. Journal of Petroleum Geology, v.8, p. 37-58 e p. 199-220, 1985.

BIZZOTO, A. C., Coquinas eoaptianas do sudoeste da Bacia de Campos: fácies deposicionais, eventos diagenéticos e fatores controladores do reservatório. 2013. ...f. Dissertação de Mestrado – Instituto de Geociências e Ciências Exatas, Universidade Estadual Paulista, Rio Claro, 2014.

BURKE, J.A.; CAMPBELL, R.L.; SCHMIDT, A.W. The Lithoporosity cross plot. SPWLA 10th Ann. Symp. Trans., p. 1-29. 1969.

BROWN, A. R. Interpretation of 3-D Seismic Data. **AAPG Memoir**, 42, 3th edition, 341p., 1993.

BRUHN, C. H. L.; GOMES, J.A.T.; LUCCHESI JR.,C.D.; JOHANN, P. R. S. Campos Basin: Reservoir Characterization and Management – Historical Overview and Future Challenges. In: OFFSHORE TECHNOLOGY CONFERENCE OTC 15220, 2003, Houston, Texas, USA.

BRUHN, C.H.L. Deep-Water Reservoirs from the Eastern Brazilian Rift and Passive Margin Basins. AAPG Intenational Conference & Exhibition, Rio de Janeiro, part 2. 187p. 1998

CARMINATTI, M.; DIAS, J. L.; WOLFF, B. From Turbidites to Carbonates: Breaking Paradigms in Deep Waters. In: Offshore Technology Conference held in Houston, Texas, 4-7 May 2009.

CARVALHO, M. D.; MONTEIRO, M.; PIMENTEL, A.M.; REHIM, H.A.A.A. Microfácies, diagênese e petrofísica das coquinas da Formação Lagoa Feia em Badejo, Linguado e Pampo, Bacia de Campos. PETROBRAS-CENPES-Diger, relatório interno, 130p. 1984.

CARVALHO, M. D.; PRAÇA, U. M.; SILVA-TELLES, A. C.; JAHNERT, R.J., DIAS, J.L. Bioclastic carbonate lacustrine facies models in the Campos Basin (Lower Cretaceous), Brazil. In GIERLOWSKI-KORDESCH, E.H. & KELTS, K.R., eds., Lake basins through space and time: AAPG Studies in Geology, 46, p. 245-256. 2000.

CASTRO, J.C.; AZAMBUJA FILHO, N.C. Fácies, análise estratigráfica e reservatórios da Formação Lagoa Feia, Cretáceo Inferior da Bacia de Campos: PETROBRAS/CENPES/LABOR, Relatório interno, CENPES-1.940, 110p. 1981.

CASTRO, J. C. Evolução dos conhecimentos sobre as coquinas-reservatório da Formação Lagoa Feia no Trend Badejo-Linguado-Pampo, Bacia de Campos. Revista Geociências, Rio Claro, v. 25, p. 175-186, 2006.

CATUNEANU, O. Principles of Sequence Stratigraphy. Elsevier, Amsterdam, 2006, 375p.

CATUNEANU, O.; GALLOWAY, W.E.; KENDALL, C.G.St.C.; MIAL, A.D.; POSAMENTIER, H.W.; STRASSER, A.; TUCKER, M.E. Sequence Stratigraphy: Methodology and Nomenclature. Newsletters on Stratigraphy, Germany, v.44/3, p.173-245. 2011

CHAMBRIARD, M. Brazilian O&G sector – Current scenario and perspectives: 13th Bidding Round, 2015. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/?pg=77883&m=&t1=&t2=&t3=&t4=&ar=&ps=&1453208995542>>. Acesso em: 19 jan 2016.

CHANG, H.K., KOWSMANN, R.O., FIGUEIREDO, A.M.F., BENDER, A. Tectonics and stratigraphy of the East Brazil Rift system: an overview. Tectonophysics, n. 213:97-138. 1992

CHOPRA, S.; MARFURT, K.J. Seismic attributes – A historical perspective. In: Geophysics, v. 70, n. 5, p. 3SO-28SO, sept-oct 2005.

CHOPRA, S.; MARFURT, K.J. Seismic attributes for prospect identification and reservoir characterization no. 11, Tulsa, Oklahoma, 464p. 2007.

DIAS, J. L.; OLIVEIRA, J. Q.; VIEIRA, J.C. Sedimentological and Stratigraphic analysis of the Lagoa Feia Formation, Rift phase of Campos Basin, Offshore Brazil. Revista Brasileira de Geociências, n. 18 (3), p. 252-260, 1988.

DIAS, J.L.; SCARTON, J.C.; GUARDADO, L.; ESTEVES, F.R.; CARMINATTI, M.; GUARDADO, L.R., Aspectos da evolução tectono-sedimentar e a ocorrência de hidrocarbonetos na Bacia de Campos. In: DE RAJA GABAGLIA, G.P. & MILANI, E.J. eds., Origem e Evolução das Bacias Sedimentares. Petrobras, Rio de Janeiro, p. 333-360. 1990.

DIAS, J.L. Tectônica, estratigrafia e sedimentação no Andar Aptiano da margem leste brasileira. Boletim de Geociências da Petrobras, Rio de Janeiro, v.13, n.1, p.7-25. 2004/2005.

DIAS-BRITO, D. Evolução paleoecológica da Bacia de Campos durante a deposição dos calcilitos, margas e folhelhos da Formação Macaé (Albiano e Cenomaniano?). Boletim Técnico da Petrobras, Rio de Janeiro, v.25, n.2, p.84-97. 1982.

DIAS-BRITO, D.; AZEVEDO, R. L. M. As seqüências deposicionais marinhas da Bacia de Campos sob a ótica paleoecológica. In: Anais do 34º Congresso Brasileiro de Geologia, v.1: p.39-49. 1986.

EMBRY, A. F. & JOHANNESSEN, E.P. T-R sequence stratigraphy, facies analysis and reservoir distribution in the uppermost Triassic-Lower Jurassic succession, Western Svedrup Basin, Arctic Canada. In: Vorren, T.O., Bergesager, E., Dahl-Stammes, O.A. 1992.

EMBRY, A.F. Transgressive-regressive (T-R) sequence analysis of the Jurassic succession of the Sverdrup Basin, Canadian Arctic Archipelago. Canadian Journal of Earth Science. v. 30, p. 301-320. 1993.

EMBRY, A.F. Transgressive-regressive (T-R) sequence stratigraphy. In: Bob F. Perkins Research Conference Annual Gulf Coast Section, 22, Texas. SEPM Foundation, p.151-172. 2002.

ESLINGER, E. & PEVEAR, D. Clay Minerals for Petroleum Geologists and Engineers. SEPM Short Course Notes n. 22. Ix + 405pp. Tulsa. 1988.

ESTRELLA, G. O.; AZEVEDO, R. I. M.; FORMIGLI FILHO, J. M. “Pré-sal: Conhecimento, Estratégia e Oportunidades”, in J. P. R. veloso (coord.). Teatro Mágico da Cultura, Crise Global e Oportunidades do Brasil. Rio de Janeiro, José Olympio, 2009, pp. 67-78.

GUARDADO, L.R.; SPADINI, A.R.; BRANDAO, J.S.L.; MELLO, M.R. Petroleum system of the Campos basin, Brazil. In: MELLO, M.R. & KATZ, B.J. eds., Petroleum Systems of South Atlantic Margins. AAPG Memoir, 73. p. 317-324, 2000.

GUARDADO, L.R.; GAMBOA, L.A.P.; LUCCHESI, C.F. Petroleum Geology of the Campos Basin, Brasil, a Model for a Producing Atlantic Type Basin. In: EDWARDS, J.D. & SANTOGROSSI, P.A. eds., Divergent/passive margin basins: AAPG Memoir 48, p. 3-80. 1989.

HORSCHUTZ, P.M.C.; FREITAS, L.C.S.; STANK, C.V.; BARROSO, A.S.; CRUZ, W.M. The Linguado, Carapeba, Vermelho, and Marimbá Giant Oil Fields, Campos Basin, Offshore Brasil. In: Giant Oil and Gas Fields of the Decade 1978-1988, AAPG Memoir 54. (ed) Halbout, M.T. p. 137-153. 1990.

HORSCHUTZ, P.M.C.; SCUTA, M.S. Fácies-perfis e mapeamento de qualidade do reservatório de coquilhas da Formação Lagoa Feia do Campo de Campo. Boletim de Geociências da Petrobras, v.6, n1/2, p. 45-58, 1992.

KINOSHITA, E.M. Modelagem sísmica-geométrica de fácies dos carbonatos lacustres da Formação Morro do Chaves, Bacia de Sergipe-Alagoas. Boletim de Geociências Petrobras. Rio de Janeiro, v.18, n.2, p. 249-269. 2010.

MACKENZIE, D. Some remarks on the development of sedimentary basins. Earth and Planetary Science Letters, Amsterdam, n.40, P. 25-32. 1978.

MELLO, M. R.; HESSEL, M.H. Biological marker and paleozoological characterization of the early marine incursion in the lacustrine sequences of the Campos Basin, Brazil. In: Extended Abstract Volume, AAPG Annual Convention, Salt Lake City, Utah, v. 2, A455. 1998.

MITCHUM, JR., R. M., VAIL, P.R., THOMPSON III, S. Seismic stratigraphy and global changes of sea-level, part 2: the depositional sequence as a basic unit for stratigraphic analysis. In: PAYTON, C.E. ed., Seismic Stratigraphy – Applications to Hydrocarbon Exploration. AAPG Memoir, v. 26, p. 53-62. 1977.

MIZUSAKI, A.M.P. Rochas ígneo-básicas do Neocomiano da Bacia de Campos; características e comportamento como reservatórios de hidrocarbonetos. 1986. Dissertação de Mestrado, Instituto de Geociências, UFRJ. Rio de Janeiro. 1986.

MIZUSAKI, A.M.P.; THOMAS FILHO, A.; VALENÇA, J. Volcano-sedimentary sequence of Neocomian age in Campos Basin (Brazil). Revista Brasileira de Geociências, n.18 (3), p.247-251. 1988.

MOHRIAK, U.W. 2003. Bacias Sedimentares da Margem Continental Brasileira. In: L.A. Bizzi, C. Shobenhaus, R.M. Vidotti, J.H. Gonçalves (eds.). Geologia, Tectônica e Recursos Minerais do Brasil, CPRM, Brasília, 2003, p.87-165. Tectônica e Recursos Minerais do Brasil, CPRM, Brasília, 2003, p.87-165.

MUNIZ, M. C. Tectono-Stratigraphic evolution of the Barremian-Aptian Continental Rift Carbonates in Southern Campos Basin, Brazil. 2013. 343f. Tese de Doutorado – Royal Holloway University of London, Londres, 2013.

OJEDA, H.A.O. Structural framework, stratigraphy and evolution of Brazilian marginal basins. AAPG Bulletin, v.66, n° 6, p.732-749, 1982.

PAPATERRA, G. E. Z. PRÉ-SAL: conceituação geológica sobre uma nova fronteira exploratória no Brasil. 94p. Tese de Mestrado – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2010.

PAYTON, C.E. Seismic Stratigraphy – Applications to Hydrocarbon Exploration. AAPG Memoir 26, vii + 516pp. Tulsa. 1977.

PONTE, F.C. & ASMUS, H.E. Geological framework of the Brazilian continental margin: Berlin, Geologische Rundschau, v.67, n°1, p.201-235. 1978.

PONTES, F.C & ASMUS, H.E. Clássicos da Geologia e do Petróleo do Brasil – As bacias marginais brasileiras: estágio atual de conhecimento. Boletim de Geociências da Petrobras, Rio de Janeiro, v.12, n.2, p. 385-420. 2004.

RANGEL H. D.; CARMINATTI, M. Rift Lake Stratigraphy of the Lagoa Feia Formation, Campos Basin, Brazil. In: GIERLOWSKI-KORDESCH, E. H.; KELTS, R. eds., Lake Basins Through space and time: AAPG Studies in Geology 46, Rio de Janeiro, p. 225-244. 2000.

RANGEL, H.D. & MARTINS, C.C. Principais compartimentos exploratórios, Bacia de Campos. In: (ed.) Searching for Oil and Gas in the Land of Giants. Rio de Janeiro. Schlumberger p.32-40. 1998.

RANGEL, H. D.; MARTINS, F. A. L.; ESTEVES, F. R.; FEIJÓ, F. J. Bacia de Campos Boletim de Geociências da Petrobrás, n. 8: p. 203-217, 1994.

REHIM, A.A.A.; PIMENTEL, A.M.; CARVALHO, M.D.; MONTEIRO, M. Talco e estevensita na Formação Lagoa Feia da Bacia de Campos – Possíveis implicações no ambiente deposicional. In: Congresso Brasileiro de Geologia, 34, Goiânia, 1986. Anais, SBG. V.1 (2), p. 177-179.

RIDER, Malcolm. The Geological Interpretation of Well Logs. 2° ed. Revised, Rider-French Consulting Ltd, Scotland, 2002.

SARG, J.F. Carbonate sequence stratigraphy. In: WILGUS, C.K.; HASTINGS, B.S.; KENDALL, C.G.St. C.; POSAMENTIER, H.W.; ROSS, C.A. WAGONER, J.C. eds. Sea Level Changes-An Integrated Approach. SEPM, Tulsa, Special Publication 42, p.155-181. 1988.

SCHLUMBERGER, Sedimentary environments from wireline logs. Schlumberger Publication 2nd edition, 1989.

SCHLUMBERGER. Log Interpretation, I, Principles. Schlumberger Publication. 1972

SCHLUMBERGER. Log interpretation, principles and applications. Schlumberger Educational Services. 1989a.

SCHLUMBERGER. Sedimentary environments from wireline logs. Schlumberger Publication 2nd edition. 1989.

SCHLUMBERGER. Log interpretation charts. Schlumberger Wireline & Testing. Houston, Texas. 1997.

SCHLUMBERGER, Carbonate Reservoirs. 2015. Disponível em: http://www.slb.com/services/technical_challenges/carbonates.aspx , Acesso em 5 nov 2015
SILVA-TELLES, JR., A.C.; HENZ, G.I.; ARAI, M. Evidências das primeiras ingressões marinhas na fase rift da margem leste brasileira. Boletim de Geociências da Petrobras. Rio de Janeiro, v.8 (2/4), p. 409-410. 1994.

SCHALLER, H. Estratigrafia da Bacia de Campos. In: Congresso Brasileiro de Geologia 27, Aracaju, v.3, 247-258. 1973.

TAKAKI, T.; RODRIGUES, R. Isótopos estáveis do carbono e oxigênio dos calcários indicadores paleo-ambientais – Bacia de Campos, Santos e Espírito Santo. In: Anais do XXXIII Congresso Brasileiro de Geologia, Rio de Janeiro, v. 10, p. 4750-4762. 1984.

TANER, M. T.; SHERIFF, R. E.; O'DOHERT, R.; BAYSAL, E. Seismic attributes revisited. In: 64th Annual International Meeting, SEG, Expanded Abstract, 1104-1106. 1994.

THOMAS, D.H. Seismic application of sonic logs. SPWLA 5th European Symp. Trans., Paris, paper 7, p. 1-24. 1977.

VAIL, P.R., HARDENBOL, J. TODD, R.G. Jurassic uncorformities, chronostratigraphy and sea-level changes from seismic stratigraphy and biostratigraphy. In: SCHLEE, J.S. ed., Interregional Unconformities and Hydrocarbon Accumulation, p. 129-144. 1984.

VAIL, P.R.; AUDEMARD, F.; BOWMAN, S.A.; EISNER, P.N.; PEREZ-CRUZ, C. The stratigraphic signatures of tectonics, eustasy and sedimentology – an overview. In: EINSELE, G.; RICKEN, W.; SEILACHER, A. eds., Cycles and Events in Stratigraphy. Springer-Verag, p.617-659. 1991.

WILGUS, C.K.; HASTINGS, B.S.; KENDALL, C.G.St. C.; POSAMENTIER, H.W.; ROSS, C.A. WAGONER, J.C. eds. Sea Level Changes-An Integrated Approach. SEPM, Tulsa, Special Publication 42, p.407. 1988.

WYLLIE, M.R.J. The Fundamentals of Well Log Interpretation. 3rd ed., Academic Press, New York.

WINTER W. R.; JAHNERT, R. J.; FRANÇA, A. B. Bacia de Campos. In: MILANI, E.J., 2007. Boletim de Geociências da Petrobrás – v. 15, n. 2, maio/nov.– Rio de Janeiro, RJ, Brasil. p.386. 2007.

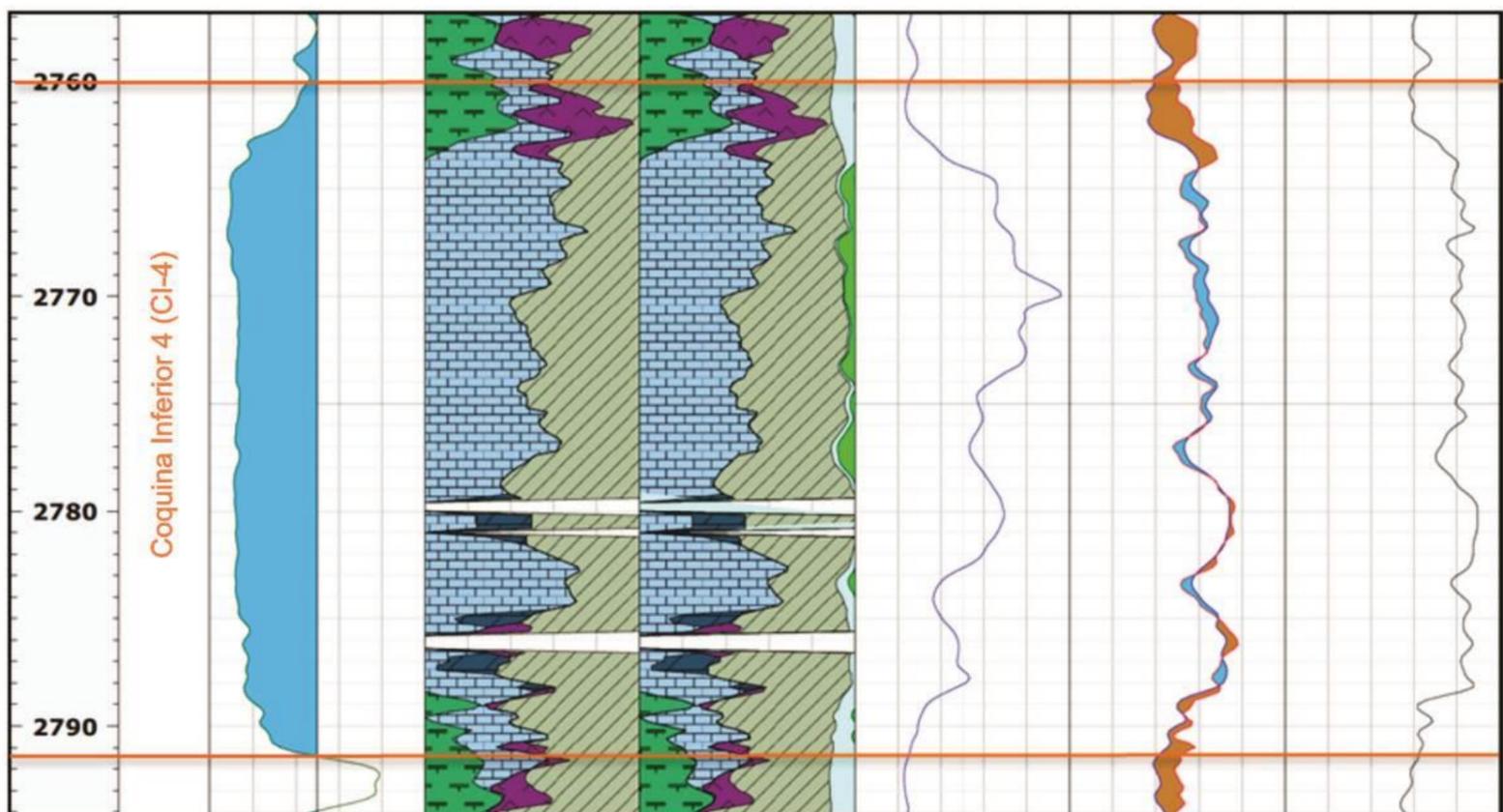
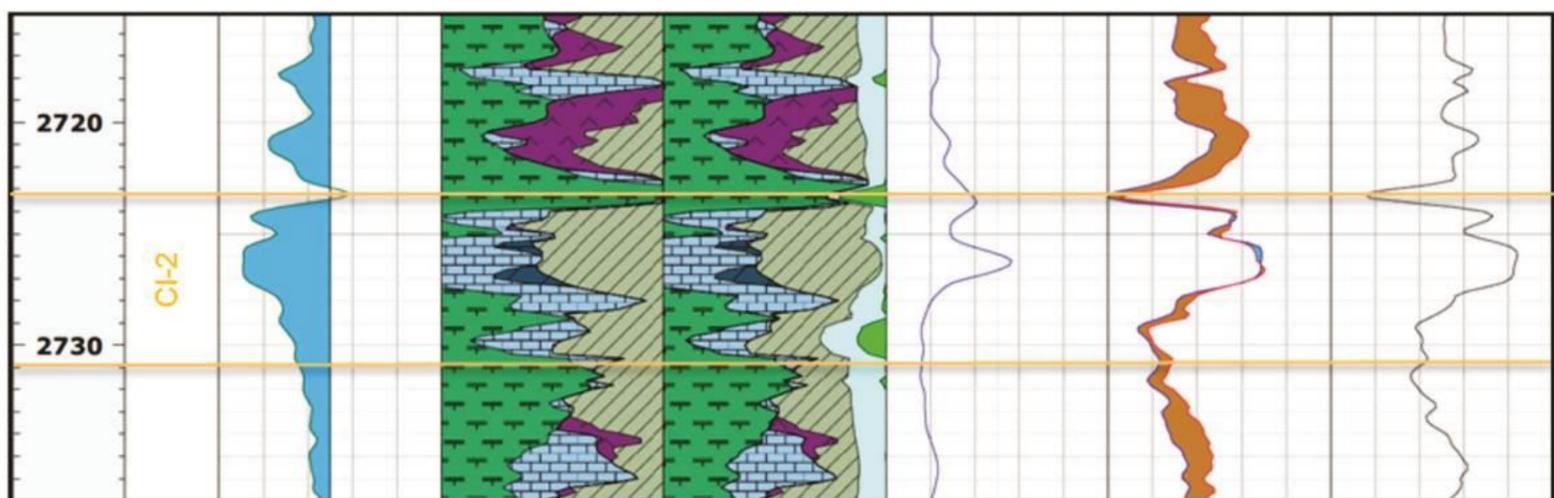
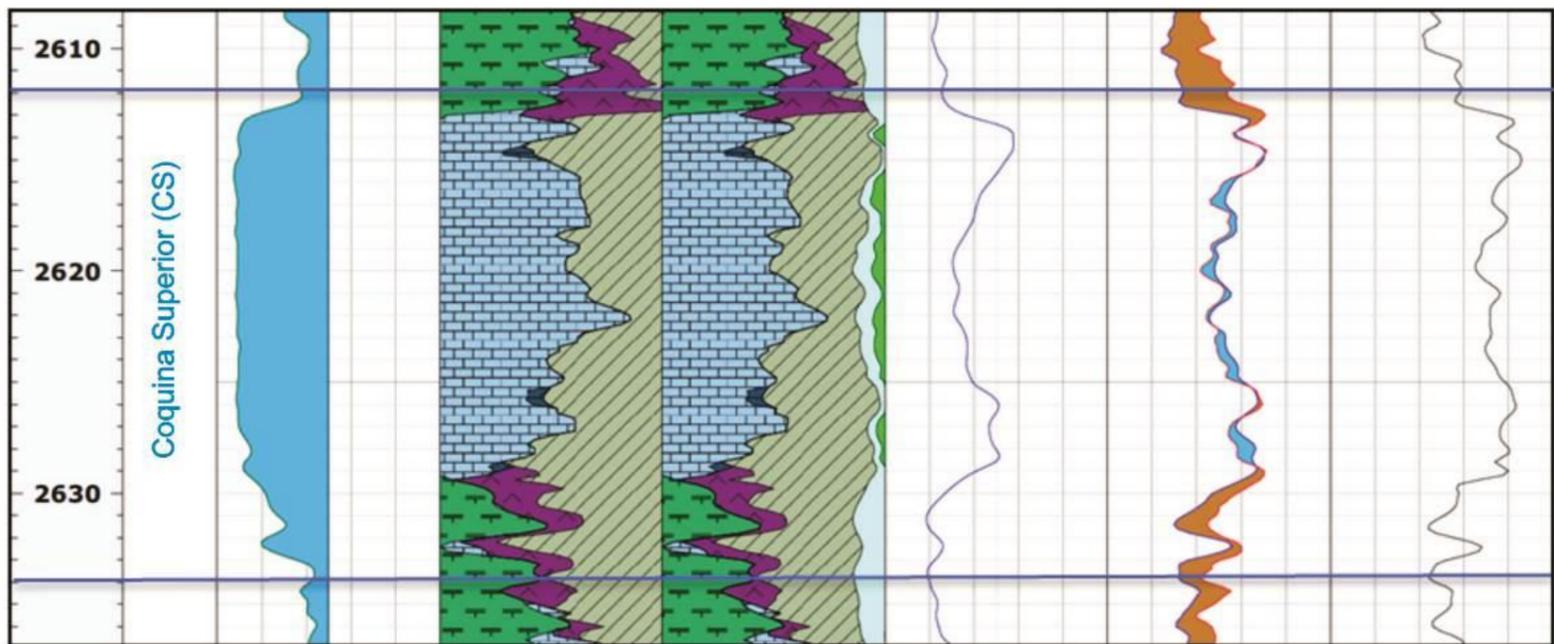
APÊNDICE A

Perfis Compostos dos poços: CQ-19 e CQ-26

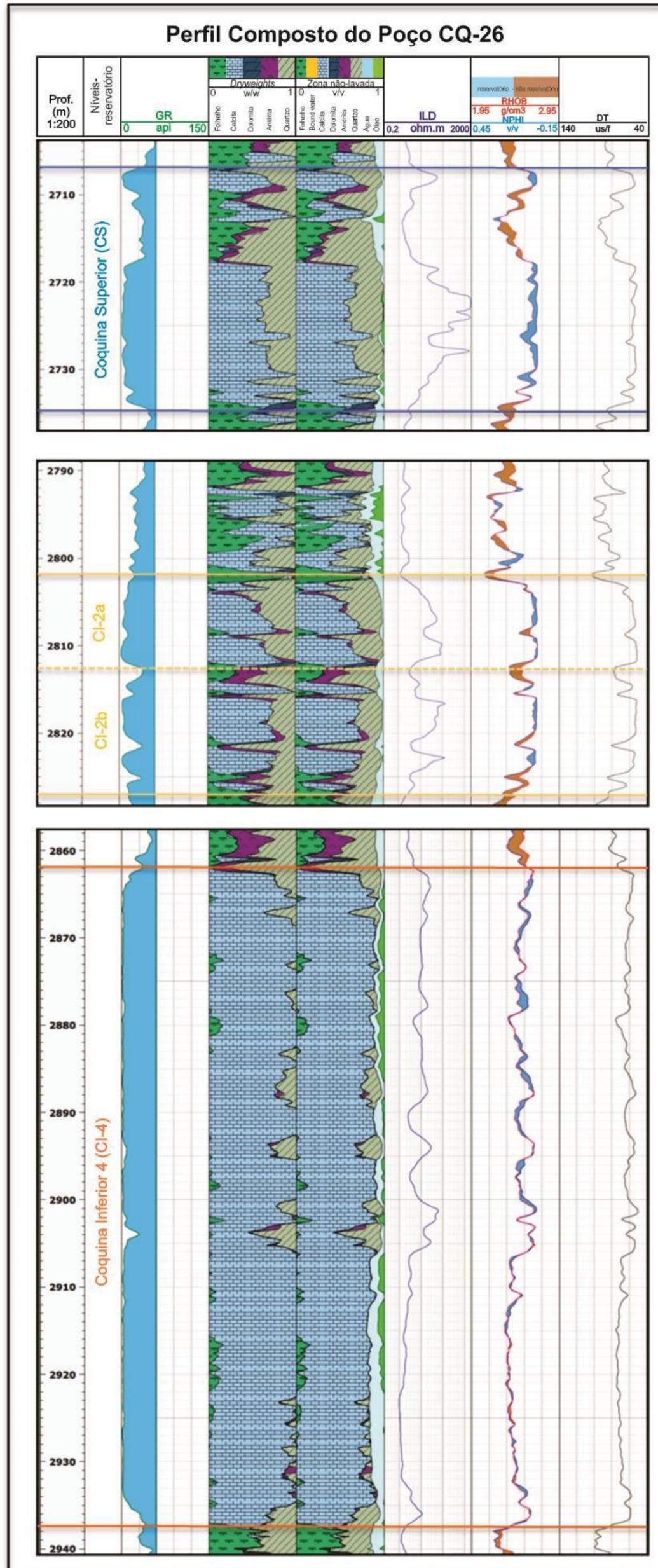
Curvas: **GR**; composição mineral e de rocha (*DryWeights*) – Folhelho, calcita, dolomita, anidrita e quartzo e os fluidos, água e óleo; resistividade **ILD**; porosidade neutrônica **NPHI**; densidade **RHOB**; sônico **DT**;

Perfil Composto do Poço CQ-26

Prof. (m) 1:200	Níveis-reservatório	GR api	0	150	Dryweights					Zona não-lavada					reservatório - não reservatório		ILD ohm.m	2000	RHOB g/cm3	2.95	NPHI v/v	-0.15	DT us/f	140	40
					Folhelho	Calcita	Dolomita	Anidrita	Quartzo	Folhelho	Bound water	Calcita	Dolomita	Anidrita	Quartzo	Água									



Apêndice 1. Perfil Composto (GR; composição mineral e de rocha – Folhelho, calcita, dolomita, anidrita e quartzo e os fluidos, água e óleo; resistividade ILD; porosidade neutrão NPHI; densidade RHOB; sônico DT) do poço CQ-19 com os resultados da modelagem de Quanti-ELAN para os níveis-reservatórios.



Apêndice 2. Perfil Composto (GR; composição mineral e de rocha – Folhelho, calcita, dolomita, anidrita e silito e os fluidos, água e óleo; resistividade ILD; porosidade neutrão NPHI; densidade RHOB; sônico DT) do poço CQ-26 com os resultados da modelagem de Quanti-ELAN para os níveis reservatórios.