



UNIVERSIDADE FEDERAL FLUMINENSE
INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS
DEPARTAMENTO DE GEOLOGIA E GEOFÍSICA
CURSO DE GRADUAÇÃO EM GEOFÍSICA

INGRA PINTO MARTINS LEAL

**AVALIAÇÃO DE PROPRIEDADES DE RESERVATÓRIOS
UTILIZANDO PARÂMETROS DE POROSIDADE E DE SATURAÇÃO
FIXOS E VARIÁVEIS APLICADOS AS COQUINAS DO CAMPO DE
LINGUADO – BACIAS DE CAMPOS.**

Niterói
2021

INGRA PINTO MARTINS LEAL

AVALIAÇÃO DE PROPRIEDADES DE
RESERVATÓRIOS UTILIZANDO PARÂMETROS DE
POROSIDADE E DE SATURAÇÃO FIXOS E VARIÁVEIS
APLICADOS AS COQUINAS DO CAMPO DE
LINGUADO – BACIAS DE CAMPOS

Monografia apresentada ao curso de Bacharelado em Geofísica, como parte da Disciplina Projeto Final II requisito para a obtenção do título de Bacharel em Geofísica.

Orientador: Prof. Dr. Wagner Moreira Lupinacci

Coorientador: MSc.. Bruno Menchio Faria

NITERÓI - RJ
2021

AVALIAÇÃO DE PROPRIEDADES DE
RESERVATÓRIOS UTILIZANDO PARÂMETROS DE
POROSIDADE E DE SATURAÇÃO FIXOS E VARIÁVEIS
APLICADOS AS COQUINAS DO CAMPO DE
LINGUADO – BACIAS DE CAMPOS

INGRA PINTO MARTINS LEAL

Monografia apresentada ao curso de
Bacharelado em Geofísica, como parte da
Disciplina Projeto Final II requisito para a
obtenção do título de Bacharel em Geofísica.

Aprovada em 27 de abril de 2021.

Comissão Examinadora:

Prof. Dr. Antonio Fernando Menezes Freire (GIECAR/GGO/UFF)

MSc Igor Lima de Jesus (GIECAR/GGO/UFF)

MSc. Bruno Menchio Faria – Coorientador (ENEVA)

Prof. Dr. Wagner Moreira Lupinacci - Orientador (GIECAR/GGO/UFF)

DEDICATÓRIA

Maria José Argolo Pinto Martins (*in memoriam*),
Por ter sido mais que a minha avó, por ter sido a minha mãe.

AGRADECIMENTOS

Nenhuma batalha é vencida sozinha. No decorrer desta luta algumas pessoas estiveram ao meu lado e percorreram este caminho como verdadeiros soldados, estimulando que eu buscasse a minha vitória e conquistasse meu sonho.

Agradeço, primeiramente, à Deus, que me deu energia e benefícios para concluir todo este trabalho.

Agradeço a minha avó, Maria José Argolo Pinto Martins, que me ensinou a ser uma mulher de força e um ser humano íntegro, com caráter, coragem e dignidade para enfrentar a vida. Uma avó que me deixou livre para seguir as minhas escolhas, porém sempre indicando o caminho correto, mas que infelizmente não teve tempo de ver a sua neta se formar, porém de onde quer que esteja, têm um orgulho imenso de mim.

Agradeço ao meu namorado, Leonardo Gomes Grillo, que esteve presente nesse momento aguentando as minhas crises de choro, meus finais de semana em que eu não pude estar presente com ele, minha falta de paciência em algumas situações por estar nervosa com a faculdade. Que me deu apoio em todos os momentos em que eu precisei, que me aconselhou da melhor maneira que pôde ou que simplesmente esteve ao meu lado para me abraçar quando eu achava que não aguentaria.

Agradeço à Universidade Federal Fluminense por me desenvolver como pessoa e profissional. Agradeço a todos os professores do departamento de Geologia e Geofísica por contribuírem com a minha formação e serem exemplos de profissionais. Em especial, agradeço ao meu orientador Wagner Moreira Lupinacci, que esteve comigo em praticamente durante todo o período da graduação, transmitindo o conhecimento de forma paciente, me dando oportunidade de me desenvolver como a profissional que eu sou hoje e que não seria sem a ajuda dele ao longo desta caminhada e também ao meu coorientador Bruno Menchio Faria da ENEVA por toda a contribuição, paciência e entusiasmo para a minha formação.

Agradeço à Lloyd's Register pelo fornecimento do software Interactive Petrophysics e pela oportunidade de trabalhar para eles durante o período final da graduação, e à Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Bicomustíveis (ANP) pelo fornecimento dos dados, essenciais para a realização deste trabalho. Agradeço especialmente à Petrobras e ao CNPQ pela concessão das bolsas de pesquisa de iniciação científica, que foram fundamentais para o desenvolvimento da minha pesquisa.

RESUMO

A perfilagem geofísica é de suma importância na etapa de avaliação exploratória nos reservatórios de óleo e gás. As informações obtidas a partir dos perfis geofísicos contribuem para a caracterização do sistema deposicional e dos reservatórios em um campo de petróleo. Neste trabalho, propõe-se identificar e classificar as litologias, estimar as propriedades dos reservatórios: porosidade, saturação, *Net Pay* e volume de rocha porosa contendo hidrocarboneto. A área em estudo são os reservatórios carbonáticos do Campo de Linguado da Bacia de Campos. Este trabalho é de grande importância para a caracterização de reservatórios carbonáticos e visa diminuir o grau de incerteza e os riscos associados à exploração de hidrocarbonetos, pois permite estimar valores mais confiáveis de porosidade, permeabilidade e saturação de um reservatório antes da realização de testes em laboratório. O objetivo foi estudar os reservatórios carbonáticos do aptiano da camada de Pré-sal da Bacia de Campos através do modelo de petrofísica determinística para estimativas de porosidade, de saturação e de *Net Pay*, além de confeccionar seções litoestratigráficas que permitiram a caracterização geológica do Campo de Linguado e comparar o impacto do uso de parâmetros fixos e variáveis na estimativa de propriedades de reservatório. O modelo de petrofísica determinística proposto gerou resultados satisfatórios condizentes com os relatórios da Agência Nacional de Petróleo- ANP e a subdivisão proposta para as coquinas auxiliou no melhor entendimento da geologia do Campo de Linguado. A comparação entre o uso de parâmetros fixos e variáveis possibilitou trabalhar com dois cenários, um mais otimista e um mais realista, em relação ao volume de óleo *in place*.

Palavras-chaves: Propriedades petrofísicas. Porosidade. Reservatórios. *Net Pay*. Campo de Linguado. Bacia de Campos.

ABSTRACT

Geophysical well-logging is of paramount importance in the exploratory assessment stage in oil and gas reservoirs. The information obtained from the geophysical well logs contribute to the characterization of the depositional system and the reservoirs in an oil field. In this work, it is proposed to identify and classify the lithologies, to estimate the properties of the reservoirs: porosity, saturation, Net Pay and volume of porous rock containing hydrocarbon with the use of static and variable parameters. This work is of great importance for the characterization of carbonate reservoirs and aims to reduce the degree of uncertainty and the risks associated with the exploitation of hydrocarbons, since it allows estimating more reliable values of porosity, saturation and oil in place of a reservoir before carrying out tests in the laboratory. The objective was to study the carbonate reservoirs of the Aptian pre-salt layer in the Linguado Field, Campos Basin, using the deterministic petrophysics model to estimates porosity, saturation and Net Pay. In addition to making litho stratigraphic sections that allowed the geological characterization of the Liguado Field and compare the impact of using fixed and variable parameters in the estimation of reservoir properties. The proposed deterministic petrophysics model generated satisfactory results consistent with the reports of the National Petroleum Agency - ANP and the proposed subdivision for the coquinas helped to better understand the geology of the Liguado Field. The comparison between the use of fixed and variable parameters made it possible to work with two scenarios, one more optimistic and one more realistic, in relation to the volume of oil in place.

Keywords: Petrophysical properties. Porosity. Reservoirs. Net Pay. Linguado Field. Campos Basin.

SUMÁRIO

1	Introdução	15
2	Contexto geológico da Bacia de Campos	16
2.1	Evolução tectono-estratigráfica.....	16
2.1.1	Supersequência Continental da fase rifte (140 a 120 M.a).....	19
2.1.2	Supersequência Transicional da fase pós-rifte (120 a 110 M.a.) 20	
2.2	Sistema petrolífero da Bacia de Campos	22
2.3	Grupo Lagoa Feia.....	23
2.4	Formação Coqueiros: sequência de coquinas	25
3	Perfilagem Geofísica e Perfis de Poços	34
3.1	Ambiente do Poço	34
3.2	Perfis de Poço.....	35
3.3	Perfil de raios gama (GR)	36
3.3.1	Perfil de Indução (ILD).....	37
3.3.2	Perfil de Densidade (RHOB)	38
3.3.3	Perfil Sônico	40
3.3.4	Perfil Nêutron (NPHI)	41
4	Propriedades de Reservatório	43
4.1	Argilosidade	43
4.2	Porosidade	44
4.2.1	Porosidade em Carbonatos.....	45
5	Metodologia	47
5.1	Interpretação dos perfis geofísicos.....	47
5.2	Controle de qualidade	48
5.3	Interpretação qualitativa - Métodos <i>quick looks</i>	48
5.4	Interpretação quantitativa.....	48
5.4.1	Definição litológica.....	49
5.4.2	Estimativa de argilosidade (Vclay)	52
5.4.3	Gradiente de Temperatura	53
5.4.4	Estimativa da densidade da matriz aparente variável	54

5.4.5	Técnica de Determinação do Expoente de Cimentação “m” variável	54
5.4.6	Definição do ponto de Argila Molhada (<i>Wet Clay</i>) – Modelo de Malay	55
5.4.7	Definição da Resistividade da Água (R_w) a partir do <i>Picket Plot</i>	57
5.4.8	Estimativa de Porosidade e Saturação de água.....	58
5.4.9	Cálculo do <i>Net Pay</i>	61
6	Resultados	63
6.1	Definição Litológica.....	63
6.2	Estimativa do volume de argila (Vcl)	69
6.3	Definição do ponto de Argila Molhada (<i>Wet Clay</i>) – Modelo de Malay	71
6.4	Estimativa de Porosidade	72
6.5	Saturação de Água.....	76
6.6	Net pay	81
6.7	Volume de Rocha Porosa contendo Hidrocarboneto - HCPV	83
7	Conclusões	86
8	Referências Bibliográficas	88

LISTA DE FIGURAS

- Figura 1: Localização da Bacia de Campos e distribuição dos campos produtores de óleo da Bacia de Campos, com destaque a área de estudo, com o reservatório do Campo de Linguado – LI. Fonte: Bruhn (2003) 17
- Figura 2: Seção geológica esquemática regional da Bacia de Campos, mostrando as superseqüências das fases rifte, transicional (pós-rifte) e drifte e as formações sedimentares associadas. Fonte: Rangel et al. (1998). 18
- Figura 3: Diagrama estratigráfico e evolução tectono-estratigráfica (Modificado a partir de: Chang et al., 1992 e Winter et al., 2007). 19
- Figura 4: Carta estratigráfica compreendendo a fase rifte, mostrando o tempo geológico das formações da Bacia de Campos. Fonte: Winter et al. (2007) 20
- Figura 5: Carta estratigráfica para os depósitos sedimentares da Superseqüência Transicional da fase pós-rifte, mostrando a localização, no tempo geológico, dos carbonatos da Formação Macabu, que se encontram na porção distal da bacia. Fonte: Winter et al. (2007) 21
- Figura 6: Seção Geológica regional das bacias da margem leste brasileira (BRUHN, 1998). Destaque aos reservatórios formados por coquinas que pertencem a Megasseqüência R. Fonte: Bruhn et al., 2003. 23
- Figura 7: Perfis-tipo do Grupo Lagoa Feia nos Campo, Badejo e Linguado. Fonte: adaptado de Baumgarten, 1985. 24
- Figura 8: Mapa estrutural da Bacia de Campos. Principais altos (em laranja) e baixos (em azul) estruturais da bacia e localização dos campos produtores de óleo em coquinas (estrelas amarelas). Adaptado de Guardado et al., 2000. 26
- Figura 9: Modelo deposicional dos carbonatos lacustres do Grupo Lagoa Feia. Os bancos de coquinas se concentram no topo dos altos sindeposicionais do embasamento. Fonte: Adaptado de Guardado et al., 1989. 27
- Figura 10: Evolução da divisão estratigráfica da Formação dos Coqueiros, Grupo Lagoa Feia, Bacia de Campos. (adaptado de Baumgarten, 1988 em Thompson et al., 2015). 28
- Figura 11: Fotos de amostras de calha de seis associações de fácies de coquinas da Formação Coqueiros. (A) depósitos de margem de lagos, (B) packstones bioclásticos praias, (C) arenitos bioclásticos praias, (D) lençóis bioclásticos bordas de barras, (E) barras. Carvalho et al. (2000). 30
- Figura 12: Camadas parcialmente litificadas de coquinas gradam em direção ao mar para estromatólitos dômicos (Thompson et al., 2015); (B) Camadas parcialmente litificadas de coquinas (Fotografia de Marcelo Blauth em Bizotto, 2014); (C) Coquina de bivalves cimenta com matriz arenosa (S.F. Poropat, 2008 em Thompson et al., 2015). 31

Figura 13: (A) Mapa de elevação do Sistema de Riftes do Leste Africano. (B) Formação de coquinas de coquinas ao longo da resgão costeira; (C) Coquina de gastrópodes em formação (Thompson et al., 2015).	32
Figure 14: (1) Zonas de invasão para o furo do poço; (2) Representação esquemática das misturas dos fluidos; (3) perfil de resistividade (modificado de Rider, 2002).	35
Figura 15: Principais usos dos Perfis Geofísicos. Modificado de Rider, 2002.....	36
Figura 16: Representação esquemática das profundidades de investigação das ferramentas de resistividade na formação rochosa. Modificado de Darling (2005).	38
Figura 17: Diagrama mostrando as porosidades, fatores e características que devem ser considerados durante o cálculo de porosidade. Modificado de Eslinger & Pevear (1988).....	44
Figura 18: Definições dos diferentes tipos de porosidade. Allen & Roberts (2012).	45
Figura 19: Perfis para estimativa de porosidade em carbonatos. Fonte: Notas de aula do professor Wagner Lupinacci (2019).....	46
Figura 20: Fluxograma geral de interpretação de perfis geofísicos utilizado no trabalho.....	47
Figura 21: Fluxograma de avaliação petrofísica determinística proposto no presente trabalho.....	49
Figura 22: Crossplot de Nêutron (NPHI) versus Densidade (RHOB). Modificado de Schlumberger Chart book (2000).	51
Figura 23: Comparação dos modelos linear, Larionov (1969), Steiber (1970) e Clavier (1971).	53
Figura 24: O modelo de lito-porosidade baseado no crossplot densidade-nêutron. (Kuttan et al., 1980).	56
Figura 25: Exemplo do modelo de Malay. Fonte: a autora.....	57
Figura 26: Exemplo de Picket Plot. Fonte: a autora.....	58
Figura 27: Fluxograma para o cálculo da porosidade utilizando os perfis de densidade e nêutron.....	59
Figura 28: Perfil litológico disponibilizado com os dados, perfil litológico interpretado e Crossplot nêutron versus densidade com linhas de Overlay da Schlumberger do poço 4-RJS-156-RJS.....	64
Figura 29: Perfil litológico disponibilizado com os dados, perfil litológico interpretado e Crossplot nêutron versus densidade com linhas de Overlay da Schlumberger do poço 1-RJS-74-RJ.....	65

Figura 30: Perfil litológico disponibilizado com os dados, perfil litológico interpretado e Crossplot nêutron versus densidade com linhas de Overlay da Schlumberger do poço 7-LI-0003-RJS.	66
Figura 31: Crossplots nêutron versus densidade destacando os diferentes níveis de cimentação e porosidade no nível 1 (esquerda) e nível 2 (direita) do poço 1-RJS-0074-RJ.	68
Figura 32: Estimativa de Argilosidade através da equação de Larionov para rochas antigas dos poços 1-RJS-74-RJ, 4-RJS-156-RJ e 7-LI-0003-RJS.	70
Figura 33: Exemplo de interpretação do crossplot nêutron versus densidade com as linhas de parâmetros do Modelo de Malay no poço 1-RJS-74-RJ.	71
Figura 34: Resultados de estimativa de porosidade do poço 1-RJS-74-RJ usando o perfil densidade e os perfis densidade e nêutron com parâmetros de densidade da matriz fixo e variável destacando-se a zona de maior impacto do uso de parâmetro variável em vermelho.	73
Figura 35: Resultados das estimativas de porosidade do poço 7-LI-3-RJS usando o perfil densidade e os perfis densidade e nêutron com parâmetros de densidade da matriz fixo e variável destacando-se a zona de maior impacto do uso de parâmetro variável em vermelho.	74
Figura 36: Resultados das estimativas de porosidade do poço 4-RJS-156-RJ usando o perfil densidade e os perfis densidade e nêutron com parâmetros de densidade da matriz fixo e variável destacando-se a zona de maior impacto do uso de parâmetro variável em vermelho.	75
Figure 37: Resultados das estimativas de saturação do poço 1-RJS-74-RJ pelo modelo de Simandoux e porosidade estimadas pelos perfis densidade e densidade/nêutron com fator de cimentação (m) fixo e variável.	78
Figura 38: Resultados das estimativas de saturação do poço 7-LI-3-RJS pelo modelo de Simandoux e porosidade estimadas pelos perfis densidade e densidade/nêutron com fator de cimentação (m) fixo e variável.	79
Figura 39: Resultados das estimativas de saturação do poço 4-RJS-156-RJ pelo modelo de Simandoux e porosidade estimadas pelos perfis densidade e densidade/nêutron com fator de cimentação (m) fixo e variável.	80
Figura 40: Comparação entre o uso de parâmetros fixos e variáveis na estimativa do volume de rocha porosa contendo hidrocarboneto do poço 7-LI-3-RJS com a porosidade calculada usando o perfil densidade.	83
Figura 41: Comparação entre o uso de parâmetros fixos e variáveis na estimativa do volume de rocha porosa contendo hidrocarboneto do poço 7-LI-3-RJS com a porosidade usando os perfis densidade e nêutron.	84

Figura 42: Comparação entre o uso de parâmetros fixos e variáveis na estimativa do volume de rocha porosa contendo hidrocarboneto do poço 1-RJS-74-RJ com a porosidade estimada pelo densidade. 84

Figure 43: Comparação entre o uso de parâmetros fixos e variáveis na estimativa do volume de rocha porosa contendo hidrocarboneto do poço 1-RJS-74-RJ com a porosidade estimada pelo densidade e nêutron. 84

Figura 44: Comparação entre o uso de parâmetros fixos e variáveis na estimativa do volume de rocha porosa contendo hidrocarboneto do poço 4-RJS-156-RJ com a porosidade estimada pelo densidade. 85

Figura 45: Comparação entre o uso de parâmetros fixos e variáveis na estimativa do volume de rocha porosa contendo hidrocarboneto do poço 4-RJS-156-RJ com a porosidade calculada pelo perfil densidade e nêutron..... 85

LISTA DE TABELAS

Tabela 1: Valores comuns de densidade da matriz ρ_{ma} para o ajuste da ferramenta de medição de densidade.....	39
Tabela 2: Vantagens e desvantagens na utilização dos diferentes métodos de obtenção do volume de argila a partir de perfis geofísicos.....	44
Tabela 3: Critérios utilizados para a definição litológica dos poços do Campo de Linguado – Bacia de Campos.	50
Tabela 4: Definição dos termos Gross, Net Rock, Net Reservoir e Net Pay.	62
Tabela 5: Valores médios de argila estimados nas porções superior e inferior das Coquinas.....	69
Tabela 6: Valores médios de argila nos níveis 1 e 3.....	69
Tabela 7: Resultados obtidos através da interpretação do Modelo de Malay.....	71
Tabela 8: Médias de valores estimados de porosidade por nível para cada método utilizando densidade da matriz fixa e variável.....	72
Tabela 9: Médias de valores estimados de saturação de água por nível para cada método utilizando expoente de cimentação fixo e variável.	77
Tabela 10: Gross, net-pPay e N/G com Parâmetros Fixos.....	82
Tabela 11: Gross, net-pay e N/G com Parâmetros Variáveis.....	82

1 Introdução

A Bacia de Campos é a bacia petrolífera que mais produziu petróleo no Brasil e, atualmente, respondendo por aproximadamente 28% de toda a produção nacional (ANP, 2021). Nessa bacia, existem diferentes rochas reservatórios: areníticas e carbonáticas. Reservatórios constituídos por rochas carbonáticas exercem um papel relevante na indústria do petróleo por conterem elevados volumes de óleo e gás natural em muitas bacias sedimentares no mundo. No Brasil, estas rochas estão assumindo importância crescente, considerando a maturidade exploratória dos reservatórios mais rasos e a necessidade da exploração de reservatórios mais profundos.

Os reservatórios carbonáticos de idade aptiana (pré-sal) do Campo de Linguado, foco deste estudo, compreendem uma área de 32 Km². Para caracterização dos reservatórios carbonáticos do Campo de Linguado foram utilizados dados de perfis geofísicos e informações de rochas. Os perfis geofísicos têm como principais objetivos auxiliarem no entendimento das camadas de subsuperfície e caracterizar as propriedades de reservatórios. A partir de perfis de poços, podemos estimar propriedades das camadas como argilosidade, porosidade, permeabilidade, saturação e classificar as litologias com relação a estas propriedades. Com isto, é possível identificar e qualificar se o reservatório possui ou não viabilidade econômica (Leite *et al.*, 2007). Em conjunto com a sísmica, a análise de perfis gera uma maior segurança na determinação das melhores áreas para a perfuração, obtendo uma otimização de melhores áreas para a perfuração, e uma otimização de poços, aumentando o fator de recuperação e prolongando a vida útil do campo (Sacco *et al.*, 2007).

O objetivo deste trabalho é propor um fluxo de trabalho para a caracterização quantitativa e qualitativa de reservatórios carbonáticos compostos por coquinas da Formação Coqueiros (Grupo Lagoa Feia), no Campo de Linguado, Bacia de Campos. Também é analisado o impacto do uso da densidade da matriz aparente e expoente de cimentação variáveis, que pode permitir uma maior precisão nos parâmetros petrofísicos e identificar melhor os níveis de coquinas dentro da Formação Coqueiros nos diferentes poços analisados. Pois o impacto das propriedades heterogeneas dos carbonatos, como a variação da distribuição do tamanho dos poros e a molhabilidade diferente, pode causar dificuldade em prever o potencial de hidrocarbonetos da formação.

2 Contexto geológico da Bacia de Campos

A Bacia de Campos está localizada no sudeste do Brasil, predominantemente *offshore* nos estados do Rio de Janeiro e Espírito Santo (Figura 1), ocupando uma área de 115 mil km², desde a linha de costa até lâmina d'água de 3.400 m (Brhun, 1998). É uma das doze bacias marginais brasileiras, englobando dezenas de campos produtores de petróleo na plataforma continental. Estes campos compreendem uma ampla variedade de reservatórios, incluindo basaltos neocomianos, coquinas barremianas e calcarenitos e turbidito salbianos (Bruhn *et al.*, 2003). As acumulações econômicas de hidrocarbonetos na Bacia de Campos têm como principais geradoras as rochas do Grupo Lagoa Feia do sistema rifte (Cretáceo).

O Campo de Linguado possui área de 215 km² e está situado a 89 km a sudeste do Cabo de São Tomé, na porção central da Bacia de Campos. Ele é limitado a oeste com áreas de produção dos Campos de Pampo e Bicudo e a sul com as áreas de produção dos Campos de Badejo e Trilha.

2.1 Evolução tectono-estratigráfica

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 sorguimento 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, 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 ao subsequente resfriamento da litosfera, que compõe o modelo clássico de estiramento proposto por McKenzie (1978).

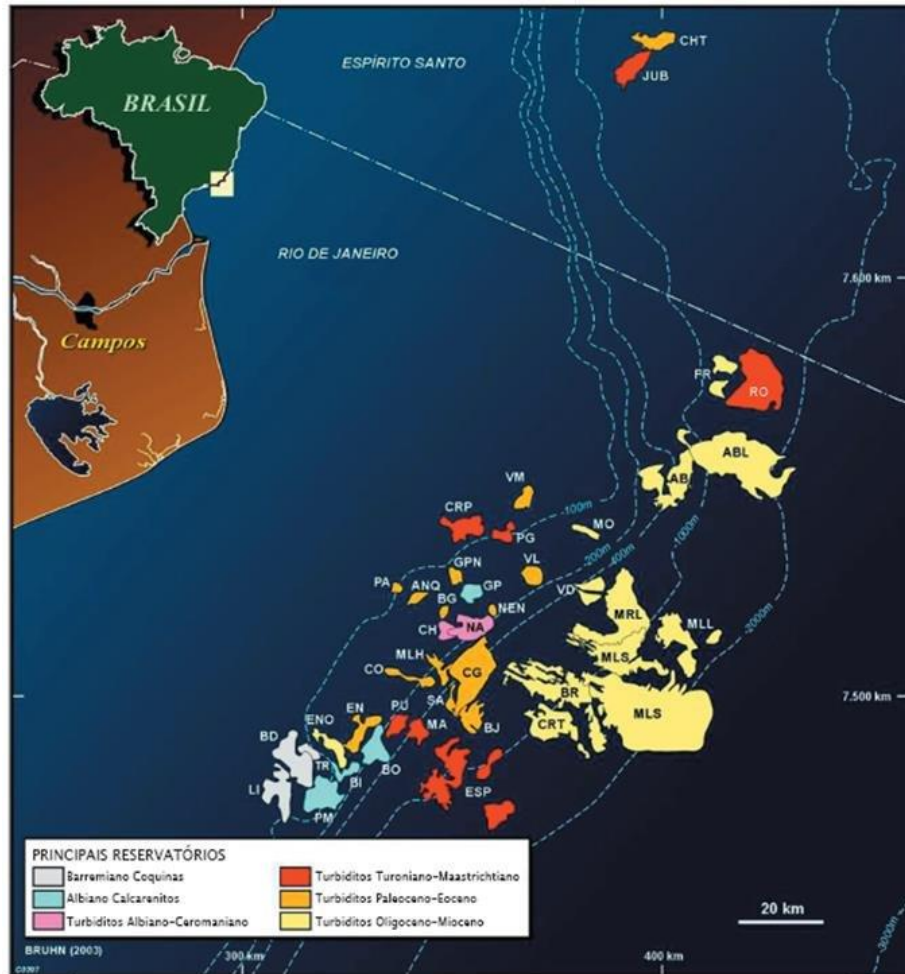


Figura 1: Localização da Bacia de Campos e distribuição dos campos produtores de óleo da Bacia de Campos, com destaque a área de estudo, com o reservatório do Campo de Linguado – LI.

Fonte: Bruhn (2003)

A maioria dos autores (Guardado *et al.*, 1989; Dias *et al.*, 1990; Chang *et al.*, 1992; Ponte & Asumus, 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 2).

O embasamento cristalino da bacia é composto por gnaisses de idade pré-cambriana, pertencentes à Província Proterozóica da Ribeira. Já seu embasamento é constituído pelos basaltos da Formação Cabiúnas que cobrem, discordantemente, o embasamento pré-cambriano. O registro da evolução tectono-sedimentar da Bacia de Campos está, como delatado anteriormente, individualizando em três supersequências, e ilustrado na Figura 2.

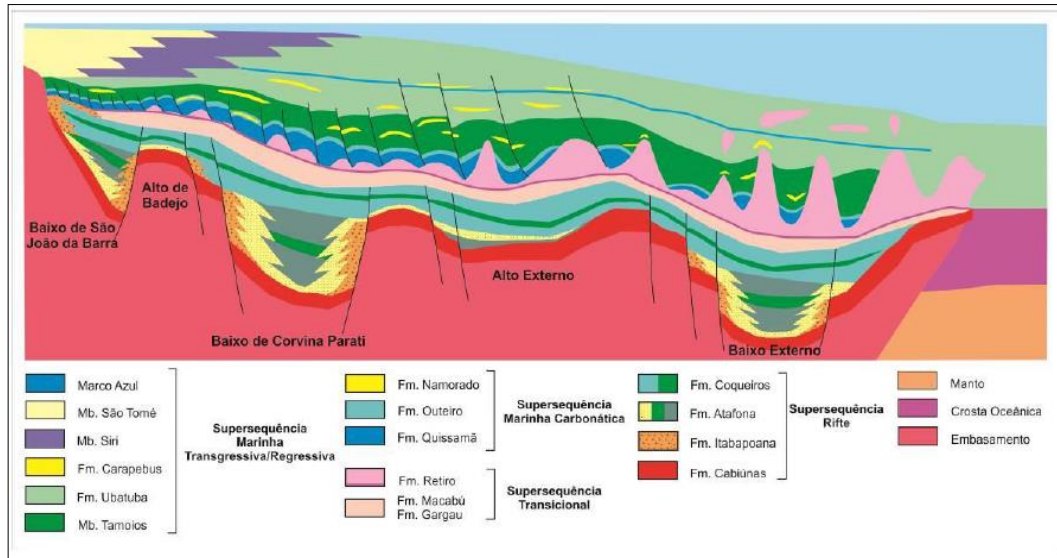


Figura 2: Seção geológica esquemática regional da Bacia de Campos, mostrando as superseqüências das fases rifte, transicional (pós-rifte) e drifte e as formações sedimentares associadas. Fonte: Rangel *et al.* (1998).

O registro sedimentar da Bacia de Campos foi compilado inicialmente por Shaller (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 são tratados nesse trabalho (Figura 3

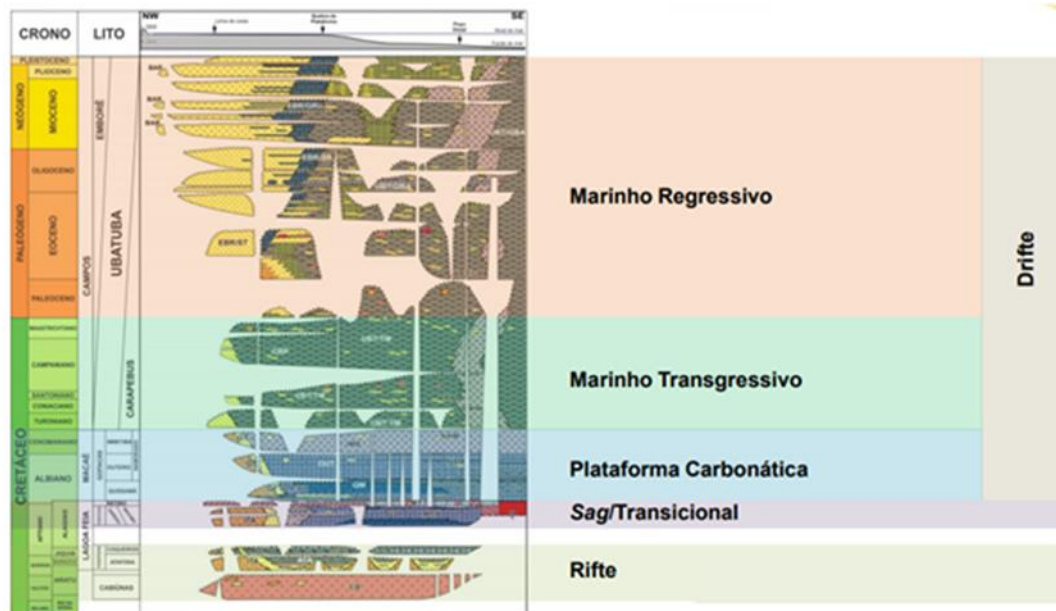


Figura 3).

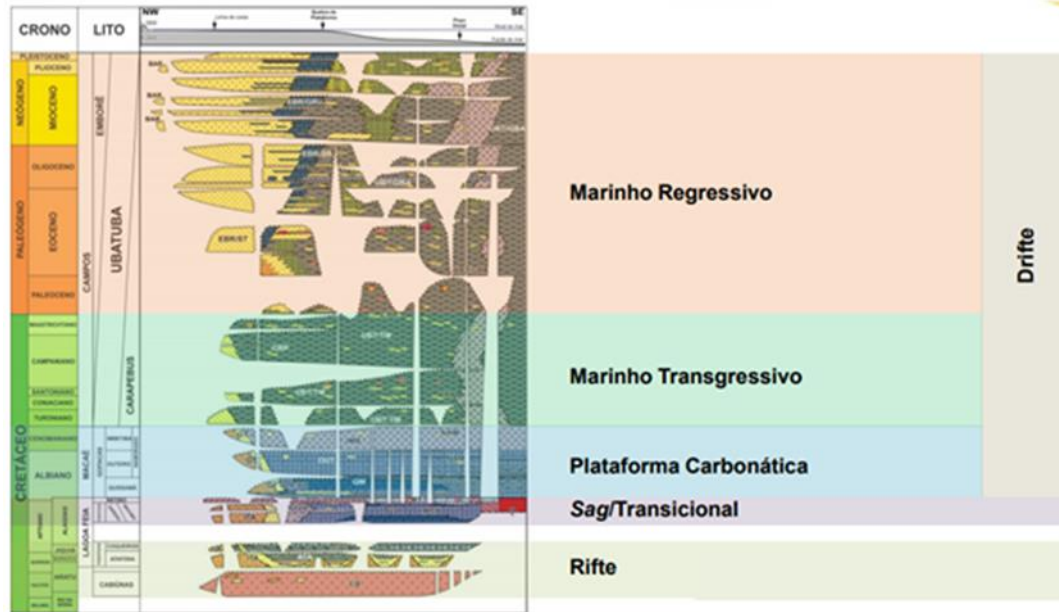


Figura 3: Diagrama estratigráfico e evolução tectono-estratigráfica (Modificado a partir de: Chang *et al.*, 1992 e Winter *et al.*, 2007).

2.1.1 Supersequência Continental da fase rifte (140 a 120 M.a).

Na fase rifte, que foi ativa do Neocomiano ao Eo-Aptiano, a tectônica predominante foi extensional, com forte ação de eventos de subsidência como resultado dos processos tectônicos de adelgamento 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 2). A orientação dessas falhas segue a estruturação geral dos grabens e *horsts* gerados durante a fase, que seguiram a estruturação do embasamento pré-cambriano, com direção NNO 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 M.a., segundo Mizusaki (1986), que deu origem a basaltos toelíticos intercalados com rochas vulcanoclásticas e sedimentares, que constituem o embasamento da bacia e é chamada de Formação Cabiúnas. A sedimentação durante essa fase foi, na sua maioria, de origem continental fluvio-lacustre. Contudo, a mesma apresentara 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 4).

A supersequência Continental da fase rifte compreende os sedimentos continentais do Grupo Lagoa Feia, composto pelas Formações Itabapoana, Atafona e Coqueiros, que foram depositados 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 as bordas das falhas. 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 ambientes quimicamente alcalinos, caracterizado pela deposição de minerais de talco e estevensita (Winter *et al.*, 2007). A Figura 4 mostra uma carta estratigráfica somente da fase rifte da Bacia de Campos.

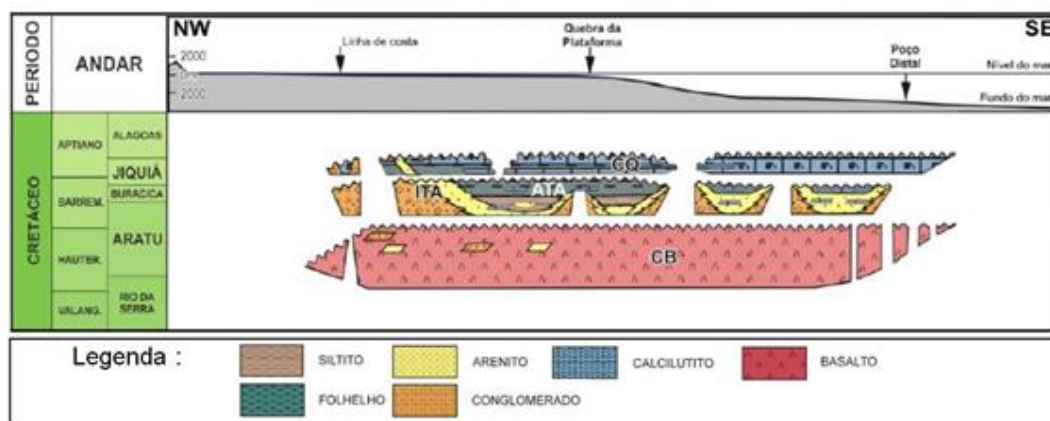


Figura 4: Carta estratigráfica compreendendo a fase rifte, mostrando o tempo geológico das formações da Bacia de Campos. Fonte: Winter *et al.* (2007)

2.1.2 Supersequência Transicional da fase pós-rifte (120 a 110 M.a.)

A fase inicial do pós-rifte se desenvolveu ao longo do Neo-Aptiano 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 precipitação e formação de carbonatos e 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, 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 5.000 m 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 e laminitos da Formação Macabu (Winter *et al.*, 2007) (Figura 5).

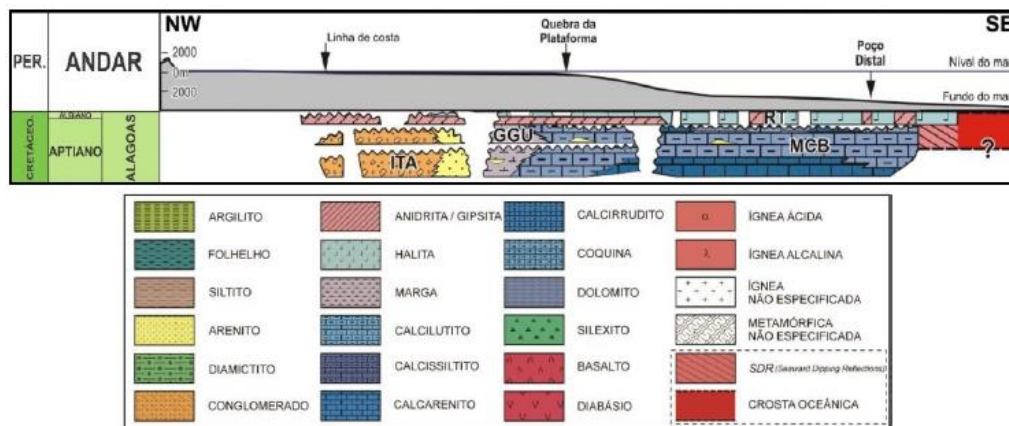


Figura 5: Carta estratigráfica para os depósitos sedimentares da Supersequência Transicional da fase pós-rifte, mostrando a localização, no tempo geológico, dos carbonatos da Formação Macabu, que se encontram na porção distal da bacia. Fonte: Winter *et al.* (2007)

A Formação Retiro, de idade Neo-Aptiano, é formada pelos evaporitos que se encontram nos depocentros de ambientes marinho/lagunar, árido, onde são observados ciclos com a seguinte sequência: anidrita, anidrita e halita, anidrita e halita e carnalita/silvinita (Rangel *et al.*, 1994).

2.2 Sistema petrolífero da Bacia de Campos

Na Bacia de Campos, segundo Guardado *et al.* (2000), a rocha geradora é composta por folhelhos laminados e intercalados aos carbonatos de idade Barremiano-Albiano, pertencentes ao Grupo Lagoa Feia. Essas camadas de rocha geradora têm aproximadamente de 100 a 300 m de espessura, e um carbono total (COT) médio de 2-6%, chegando até a 9%. Essas rochas geradoras foram depositadas no contexto da sequência continental, pertencem a Megassequência R. descrita por Bruhn *et al.* (2003) (Figura 6).

Na Bacia de Campos ocorrem diversos tipos de reservatórios de hidrocarbonetos e eles estão distribuídos ao longo de sua coluna estratigráfica. Na porção basal se encontram basaltos fraturados Neocomianos da Formação Cabiúnas; logo acima estão as coquinas Neo-Barremianas- Eo-Aptianas da Formação Coqueiros em destaque sobre os altos estruturais; subjacentes, encontram-se os carbonatos Neo-Aptianos da Formação Macabú, que ocorrem somente na porção distal, e compõem a Megassequência Transicional Evaporítica (T). Iniciando a Megassequência de Plataforma Carbonática Rasa (SC) são reconhecidos os reservatórios compostos por *grainstones* e *packstones* 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 Emborê, representando as Megassequências Marinha Transgressiva (MT) e a Megassequência Marinha Regressiva (MR), respectivamente.

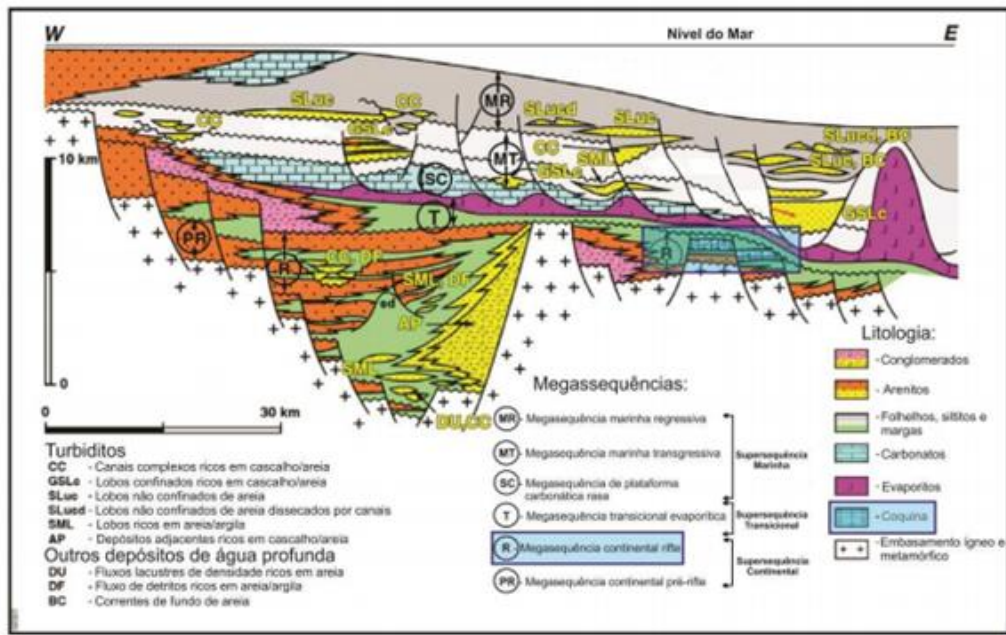


Figura 6: Seção Geológica regional das bacias da margem leste brasileira (BRUHN, 1998). Destaque aos reservatórios formados por coquinas que pertencem a Megassequência R. Fonte: Bruhn *et al.*, 2003.

2.3 Grupo Lagoa Feia

O Grupo Lagoa Feia foi definido por Schaller (1973) como a unidade sedimentar basal, clástica continental e evaporítica, da Bacia de Campos. Associado aos estágios iniciais de separação da América do Sul e a África, o Grupo Lagoa Feia sobrepõe discordantemente os basaltos do embasamento e termina com evaporitos que marcam as primeiras incursões marinhas na área. Os aspectos sedimentares e estratigráficos desta sucessão sedimentar têm sido estudados por diversos autores (Schaller, 1973; Schaller, 1981; Bertani & Carozzi, 1985; Baumgarten, 1985; Baumgarten, 1988; Dias *et al.*, 1988; Carvalho *et al.*, 2000; Castro, 2006).

Segundo Dias *et al.* (1988), o Grupo Lagoa Feia pode ser subdividido em quatro seqüências deposicionais, definidas a partir de correlação de poços, análise sismoestratigráfica e bioestratigrafia (Figura 7). Estas seqüências se distribuem do Neocominiano ao Eo-aptiano, andares locais Aratu, Buricica, Jiquiá e Alagoas. Os limites de sequencias foram definidos com base no mapeamento das inconformidades e marcadores estratigráficos definidos no trabalho de Baumgarten (1985).

As seguintes seqüências deposicionais foram definidas e descritas por Dias *et al.* (1988): clástica basal, talco-estevensita, de coquinas e clástico-evaporítica.

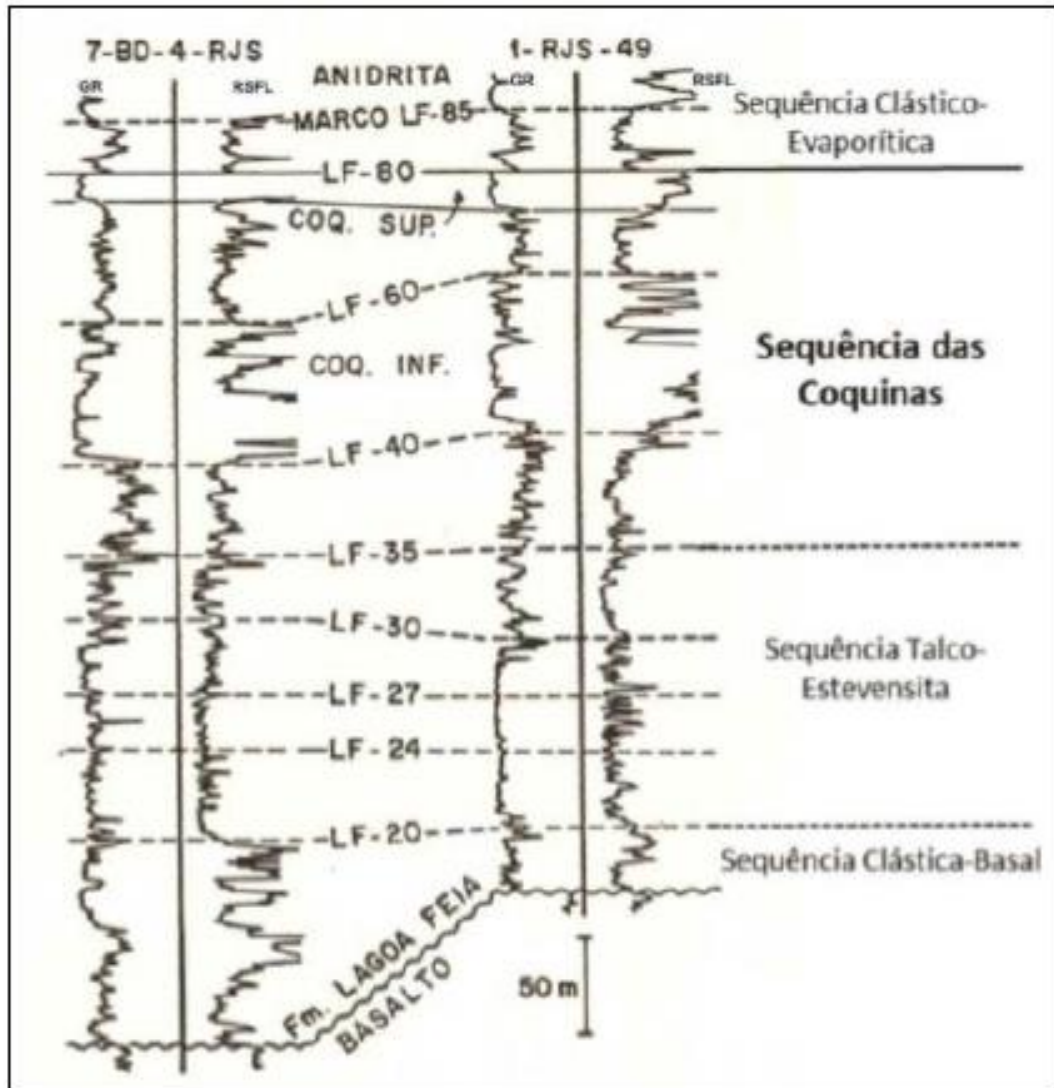


Figura 7: Perfis-tipo do Grupo Lagoa Feia nos Campo, Badejo e Linguado. Fonte: adaptado de Baumgarten, 1985.

Sequência clástica basal: compreende os sedimentos mais antigos da bacia, depositados diretamente sobre os derrames basálticos do Cretáceo Inferior, andares locais Aratu e Buricica inferior. O limite superior corresponde ao marcador estratigráfico LF-20. A seção inferior da sequência apresenta fácies conglomeráticas compostas de fragmentos de basalto, quartzo e feldspato cimentados por calcita, mudam lateralmente para arenitos estratificados e lamitos com características de exposição subaérea. A seção superior é constituída por fácies de leques aluviais, lacustrina marginal e distal, definidas por *grainstones* bioclásticos, *packstones* e siltitos associados a peloides de talco-stevensita nas porções marginais, e margas, *packstones* e folhelho negro nas porções distais.

Sequência Talco-estevensita: depositada durante os andares locais Buricica Superior e Jiquiá Inferior. O limite superior corresponde ao marcador LF-35. A sequência é caracterizada por fácies lacustres marginais compostas por siltitos e arenitos de pelóides de talco-stevensita, que apresentam uma origem ainda incerta (Bertani & Carozzi, 1984; Rehim *et al.*, 1986) e frequentemente encontram-se dolomitizados e silicificados, já nas porções distais, além das fácies de leques aluviais também ocorrem folhelhos negros.

Sequência das coquinas: corresponde aos sedimentos depositados entre o final do Andar Jiquiá e a discordância erosiva pré-neo-Alagoas, que nivela o relevo no fim da fase rifte. É caracterizada por expressivos depósitos carbonáticos associados a altos estruturais compostos por *rudstones*, *grainstones* peloidais, oolíticos e bioclásticos retrabalhados de depósitos de bioacumulados, e localmente de gastrópodes puros ou de matriz calcarenítica e conchas de pelecípodes bivalves (Carvalho *et al.*, 1984 *apud* Dias *et al.*, 1988). A presença de fácies associadas a leques aluviais sugere que a deposição da sequência das coquinas foi contemporânea a atividade tectônica da fase rifte. As melhores fácies de coquinas que constituem reservatórios são aquelas com a matriz livre de cimentação e depositadas em ambientes de alta energia. Nos baixos sindeposicionais ocorrem margas e folhelhos ricos em matéria orgânica e constituem a principal rocha fonte da Bacia de Campos.

Sequência clástico-evaporítica: compreende os sedimentos terrígenos depositados imediatamente acima da discordância pré-neo-Alagoas, marcador estratigráfico LF-80 e uma espessa camada evaporítica. O topo da camada evaporítica é o limite superior do Grupo Lagoa Feia e corresponde ao andar local Alagoas. Na porção inferior e proximal desta sequência depositaram-se os sedimentos clásticos característicos de leques aluviais, a porção distal ocorre calcários e na porção final do Grupo lagoa Feia depositam-se as fácies evaporíticas constituídas principalmente por anidrita associada a halita e sais solúveis.

2.4 Formação Coqueiros: sequência de coquinas

A Formação Coqueiros é a sequência mais importante do Grupo Lagoa Feia para fins de exploração de hidrocarbonetos, visto que é a portadora da sequência de coquinas, rochas reservatório da fase rifte, e a principal rocha geradora da Bacia de Campos, o folhelho Jiquiá.

A sequência de coquinas de bivalves forma uma contínua e extensa plataforma carbonática rasa na Bacia de Campos. Essas acumulações constituem os reservatórios da Formação Coqueiros do Grupo Lagoa Feia nos campos de Trilha, Badejo, Linguado e Pampo, localizados no Alto Regional de Badejo, mostrados na Figura 8.

O Alto Regional de Badejo é um alto do embasamento localizado entre o Baixo de São João da Barra, a oeste e limitado por uma falha antitética, e o Baixo de Corvina-Parati, a leste e limitado por uma falha sintética. Constitui um bloco *horst* alinhado quase paralelamente a linha de costa, mergulha a norte em direção ao Baixo de São Tomé e se formou nos estágios iniciais de rifteamento durante o Cretáceo Inferior. Os bancos de coquinas se desenvolveram em ambientes lacustres confinados ao longo dos flancos e cristas de baixo ângulo nesses altos estruturais como ocorre no *trend* Badejo-Linguado-Pampo (Figura 9) (Guardado *et al.*, 1989).

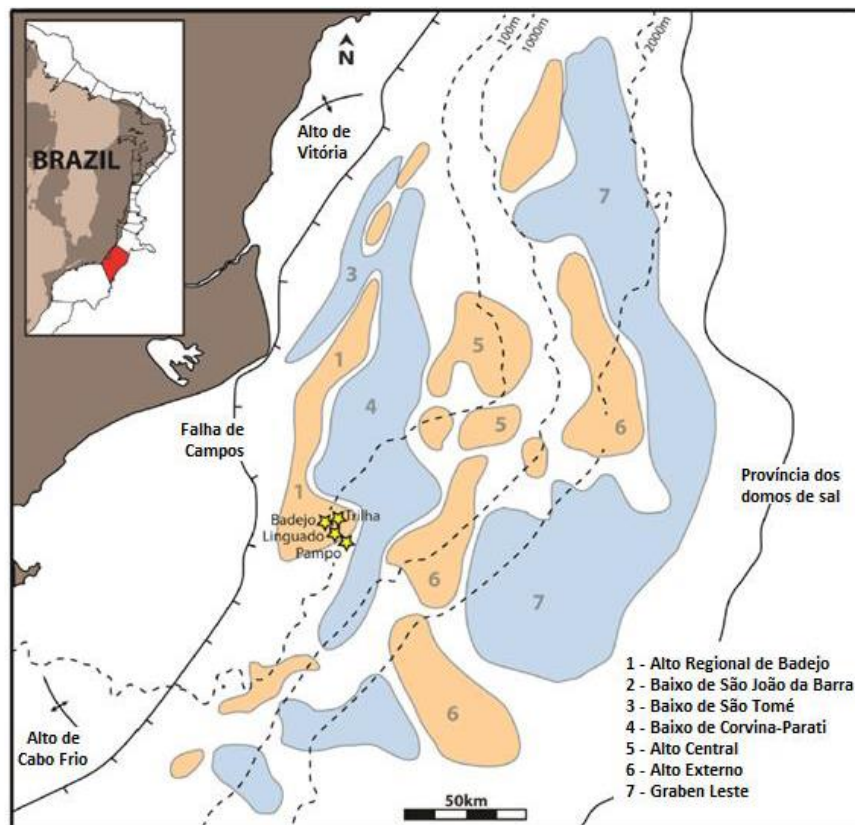


Figura 8: Mapa estrutural da Bacia de Campos. Principais altos (em laranja) e baixos (em azul) estruturais da bacia e localização dos campos produtores de óleo em coquinas (estrelas amarelas).

Adaptado de Guardado *et al.*, 2000.

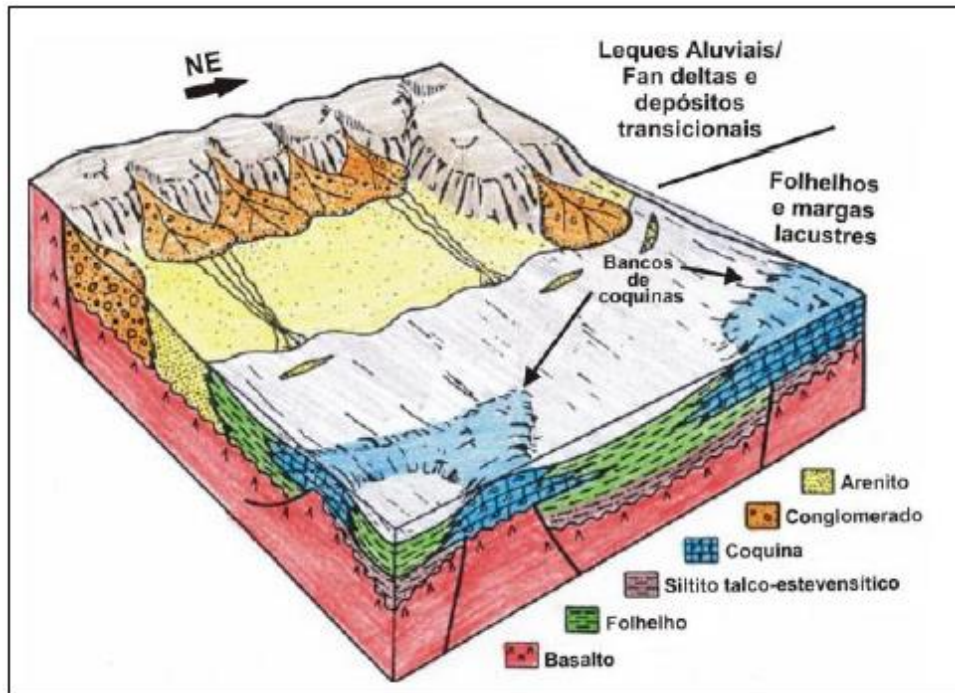


Figura 9: Modelo deposicional dos carbonatos lacustres do Grupo Lagoa Feia. Os bancos de coquinas se concentram no topo dos altos sindeposicionais do embasamento. Fonte: Adaptado de Guardado *et al.*, 1989.

Segundo Carvalho *et al.* (2000), a associação de fácies que compõe a sequência de coquinas depositada no Cretáceo Inferior da Bacia de Campos exhibe características de um ambiente lagunar fechado e perene a salino aberto, que sofreu marcantes flutuações do nível da água, tanto devido a influência de ondas e por correntes geradas por tempestade, quanto devido a variações tectônicas. As frequentes variações do nível da água desse lago, ou lagos, explica a complexibilidade na variação vertical e lateral de fácies, o que torna a sequência bastante heterogênea.

Autores como Castro & Azambuja (1981), Silva-Telles *et al.* (1994), e Mello & Hessel (1998) reportaram a presença de fósseis de microfauna marinha no intervalo da sequência de coquinas, o que confirma a ocorrência de discretas transgressões marinhas do Oceano Atlântico Sul no sistema continental lacustre da Bacia de Campos, ainda na fase rifte. Essas incursões transpunham altos topográficos do embasamento, como o lineamento vulcânico da Elevação do Rio Grande - Dorsal de Walvis, que impediu a conexão direta com o mar, confinando os lagos rifte a norte dessas feições e o oceano aberto a sul, nos estágios iniciais de rifteamento (Dingle, 1999).

Diversas divisões estratigráficas têm sido sugeridas ao longo do tempo para a sequência de coquinas do Grupo Lagoa Feia (Figura 10). Entre elas, a Petrobras em 1980 sugeriu a divisão em três unidades estratigráficas nomeadas, do topo para a base, como unidade A, B e C. Schaller *et al.* (1981) renomearam a unidade A para Coquina Superior e agruparam as unidades B e C no intervalo Coquina Inferior. Essas unidades são separadas por depósitos clásticos de granulação fina, como folhelho, siltito e margas, e refletem duas fases deposicionais discretas (Horschutz *et al.*, 1990). Baumgarten *et al.* (1983) revisaram a classificação anterior e dividiram as duas unidades em três zonas cada unidade, com base nas variações de permeabilidade de cada zona mapeada.

Segundo Tigre *et al.* (1983), a Coquina Inferior apresenta espessuras de 75 m a 150 m de intercalações de depósitos bioclásticos com finas camadas de arenito e sedimentos argilosos, e constitui o principal intervalo exploratório. A Coquina Superior é menos porosa e de espessura consideravelmente inferior, com média de 30 m de espessura. Os ciclos sedimentares que definem os dois níveis de coquinas evoluem verticalmente de leques aluviais e depósitos de planície lamosa para depósitos lacustres, incluindo margas e folhelho, arenito de costeiro e coquina pura no topo (Thompson *et al.*, 2015).

Petrobrás/DEPEX1980	SCHALLER et al. (1981)	BAUMGARTEN et al. (1983)
COQUINA A	COQUINA SUPERIOR	ZONA I
COQUINA B	COQUINA INFERIOR	ZONA II
COQUINA C		ZONA III
		SUBZONA IVA-B
		ZONA V
		SUBZONA VIA-C

Figura 10: Evolução da divisão estratigráfica da Formação dos Coqueiros, Grupo Lagoa Feia, Bacia de Campos. (adaptado de Baumgarten, 1988 em Thompson *et al.*, 2015).

A sequência de coquinas pode ser dividida quanto as diferentes associações de fácies deposicionais, como coquina detrítica e coquina pura (Castro *et al.*, 1981). Segundo Carvalho *et al.* (2000), a coquina detrítica é depositada por leques aluviais, onde predominam as fácies siliciclásticas, compostas por conglomerados polimíticos, arenitos líticos a feldspáticos, siltitos e folhelho vermelho e a coquina

pura, representada por depósitos lacustres de coquinas de bivalves, ostracodes ou gastrópodes, localmente interdigitados com fácies siliciclásticas. Sete associações de fácies foram descritas dentro da sequência de coquinas: (A) depósitos de margem de lagos que consiste de sedimentos carbonáticos ou siliciclásticos exibindo estruturas sedimentares (*mud cracks*, *bird eyes*, marcas de raízes) combinados com sedimentos finos depositados em ambientes de baixa energia em áreas lacustres rasas; (B) *grainstones* bioclásticos praias que consistem de fragmentos de conchas de bivalves ou raramente gastrópodes que apresentam alta grau de abrasão e envelopes de micrita; (C) arenitos bioclásticos praias que consistem de *rudstones* arenosos formados pela mistura de sedimentos siliciclásticos com conchas de bivalves carregadas por correntes de tempestade; (D) lençóis bioclásticos que são caracterizados por *rudstones* de conchas detríticas de bivalves com finas intercalações de siliciclásticos e carbonáticos em bordas de barras; (E) barras bioclásticas constituídas de *rudstones*, associados com finas camadas de *grainstones* bioclásticos sem intercalações de sedimentos siliciclásticos, depositados sob alta energia em altos estruturais; (F) bancos de bioacumulados compostos de conchas *in situ* associados a arenito e folhelho, depositados em ambiente raso e de baixa energia; (G) lacustre profundo constituído de intercalações de sedimentos siliciclásticos finos e *mudstones* de ostracoides. Seis dessas associações de fácies são vistas na Figura 11.

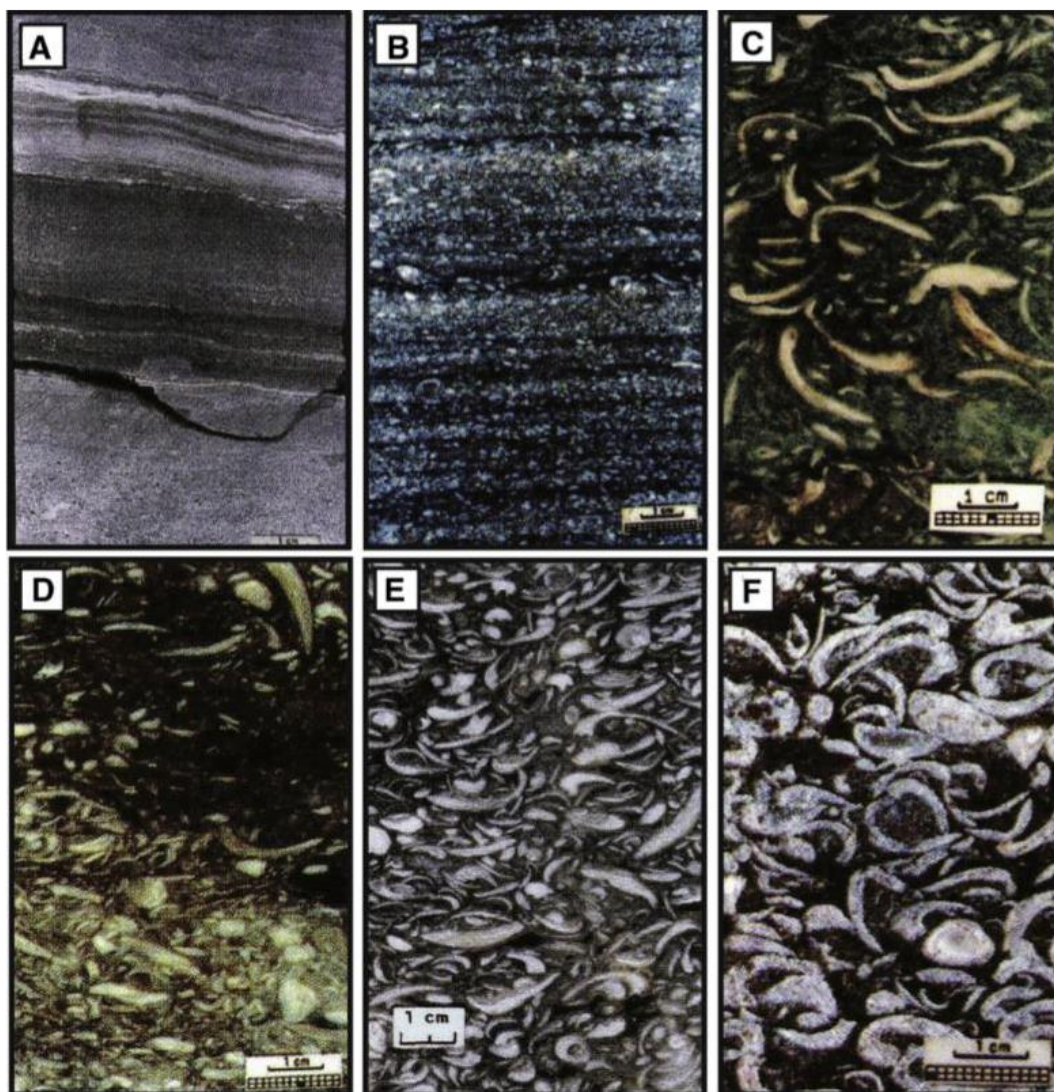


Figura 11: Fotos de amostras de calha de seis associações de fácies de coquinas da Formação Coqueiros. (A) depósitos de margem de lagos, (B) *packstones* bioclásticos praias, (C) arenitos bioclásticos praias, (D) lençóis bioclásticos bordas de barras, (E) barras. Carvalho *et al.* (2000).

Dois potenciais análogos modernos das coquinas do Pré-sal são descritos na literatura: o ambiente marinho hipersalino da Shark Bay na Austrália (Jahnert *et al.*, 2012) e o Lago Tanganyika, do complexo de lagos rifte do leste africano (Mcglue *et al.*, 2010; Thompson, 2013; Thompson *et al.*, 2015).

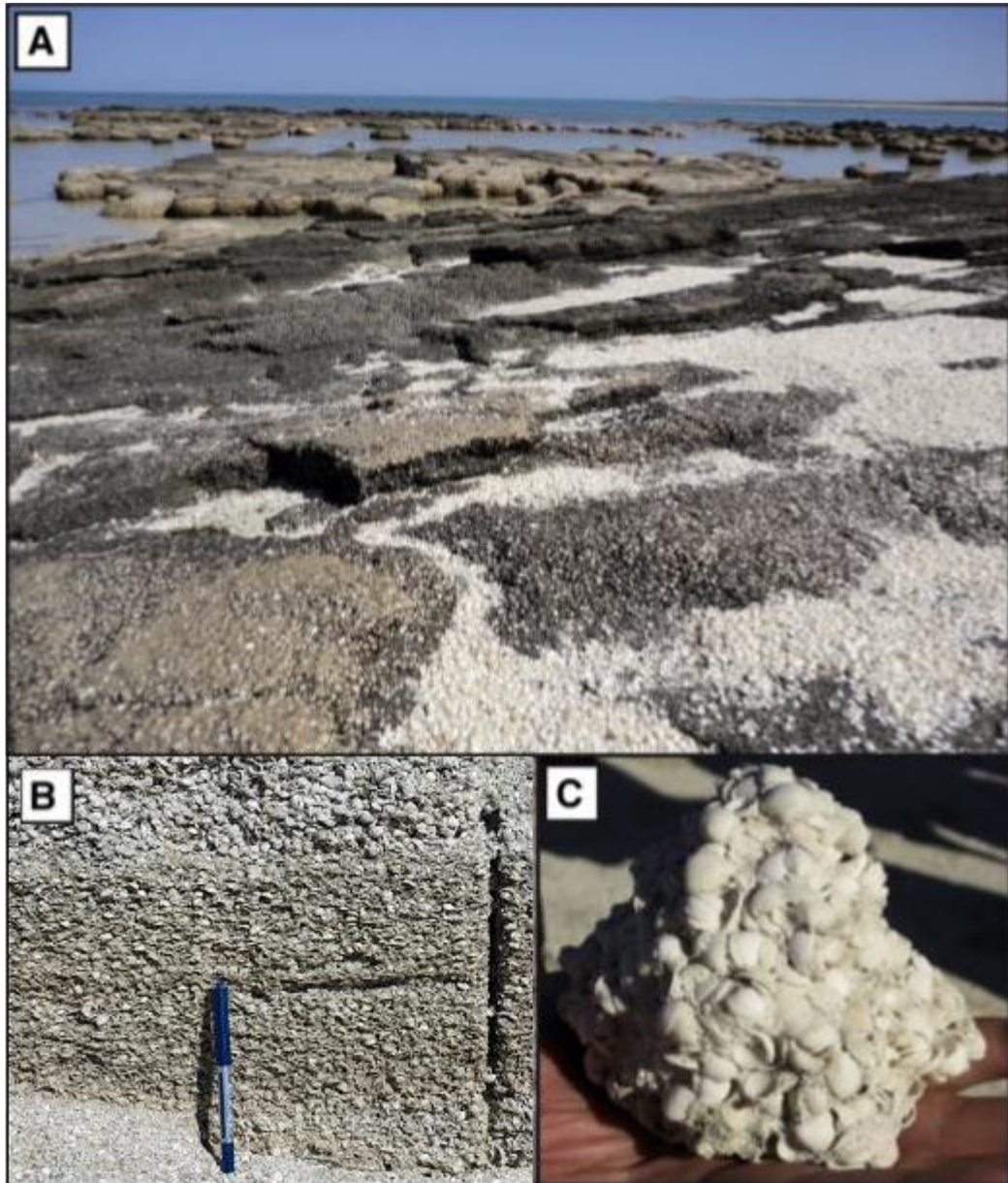


Figura 12: Camadas parcialmente litificadas de coquinas gradam em direção ao mar para estromatólitos dômicos (Thompson *et al.*, 2015); (B) Camadas parcialmente litificadas de coquinas (Fotografia de Marcelo Blauth em Bizotto, 2014); (C) Coquina de bivalves cimentada com matriz arenosa (S.F. Poropat, 2008 em Thompson *et al.*, 2015)

Os depósitos de coquinas holocênicas, em formação na Shark Bay (Figura 12), formam cordões de praia que gradam em direção ao mar para estromatólitos microbiais dômicos, em resposta a regressão marinha. As similaridades com as coquinas do Pré-sal da Bacia de Campos são traçadas pela dinâmica costeira afetada por ondas e correntes de tempestade, pelo ambiente parcialmente isolado de incursões marinhas, pelas geometrias progracionais e pelas estruturas de exposição subaérea (Jahnert *et al.*, 2012). Mas algumas diferenças são notórias no

que diz respeito a química da água e a espécie monoespecífica de bivalves e o tamanho restrito das conchas, devido à menor salinidade da água (Thompson *et al.*, 2013).

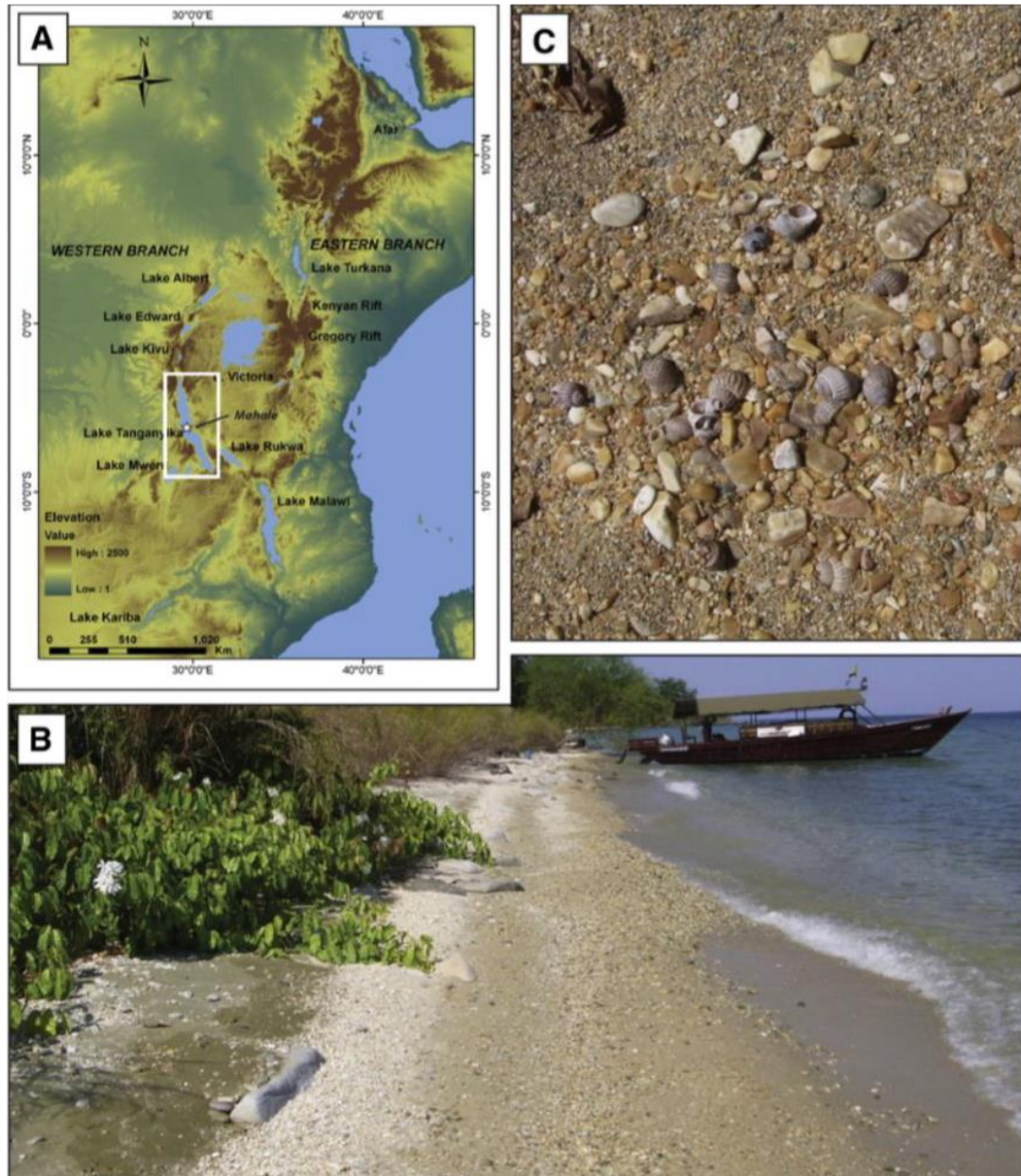


Figura 13: (A) Mapa de elevação do Sistema de Riftes do Leste Africano. (B) Formação de coquinas de coquinas ao longo da região costeira; (C) Coquina de gastrópodes em formação (Thompson *et al.*, 2015).

Nos lagos do sistema de riftes do Leste Africano (Figura 13), em especial no Lago Tanganyika, as coquinas se acumulam ao longo de rampas de meio-grabéns e zonas de acomodação. Nas bordas de falhas do sistema de riftes formam-se extensas camadas tabulares de coquinas que são depositadas quando ocorre elevação do nível do lago, estendendo-se por 40 km de extensão e 5 km de largura

(Thompson *et al.*, 2015). Nas áreas de baixos estruturais também ocorre a acumulação de espessas camadas de coquinas, onde os sedimentos mais finos são carreados para a base do depósito. Similarmente, às coquinas do Pré-sal de Campos, esses depósitos são dominados por coquinas de gastrópodes (Mcglue *et al.*, 2010). Camadas de conchas de reentrâncias da linha de costa e elevações são associadas com depósitos massivos e caóticos depositados através dos processos de transporte de massa, produzindo fácies ricas em cascalhos. Plataformas deltáicas de baixo gradiente são associadas com fácies arenosas e siltosas a puras, depositadas em cristas de praia e extensas camadas de conchas (Mcglue *et al.*, 2010)

Segundo Thompson *et al.* (2015), o depósito de coquinas em formação no Lago Tanganyika fornece o melhor análogo moderno das coquinas do pré-sal da Bacia de Campos, o que torna importante melhorar o entendimento dos processos deposicionais aos quais esses sedimentos estão submetidos.

3 Perfilagem Geofísica e Perfis de Poços

A Perfilagem Geofísica é a prática de efetuar um registro detalhado das formações geológicas atravessadas por uma perfuração. O perfil pode ter descrições baseadas em inspeção visual de amostra levadas para a superfície ou medições de grandezas geofísicas, feitas com instrumentos, para formar um perfil de poço (Serra, 2008; Ellis & Singer, 2008). Normalmente, as medições no poço (amostras) são realizadas progressivamente em uma direção e amostradas regularmente para produzir um perfil de acordo com a profundidade.

3.1 Ambiente do Poço

Para que seja possível uma avaliação petrofísica determinística é necessário entender o processo de invasão da lama durante a perfuração e como afeta as leituras dos perfis de resistividade, bem como são denominados esses perfis. Por convenção, a invasão é dividida em zonas, como mostra a Figure 14. Por convenção, a invasão é dividida 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 do fluido original da formação. Atravessando uma zona de transição e à medida que a formação se localiza mais distante lateralmente da parede do poço, as propriedades do reservatório são mais representativas, encontrando-se a formação virgem ou zona não invadida.

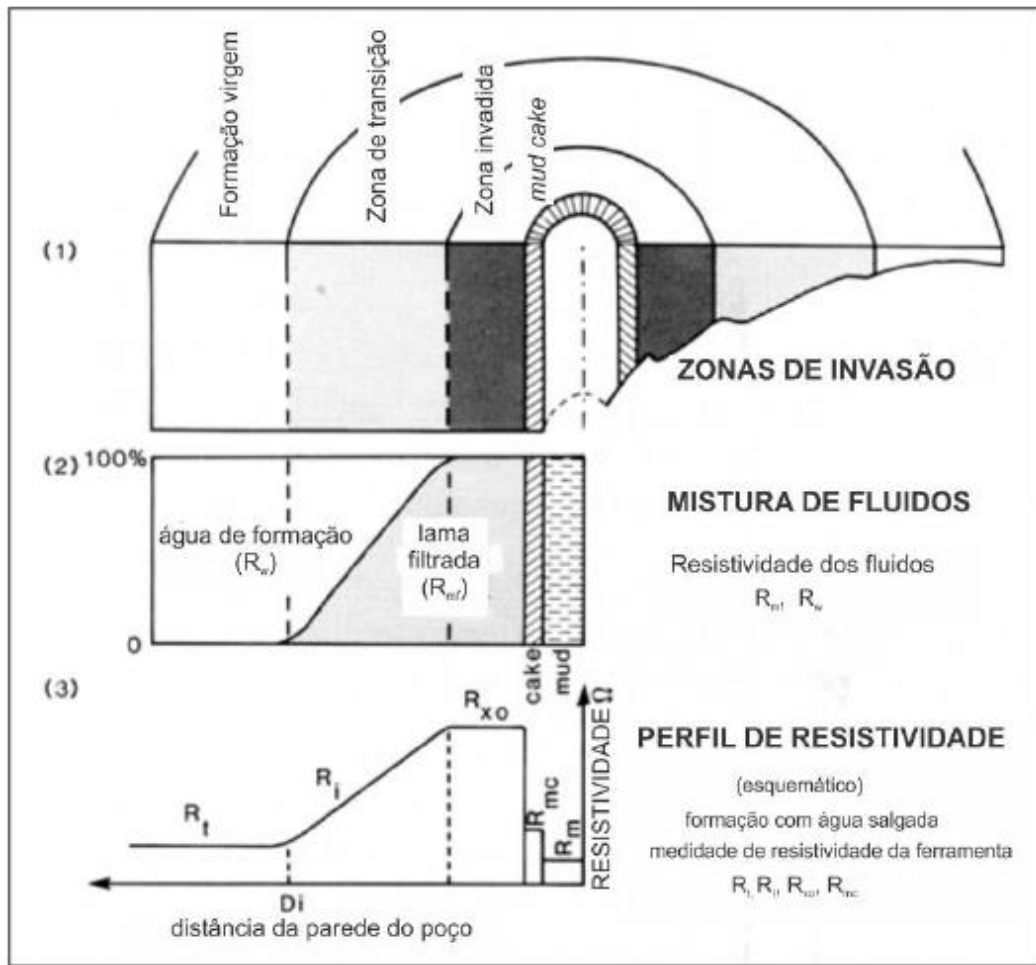


Figure 14: (1) Zonas de invasão para o furo do poço; (2) Representação esquemática das misturas dos fluidos; (3) perfil de resistividade (modificado de Rider, 2002).

3.2 Perfis de Poço

Segundo Thomas (2001), o perfil de um poço é uma imagem visual, em relação à profundidade, de uma ou mais características ou propriedades das rochas perfuradas. Tais perfis são obtidos através do deslocamento contínuo de um sensor de perfilagem (sonda ou ferramenta) dentro do poço.

Existem vários tipos de perfis utilizados para as mais diversas aplicações (Figura 15), todos com o objetivo de avaliar melhor as formações geológicas quanto à ocorrência de um reservatório que contenha hidrocarboneto. Alguns dos principais tipos de perfis existentes são: Raios Gama (GR), Neutrônico (NPHI), Resistividade (ILD), Sônico (DT) e Densidade (RHOB). Para um melhor aproveitamento dos perfis geofísicos obtidos, é necessário que eles sejam utilizados em conjunto para a caracterização da rocha e que sejam controlados pelo perfil Caliper.

	Geologia Geral			Sísmica		Geologia do Reservatório		Geoquímica		Petrofísica				
	Litologia	Fácies Depositionais	Correlação estratigráfica	Veloc. Intervalar	Impd. Acústica	Idnt. Fraturas	altas pressões idnt	Idnt rocha fonte	Maturidade	Porosidade	Volume de Folhelho	Permeabilidade	Idnt. de gás	Saturação de Hidrocarbonetos
Resistividade	-	-	-				*	*	*			-	-	+
Raio Gama	-	-	-					*			+			
Sônico	*		-	*	*	*	*	*		+			-	
Densidade	*	-			*	*		*		+			-	
Neutrão	*	-						-		+			-	
- usos qualitativos * uso semi-quantitativos/quantitativos + usos quantitativos														

Figura 15: Principais usos dos Perfis Geofísicos. Modificado de Rider, 2002.

3.3 Perfil de raios gama (GR)

O perfil de raios gama mede a radioatividade natural presente nas rochas, sendo influenciado, principalmente, pela presença de Potássio (K40), Urânio (U235) e Tório (Th232). Normalmente, este perfil é medido em graus API (American Petroleum Institute), que consiste em uma normalização para as medições dos níveis de radioatividade de unidades contendo elementos radioativos (Asquith & Gibson, 1982). Estes elementos, geralmente, ficam adsorvidos na estrutura superficial das argilas, fazendo com que este perfil seja um bom indicador de argilosidade nas formações.

O perfil de raios gama não depende da lama de formação ou da resistividade da água. Esta ferramenta pode ser usada em poços sem revestimentos, com lama tanto a base de água quanto de óleo, e em poços revestidos, embora neste a resposta seja atenuada devido a espessura do cimento.

O estudo quantitativo, a partir do perfil de raios gama, inicia com a identificação da linha de base do folhelho (LBF), ou seja, onde se encontram os valores medidos pela ferramenta na zona de folhelhos. A LBF contém a média entre as leituras máximas verificadas e, neste trabalho, este valor é referenciado como $GR_{máximo}$. O valor mínimo lido pelo perfil de raios gama é medido em uma formação “limpa”, isto é, livre da presença de material argiloso e esta medida, neste

trabalho, é referido como $GR_{\text{mínimo}}$. Com as duas variáveis determinadas, é possível obter o índice de raios gama (IGR):

$$IGR = \frac{GR_{\text{lido}} - GR_{\text{mínimo}}}{GR_{\text{máximo}} - GR_{\text{mínimo}}}, \quad (1)$$

no qual GR_{lido} é o valor lido pela ferramenta na formação. De posse dos valores de IGR, pode-se usá-lo em modelos empíricos para a estimativa da argilosidade em função da profundidade.

Os fatores que afetam as leituras dos perfis de raios gama estão relacionados: a litologia (mineralizações; rochas arcoseanas; conglomerados policompostos; rochas densas e intercalações de camadas delgadas), a operação (tipo de detector; centralização da ferramenta; presença de revestimentos ou não) e relacionados a conceituação (a radioatividade medida é proporcional ao volume de argila na camada; apenas dois componentes volumétricos - folhelho e não folhelho).

3.3.1 Perfil de Indução (ILD)

Em poços com espaços ou sem lama de perfuração não é possível fazer bons contatos dos eletrodos em uma rocha e injetar corrente elétrica, como fazem as ferramentas de eletrodos galvânicos. Essas ferramentas precisam de um meio condutivo, como a lama a base de água. Outro tipo de lama pode apresentar problemas no acoplamento elétrico devido às duas características de alta condutividade ou de isolamento (Nery, 2004). No entanto, com ferramentas de indução magnética de penetração profunda (ILD) ou média (ILM) é possível induzir campos magnéticos que penetram profundamente e minimizam os efeitos das zonas próximas à parede do poço. Um problema subsidente para essas ferramentas é a lama muito condutiva (salgada) ou com uma zona de invasão muito profunda na parede do poço. Isso causa uma medição alterada da resistividade da formação.

Além disso, as rochas com resistividades muito altas tornam impreciso o perfil de indução (Serra, 2008). Em tal situação, as leituras devem ser corrigidas utilizando cartas disponibilizadas pelos fabricantes da ferramenta ou sondas de indução.

A sonda de indução, basicamente, é composta por uma antena transmissora e outra receptora. A antena transmissora induz uma corrente elétrica na formação rochosa que produz um campo magnético captado pela antena receptora (Bassiouni, 1994; Ellis & Singer, 2008). A condutividade registrada pela ferramenta de medição

é proporcional ao campo magnético captado. Em seguida, as medições de condutividade são transformadas em medições de resistividade (relação inversa) e regularmente distribuídas na profundidade, para produzir o perfil de indução. A unidade desse tipo de medição é ohm metro (Ωm).

O perfil de indução, de maneira semelhante aos perfis de resistividade por condução de corrente, é aplicado na correlação lateral dos poços, na identificação qualitativa da litologia e do fluido nas rochas. Além disso, é aplicado também na estimativa de saturação de água (com lei de Archie) e na identificação de zonas de alta permeabilidade (Schlumberger, 1998; Nery, 2004).

A Figura 16 mostra as diferentes profundidades de investigações dos diferentes tipos de ferramentas de resistividade no ambiente do poço: No qual, **Micro-SFL** (*Microspherically Focused Log*) é a resistividade microesfericamente focada, **SFL** (*Spherically Focused Log*) é a resistividade esfericamente focada, **LLS** (*Lateral Log Shallow*) é a resistividade rasa e **LLD** (*Lateral Log Deep*) é a resistividade profunda ou corrente induzida, como é o caso da ferramenta **ILD** (*Deep Induction Log*) que é a corrente induzida profunda.

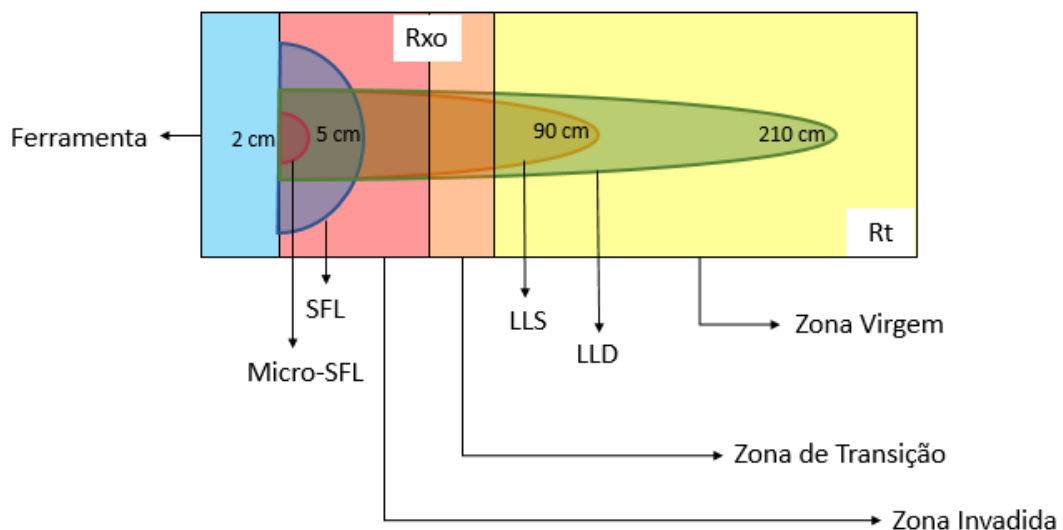


Figura 16: Representação esquemática das profundidades de investigação das ferramentas de resistividade na formação rochosa. Modificado de Darling (2005).

3.3.2 Perfil de Densidade (RHOB)

O perfil de densidade registrada as medições das densidades das rochas, ao longo de um poço, como uma função de profundidade. As medições são as densidades volumétricas de uma rocha incluindo a matriz sólida e do fluido entre os poros.

A ferramenta de medição consiste em uma fonte radioativa aplicada à parede do poço que emite raios gama de média energia na formação. Assim, esses raios gama podem ser imaginados como partículas de alta velocidade que colidem com os elétrons da formação. Em cada colisão, o raio gama perde parte da sua energia para o elétron, esse tipo de interação é conhecido como espalhamento Compton. Os raios gama espalhados que conseguem atingir o detector são contados e, assim, a quantidade resultante é uma proporção da densidade da formação (Bassiouni, 1994; Schön, 2011).

O efeito do espalhamento Compton está relacionado diretamente com o número de elétrons da formação por unidade de volume (Bassiouni, 1994). Consequentemente, a densidade de elétrons ρ_e determina uma resposta proporcional à densidade, conforme a equação:

$$\rho_e = 2\rho_b \frac{\sum Z_i}{M}, \quad (2)$$

em que Z_i é o número atômico do átomo i que constitui a molécula do composto, M é o peso molecular do composto e ρ_b é a densidade volumétrica da rocha. Na Tabela 1 são mostrados alguns valores de densidade da matriz de algumas rochas para o ajuste da ferramenta e a estimativa da porosidade. A relação entre a densidade total da formação (ρ_b), a densidade do fluido nos poros (ρ_f), a porosidade (\emptyset) e a densidade da matriz (ρ_{ma}) é:

$$\rho_b = \emptyset\rho_f + (1 - \emptyset)\rho_{ma}. \quad (3)$$

Tabela 1: Valores comuns de densidade da matriz ρ_{ma} para o ajuste da ferramenta de medição de densidade.

Material	Densidade (g/cm ³)
Quartzo	2,65
Areia calcária, arcossiana ou argilosa	2,68
Calcário	2,00
Dolomita	2,87

A profundidade de investigação da ferramenta de densidade é relativamente pequena devido aos problemas nos contatos. Como exemplo, para ferramentas com espaçamento entre detectores de 35 até 45 cm, as medições corresponderão as zonas de 5 até 7 cm. Outros fatores que afetam o desempenho da ferramenta são o tipo de lama e do reboco, a argilosidade (que reduz os valores de densidade) e a presença

de hidrocarbonetos (Nery, 2004). O perfil de densidade é utilizado para estimar a porosidade, identificar a litologia e as zonas de gás, quando combinado com o perfil nêutron.

3.3.3 Perfil Sônico

O perfil sônico registra medida de tempo de trânsito de uma onda mecânica através das rochas. A velocidade de propagação de uma onda compressional sofre alterações de acordo com o meio em que se propaga. Além disso, ela possui uma relação inversa com o tempo de propagação. Tal fato implica que o tempo gasto pela onda para percorrer uma mesma distância fixa será menor nos sólidos do que nos líquidos e gases, visto que os meios sólidos possuem velocidade de propagação maior.

Nery (2004) ressalta que o perfil sônico mostra uma relação direta entre o tempo de propagação de uma onda compressional e a porosidade das rochas, pois ao se considerar duas rochas semelhantes, a que contiver mais fluidos dentro de seus poros (maior porosidade) mostrará um tempo de trânsito maior do que uma com menos fluidos (menor porosidade).

De acordo com Kery *et al.* (2009), a ferramenta de medição deste perfil consiste em uma fonte que emite pulsos ultrassônicos a uma frequência de 20-40Khz detectados, normalmente, por dois receptores separados por uma distância de cerca de 300 mm. Por convenção do *American Petroleum Institute* - API, a unidade de medida usada para o tempo de trânsito é o $\mu\text{s}/\text{pé}$ (ou $\mu\text{s}/\text{m}$).

Rider (2002) evidencia que, quantitativamente, o perfil sônico pode ser utilizado no cálculo da porosidade, obtida por meio de uma relação matemática que será explicitada no tópico estimativa de porosidade, e na interpretação sísmica ao fornecer a velocidade intervalar. Além dessas aplicações, o perfil também auxilia na identificação do grau de compactação das rochas e na detecção de fraturas.

Cabe destacar que a presença de hidrocarbonetos nas formações afeta o registro do perfil sônico. Conforme Nery (2004), o tempo de trânsito na água é da ordem de 189 à 200 $\mu\text{s}/\text{pé}$ (salgada ou doce, respectivamente), o do óleo (menos denso) é de 236 $\mu\text{s}/\text{pé}$ e o do gás (menos denso ainda) é da ordem de 600 $\mu\text{s}/\text{pé}$. Assim, camadas portadoras de hidrocarbonetos têm um pequeno (óleo) ou grande (gás) aumento no tempo de trânsito (ΔT). Ou seja, ocorre um retardamento no tempo total de propagação de uma onda compressional nas camadas que possuem

uma mistura de óleo e água, quando comparadas com aquelas que contêm apenas água. Dessa forma, em zonas portadoras de gás (hidrocarbonetos leves), a porosidade estimada a partir do perfil sônico é ligeiramente superior, devido ao tempo de propagação da onda compressional que é maior no gás. Além disso, a presença de argila na formação também causará aumento na porosidade estimada aos argilominerais pois atenua a velocidade da onda compressional.

3.3.4 Perfil Nêutron (NPHI)

Os perfis sônico e de densidade nos fornecem propriedades (tempo de trânsito e densidade, respectivamente) através das quais podemos obter a porosidade. Já o perfil nêutron é calibrado de acordo com uma litologia padrão para registrar diretamente os valores de porosidade por meio do teor de hidrogênio das camadas.

Quando a formação é bombardeada por nêutrons altamente energizados, muitos tipos de interação podem ocorrer entre os nêutrons e os núcleos atômicos. Esses nêutrons com alto poder de penetração são emitidos continuamente de uma fonte química interagindo com os núcleos dos elementos componentes da matéria de três modos: absorção, espalhamento elástico e espalhamento inelástico.

A probabilidade de ocorrência de cada uma destas interações depende do nível de energia do nêutron incidente e da natureza do núcleo envolvido no choque (Nery, 2013). A perda de energia está associada com o tamanho do núcleo com o qual ele se choca, sendo máxima, quando o núcleo em questão é o de hidrogênio.

Os nêutrons capturados podem ser de três tipos: rápidos, epitermais e termiais, cujos níveis energéticos são de 4,5 MeV a 100 KeV, de 100 KeV a 100 eV e de 100 eV a 0,025 eV, respectivamente. A separação entre a fonte e o detector é escolhida em função do nível energético que se deseja registrar. Assim para captar nêutrons de níveis energéticos mais baixos, o detector deve estar mais afastado da fonte, por outro lado, se a pretensão é capturar nêutrons de alta energia, o detector deve estar próximo à fonte.

Segundo Ellis & Singer (2007), como o hidrogênio das formações pode estar presente na forma de hidrocarbonetos ou água e tende a ocorrer nos espaços porosos, uma correlação entre ele e a porosidade da formação é facilmente realizada. Keary *et al.* (2009) acrescentam que em arenitos e calcários todos os íons de hidrogênio estão presentes nos hidrocarbonetos ou nos fluidos dos poros, de

forma que a concentração de íons de hidrogênio é totalmente depende da porosidade. Nery (2013) afirma que o índice de hidrogênio (HI) pode ser calibrado em valores de porosidade utilizando-se uma rocha padrão de laboratório, com porosidade conhecida e totalmente saturada em água.

Cabe destacar que a presença de hidrocarbonetos leves (gás) e argila nas camadas afeta diretamente a resposta do perfil de nêutrons. Para um volume investigado de rocha, a presença de hidrocarbonetos leve (gás), que é expansivo, resulta em um baixo valor de densidade de hidrogênio (concentração/volume). Dessa forma, o perfil de nêutrons mede baixa porosidade nestas zonas. Já o excesso de água intersticial absorvida aos argilominerais, aumenta a quantidade de H^+ das camadas. Consequentemente, o perfil de nêutrons mede alta porosidade em intervalos argilosos.

Quantitativamente, o perfil de nêutrons é usado para medir tanto a porosidade quanto o índice de hidrogênio da formação. Qualitativamente, este é um excelente discriminador de óleo e gás (Rider, 2002). Nery (2013) destaca que é preciso ter cuidado na interpretação do perfil de nêutrons, pois uma rocha com 10% de porosidade manterá este valor para qualquer tipo de fluido intersticial, seja ele água, óleo, gás ou uma mistura deles. Portanto, a fim de minimizar os cálculos, utiliza-se sempre uma combinação de perfis. As aplicações fruto da interpretação conjunta entre os perfis sônico, nêutrons e densidade serão abordadas ao final do tópico de perfis de porosidade.

4 Propriedades de Reservatório

A caracterização de reservatórios é uma importante etapa na estimativa de uma reserva em um campo. Uma caracterização precisa do comportamento dinâmico do reservatório pode depender da caracterização mais precisa da distribuição espacial das propriedades do reservatório em todo o reservatório (Hurtado *et al.*, 2009).

A porosidade, argilosidade, permeabilidade e saturação de água são propriedades essenciais do reservatório que afetam o comportamento do fluxo do reservatório e a recuperação do fluido (Xiao *et al.*, 2012). Neste capítulo serão abordadas as propriedades de reservatório que foram estudadas neste trabalho.

4.1 Argilosidade

A presença de argila em reservatórios de hidrocarbonetos tem um grande impacto na estimativa das jazidas e de sua produtividade. Os argilominerais impactam na determinação da saturação e da porosidade. A permeabilidade é quase sempre controlada por pequenas quantidades de argilominerais no espaço poroso.

O efeito da argilosidade nos perfis depende da quantidade ou volume de argila (V_{clay}), da distribuição espacial dessa argilosidade dentro do volume investigado pelas ferramentas, do tipo de material argiloso, da salinidade da água de formação e da saturação em água.

O volume de argila deve ser estimado para a determinação de:

- Proporção arenito/folhelho;
- Correção de argila na determinação de porosidade;
- Correção de argila para a determinação da Saturação de água;
- Delimitação dos reservatórios.

Os indicadores mais comumente utilizados para a estimativa do volume de argila são:

- GR;
- Potencial Espontâneo (SP);
- Resistividade (em reservatórios contendo hidrocarbonetos);
- *Crossplot* Densidade and Neutrão.

A Tabela 2 apresenta algumas vantagens e desvantagens na utilização de cada ferramenta para a obtenção do volume de argila.

Tabela 2: Vantagens e desvantagens na utilização dos diferentes métodos de obtenção do volume de argila a partir de perfis geofísicos.

Raios Gama (GR)		Potencial Espontâneo (SP)		Densidade-Neutrão (NPHI/RHOB)	
Vantagens	Desvantagens	Vantagens	Desvantagens	Vantagens	Desvantagens
Não é sensível as condições do poço	Afetado por presença de minerais radioativos em areias	Não é sensível as condições do poço	Requer lama base água	Não é afetado por presença de minerais radioativos	Sensível as condições do poço
Ferramenta básica de perfilagem	Variação de minerais radioativos em folhelhos	Não é afetado por minerais radioativos	Pouca resolução horizontal	Identificador de minerais	Sensível a presença de gás
Não é afetado por hidrocarbonetos			Afetado por hidrocarbonetos		

4.2 Porosidade

A porosidade de uma rocha é a fração do volume de espaço entre as partículas sólidas da rocha no volume total da rocha e determina a capacidade de armazenamento do reservatório. O espaço inclui todos os poros, fraturas, vugs, espaços inter- e intra-cristalinos.

O diagrama (Figura 17) mostra as diferentes porosidades que podem ser calculadas, os parâmetros, os fatores e as características que as definem dentro do sistema (Eslinger & Pevear, 1988).

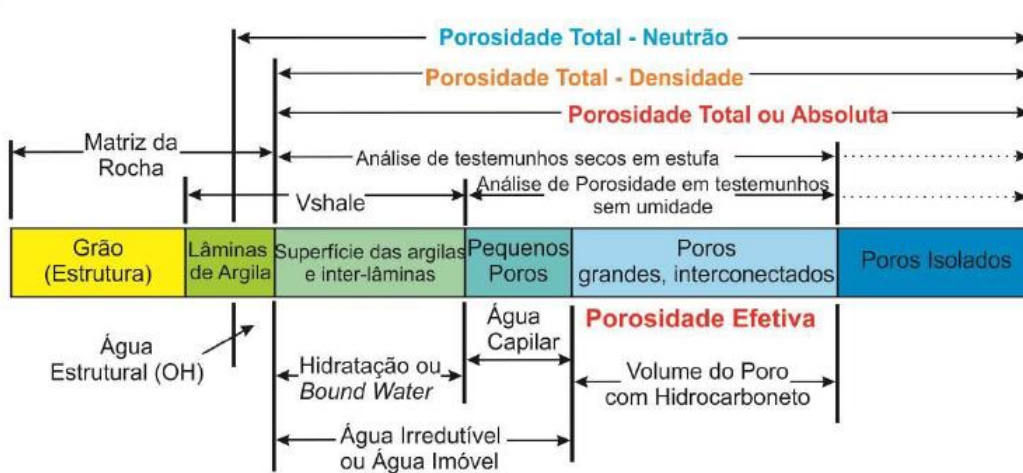


Figura 17: Diagrama mostrando as porosidades, fatores e características que devem ser considerados durante o cálculo de porosidade. Modificado de Eslinger & Pevear (1988)

4.2.1 Porosidade em Carbonatos

Como os carbonatos são muito heterogêneos é importante determinar a estrutura porosa da rocha para medir o potencial de armazenamento do reservatório, o principal problema da maioria dos reservatórios carbonáticos é a falta de continuidade da porosidade lateralmente.

A porosidade de uma rocha carbonática pode ser primária ou secundária. A porosidade primária é resultante da deposição original da rocha. Constituída por acumulações de conchas e recifes, além de calcários oolíticos. A porosidade secundária é muito frequente, devido ao processo de dissolução, dolomitização e fraturamento. O mais importante desses processos é a dissolução da calcita ou da dolomita, resultando em cavidades que variam de minúsculos poros até cavernas (Rosa *et al.*, 2006). A Figura 18 resume os mais abundantes tipos de porosidade nos carbonatos e suas definições.

Porosidade interpartícula	É o espaço vazio entre as partículas ou grãos. Formada na fase deposicional e é o tipo de porosidade dominante em rochas carbonáticas.
Intrapartícula	É encontrada dentro dos grãos. Normalmente formada por esqueleto de organismos.
Móldica	Formada pela dissolução de componentes da rocha, como bioclastos (conchas) e formação dos moldes.
Intercristalina	Essa porosidade ocorre entre os cristais da rocha. Encontrada em dolomitos porosos.
Fenestral	Sedimentos carbonáticos que formam aberturas maiores que aberturas interpartículas formam este tipo de porosidade
Porosidade tipo fratura	Esta porosidade é formada quando movimentações tectônicas fraturam ou quebram a rocha.
Vugular	Porosidade formada por espaços vazios na rocha grandes o suficiente para serem vistos a olho nu. Normalmente, estes 'vugs' são criados por dissolução.

Figura 18: Definições dos diferentes tipos de porosidade. Allen & Roberts (2012).

A Figura 19 mostra as diferentes porosidades que podem ser calculadas em carbonatos, os fatores e as características que as definem dentro do sistema e o tipo de ferramenta que melhor se adéqua a cada situação.

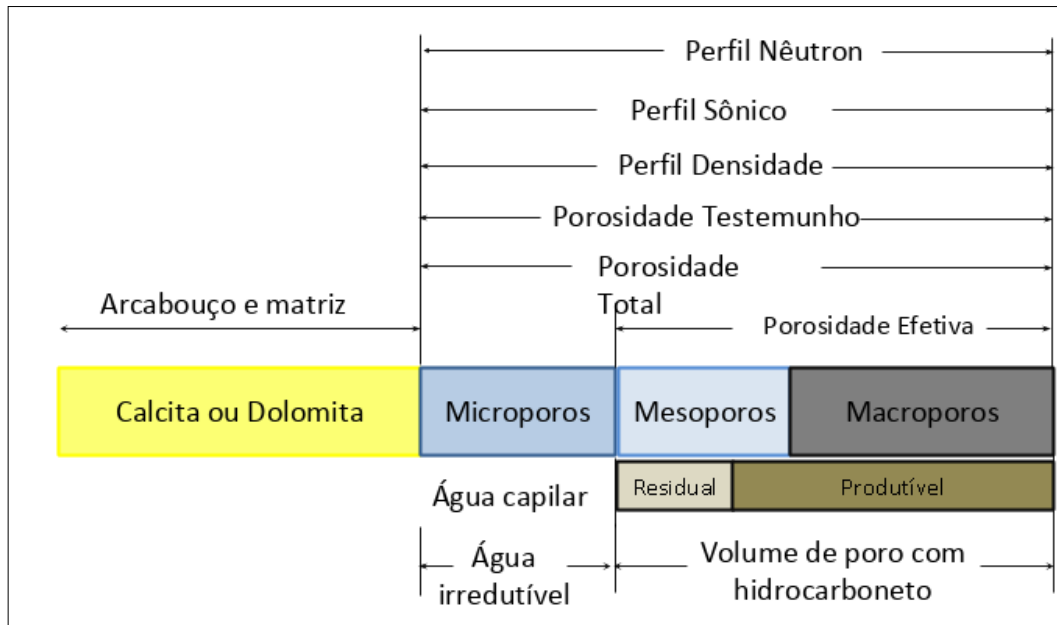


Figura 19: Perfis para estimativa de porosidade em carbonatos. Fonte: Notas de aula do professor Wagner Lupinacci (2019).

5 Metodologia

O fluxo de trabalho proposto para a caracterização das propriedades dos reservatórios é resumido no fluxograma na Figura 20 e detalhado nos tópicos posteriores.

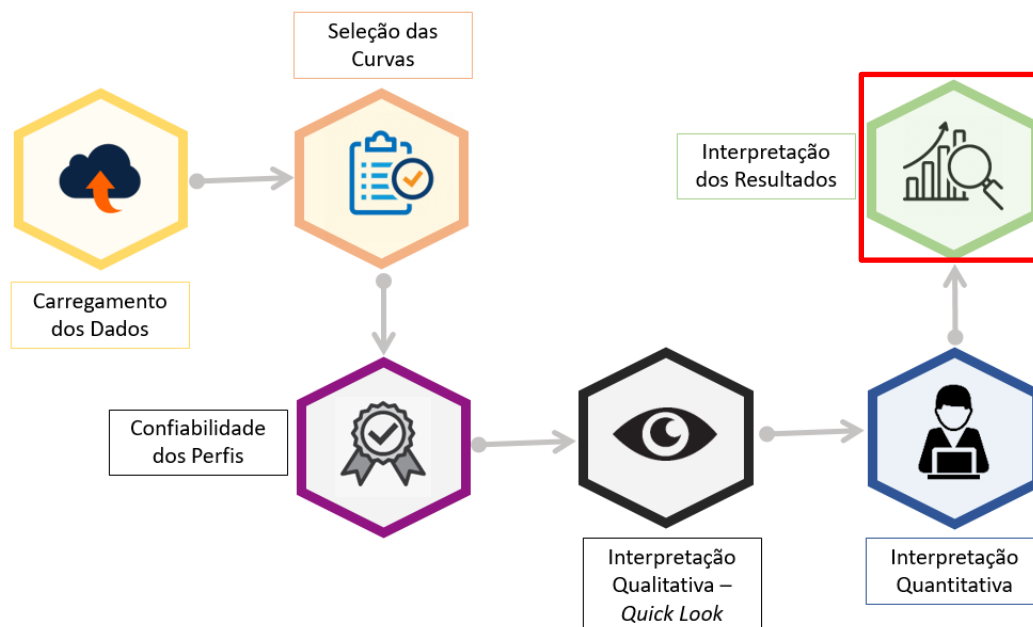


Figura 20: Fluxograma geral de interpretação de perfis geofísicos utilizado no trabalho.

5.1 Interpretação dos perfis geofísicos

Além de auxiliar na determinação das propriedades petrofísicas dos reservatórios, os perfis geofísicos, na indústria de petróleo, são importantes para quantificar alguns parâmetros do reservatório como sua espessura efetiva da zona de interesse, porosidade média e saturação de hidrocarbonetos.

Baseado nos dados disponíveis, como descrição de amostra de calha, testes de formação, testemunhos e perfis geofísicos, elegem-se as zonas de interesse econômicas e inicia-se a interpretação.

A interpretação quantitativa ao nível exploratório é composta de três fases distintas:

1. Controle de qualidade de cada curva;
2. Interpretação qualitativa (*quick look*); e
3. Interpretação quantitativa.

5.2 Controle de qualidade

Na etapa de controle de qualidade é necessário que o intérprete tenha conhecimento da geologia da área, dos princípios físicos que regem as ferramentas, de seus respectivos volumes de investigação ou de amostragem e das calibrações exigidas pelos fabricantes das ferramentas e órgãos credenciados.

O procedimento consiste em carregamento das curvas seguindo do controle de qualidade que envolve o calibre do poço, repetibilidade das seções e repetida checagem das correções ambientais, calibração das ferramentas e coerência das curvas com a geologia e parâmetros específicos de controle de qualidade de cada perfil.

Os poços 1-RJS-74-RJ, 4-RJS-156-RJ, 7-LI-3-RJS foram escolhidos para apresentação e discussão dos resultados por possuírem dados mais completos e de melhor qualidade nas zonas de interesse.

5.3 Interpretação qualitativa - Métodos *quick looks*

Depois de verificar-se a confiabilidade dos perfis, os métodos de *quick looks* são realizados para adquirir uma estimativa inicial dos parâmetros e incógnitas das equações, para melhor articular os procedimentos de viabilidade econômica do poço.

Hoje em dia, várias companhias prestadoras de serviços oferecem *softwares* que fornecem interpretações rápidas no local do poço, por exemplo:

- Uso de *crossplots* com *overlays* para a determinação da porcentagem de minerais em uma mistura ternária;
- Uso de *crossplots* para uma melhor determinação da litologia;
- Interpretação rápida dos perfis como identificadores litológicos.

5.4 Interpretação quantitativa

Para uma interpretação quantitativa apurada, os primeiros dados a serem observados são aqueles contidos obrigatoriamente nos cabeçalhos dos perfis ou na pasta poço, são eles:

- Temperatura de fundo do poço;
- Temperatura da superfície e de fundo;

- Dados da lama (resistividade e temperatura do filtrado, reboco e lama) ;
- Profundidade final do poço; e
- Escala e calibração das curvas.

Para a interpretação quantitativa, foram analisados os perfis de Raios Gama, Densidade, Neutrão, Resistividade, Resistividade por Indução, Caliper e Sônico em conjunto com os perfis compostos, que foram disponibilizados para alguns poços, seguindo os fluxograma apresentado na Figura 21.

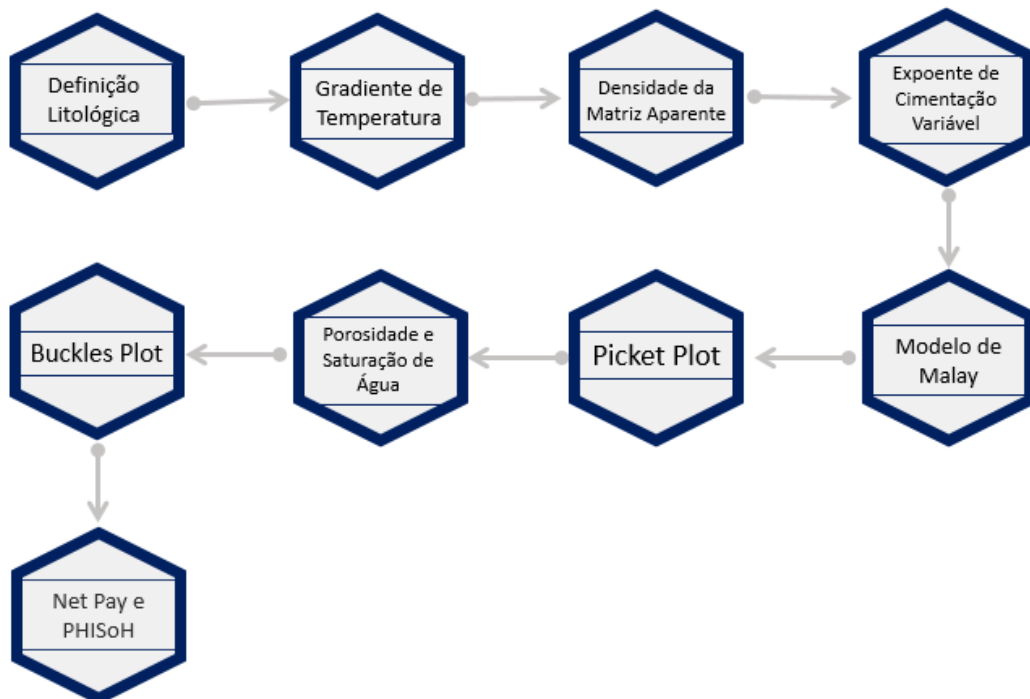


Figura 21: Fluxograma de avaliação petrofísica determinística proposto no presente trabalho.

5.4.1 Definição litológica

Na interpretação dos perfis, algumas informações importantes não podem ser deixadas de lado como, por exemplo, a litologia que é fundamental para uma boa avaliação determinística. Para se obter uma maior acurácia na determinação litológica é essencial a correlação dos dados de perfis com os dados de amostras de calha, amostras laterais ou testemunhos. Não é recomendado negligenciar a geologia em avaliações por perfis, sob o risco de obter modelos petrofísicos pouco robustos e com baixa acurácia.

Cair nesse tipo de problema é extremamente provável, quando se trabalha apenas com perfis, e os resultados são potencialmente catastróficos. Convém

lembrar que a porosidade só pode ser estimada com precisão se a litologia estiver bem definida.

A distinção entre litologias pode ser realizada, com certa facilidade, e dentro de condições favoráveis, pela observação de valores típicos das curvas de:

1. Raios Gama (GR): responde a radioatividade natural presente nas rochas, gerando um contraste entre arenitos/carbonatos e folhelhos;

2. Densidade (RHOB) e Neutrão (NPHI): quando executados juntos são, por convenção, exibidos com as curvas sobrepostas na mesma faixa de logs, em escala padrão, de modo que as curvas se sobreponham em calcários contendo água. As curvas mudam de acordo com a litologia e a porosidade. Alguns minerais têm respostas características e *crossplots* podem ser usados para determiná-las.

3. Fator Fotoelétrico (PEF): costuma ser mais apropriado que o perfil de raios gama, devido a menor atenuação por efeitos do reboco do poço e menor espaçamento existente entre os detectores, reduzindo as variações estatísticas das medições. Sendo sensível a composição química das rochas, este perfil atribui altos valores de PEF para altas densidades. O PEF é primordialmente controlado pelo número atômico da formação, sendo possível inferir que quanto maior o número atômico Z, maior será o valor Pe associado.

A Tabela 3 foi confeccionada com base nas respostas dos perfis nas litologias identificadas e utilizada como base para a classificação litológica dos poços deste trabalho, juntamente com os dados de amostra de calha presentes no relatório de perfuração dos poços.

Tabela 3: Critérios utilizados para a definição litológica dos poços do Campo de Linguado – Bacia de Campos.

Litologia	Gamma Ray (GR)	Densidade (RHOB)	Nêutron (NPHI)
Coquina	0-20	Aumenta	Diminui
		Curvas sobrepostas ou bastante próximas	
Marga	20-30	Diminui	Aumenta
		Curvas pouco afastadas	
<i>Mudstone</i>	30-40	Aumenta	Diminui
		Tendem para a esquerda	
Folhelho	>40	Aumenta	Aumenta
		Curvas mais afastadas	

5.4.1.1 O uso de *crossplots* como identificadores litológicos

Crossplots de porosidades como identificadores litológicos são maneiras gráficas de resolver relações bastante complexas para estimar a litologia e porosidade da formação. As medidas exibidas nesse tipo de gráfico são em unidades de porosidade referenciadas ao calcário. Sobrepostas ao gráfico, há linhas de litologia pura (*overlays*), usualmente arenito, calcário e dolomita; e a porosidade é indicada ao longo de cada uma destas linhas (Figura 22).

Com relação a interpretação, os valores das duas medições foram plotados e a interseção desses valores no gráfico determinou a porosidade e a litologia desse ponto. Um ponto é interpretado como a mistura de duas litologias se estiver entre duas linhas litológicas e a porosidade é estimada juntando pontos de porosidade iguais nas duas linhas litológicas e extrapolando entre as linhas de igual porosidade.

Cabe ressaltar que todas as interpretações são únicas e que de fato, os dados geralmente são plotados de tal maneira que existem dois pares possíveis de litologia, e a decisão de escolher reside no conhecimento do intérprete na área (ou na aplicação de outro conjunto de dados).

Outros poucos minerais também podem ser plotados no *crossplot* como pontos distintos (em vez de linhas indicando porosidade variável), como anidrita.

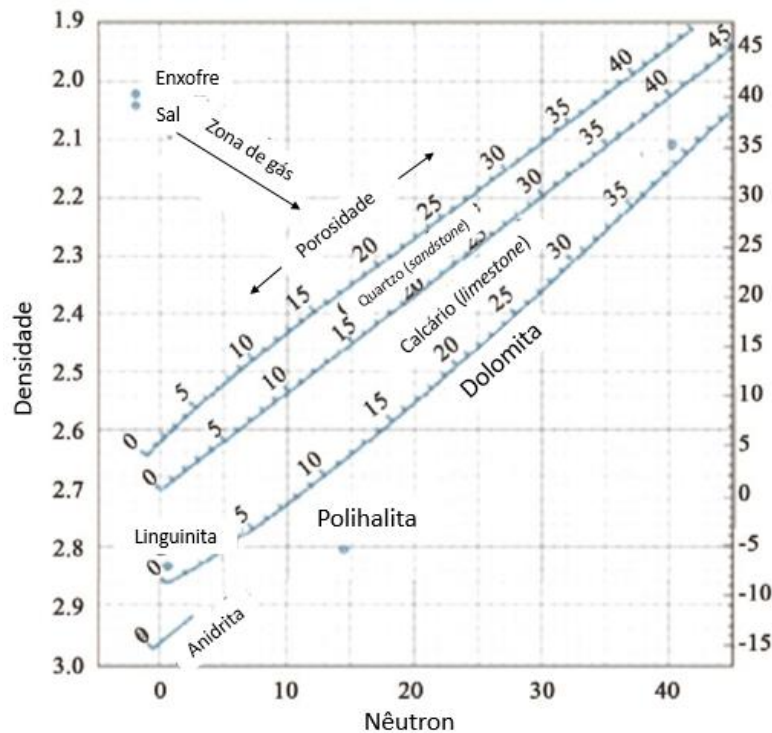


Figura 22: Crossplot de Nêutron (NPFI) versus Densidade (RHOB). Modificado de Schlumberger Chart book (2000).

Os valores dos perfis para outros minerais puros estão disponíveis nos *Log Interpretation Chart Books* fornecidos pela maioria das empresas de aquisição de perfis.

Embora a existência de camadas puras e espessas de alguns minerais seja muito rara, a localização do mineral no *crossplot* (e a mudança de dados em direção ao ponto) pode mostrar alguma indicação do mineral que está presente na formação de interesse.

5.4.2 Estimativa de argilidade (V_{clay})

Na petrofísica, os modelos empíricos são formulados a partir de medidas de propriedades das rochas, normalmente, realizadas em laboratórios com a utilização de testemunhos de uma bacia sedimentar específica.

A argilidade de uma formação é determinada, normalmente, através do perfil GR. Utilizando suas leituras de mínimo (GR_{min}) e máximo ($GR_{máx}$), determina-se o índice de raios gama (IGR).

$$IGR = \frac{GR_m - GR_{min}}{GR_{máx} - GR_{min}}, \quad (4)$$

no qual GR_m é a medida de raio gama na formação.

A determinação do IGR é o primeiro passo para a estimativa de argilidade V_{clay} . Os modelos empíricos na interpretação do perfil GR dependem da idade dos sedimentos. Para este trabalho foram analisados diferentes modelos empíricos para a estimativa do volume de argila. A partir disso, o modelo selecionado foi o modelo que Larionov propôs para rochas antigas, utilizando a expressão:

$$V_{clay} = 0,083 [2^{3,7 \times IGR} - 1]. \quad (5)$$

A Figura 23 ilustra a argilidade calculada para os dados dos poços por meio das três relações distintas – Larionov (1969), Clavier (1971) e Stieber (1970) – e a comparação destas com uma relação linear.

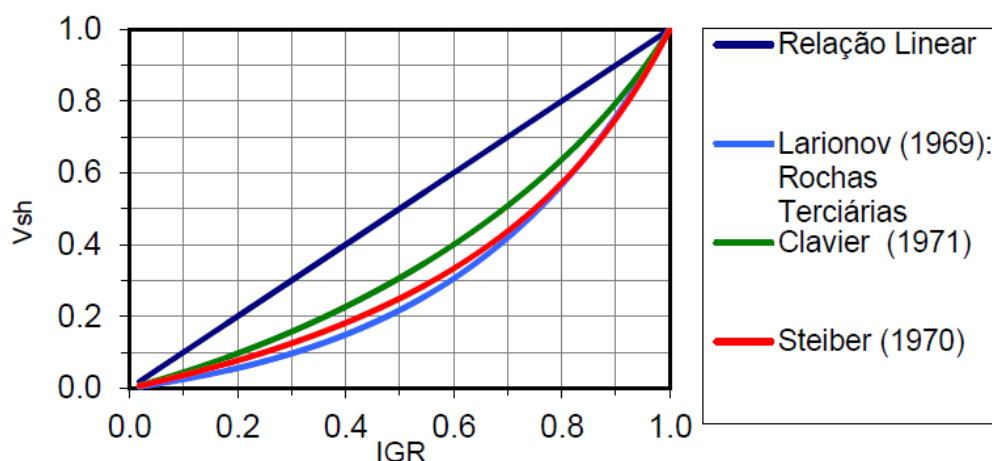


Figura 23: Comparação dos modelos linear, Larionov (1969), Steiber (1970) e Clavier (1971).

Os argilominerais presentes nos reservatórios alteram de maneira significativa na leitura dos perfis, provocando: a atenuação da velocidade da onda acústica (aumenta ΔT) devido à presença de água absorvida; a diminuição da densidade e o aumento da quantidade de H^+ das camadas. O efeito sobre o perfil de densidade é mais sutil, porque a densidade dos argilominerais se aproxima da densidade da matriz, principalmente, se essa matriz for silicosa. Já no perfil nêutron, há uma elevação nas porosidades lidas pela ferramenta. A justificativa para o aumento da porosidade reside na existência da água absorvida, além de H^+ estruturais que elevam o conteúdo de H^+ .

5.4.3 Gradiente de Temperatura

O gradiente de temperatura é uma grandeza utilizada para descrever a direção e a taxa de variação de temperatura em uma área em particular. É uma grandeza expressa em unidades de temperatura por unidades de comprimento.

O cálculo do gradiente de temperatura realizado pelo software é utilizado para criar uma curva contínua de temperatura, usado em módulos de interpretação para converter resistividades de água em temperatura de formação.

A curva de temperatura pode ser calculada tanto através da entrada do gradiente de temperatura ou através da entrada de temperaturas em pontos fixos e o software extrapola esses pontos entre si. A profundidade de referência e temperatura de referência são necessários para fornecer um ponto de partida para a curva de temperatura, que possui extrema importância nas estimativas de salinidade da água de formação através de perfis, uma vez que existe uma relação direta entre temperatura e salinidade.

5.4.4 Estimativa da densidade da matriz aparente variável

A densidade da matriz aparente (*RHOMAA*) foi resultante de uma projeção matemática da densidade aparente de um intervalo para seu valor em porosidade nula. Essa projeção eliminou efetivamente a variação devido à porosidade, resultando em uma variação principalmente devido à litologia.

Esse método requer que uma estimativa da porosidade total seja determinada primeiro. Normalmente, isso pode ser feito a partir de um gráfico de Densidade *versus* Nêutron. Usando essa porosidade, uma densidade aparente da matriz foi determinada a partir da equação:

$$RHOMAA = \frac{\rho_{log} - \phi \cdot \rho_{fl}}{1.0 - \phi}, \quad (6)$$

no qual, ρ_{log} é a densidade lida pela ferramenta, ϕ é a porosidade total calculada e ρ_{fl} é a densidade do fluido (para o reservatório esse valor é dado pela média da densidade do fluido de perfuração e do hidrocarboneto).

5.4.5 Técnica de Determinação do Expoente de Cimentação “m” variável

Nos estágios preliminares do desenvolvimento da técnica de avaliação da formação, Archie (1952) propôs um conjunto de equações para estabelecer uma relação quantitativa entre porosidade (ϕ), resistividade da rocha (R_o) e saturação de hidrocarbonetos das rochas do reservatório. Baseado no trabalho experimental de Archie, essa relação mostra que a resistividade de uma formação limpa é inversamente proporcional à resistividade da salmoura que satura a rocha. Naquele momento, Archie apresentou um conjunto de equações para determinar a saturação da água (S_w) de formação:

$$S_w^n = \frac{a \cdot R_w}{\phi^m \cdot R_t} = \frac{R_o}{R_w} = \frac{1}{I_r} \quad (7)$$

no qual m o coeficiente de cimentação, n o coeficiente de saturação, a o fator de tortuosidade, I_r é o índice de resistividade, R_w a resistividade da salmoura e R_o a resistividade da formação com 100% saturada com salmoura. Em seguida, Archie também introduziu que a resistividade de rocha que está 100% saturada com salmoura (R_o) está relacionada à resistividade da salmoura (R_w). A fórmula para representar o valor da resistividade da rocha em termos de fator de formação (F) é:

$$R_o = F \times R_w. \quad (8)$$

O fator de formação foi modificado e introduziu novos termos, o fator de tortuosidade (a), fator de cimentação (m) e porosidade (ϕ). Em seguida, a fórmula do fator de formação anterior foi modificada para:

$$F = \frac{a}{\phi^m}. \quad (9)$$

Introduzindo o log em ambos os lados da Eq. temos:

$$m = \frac{-\log F}{\log \phi} = \frac{-\log\left(\frac{ILD}{R_w}\right)}{\log \phi}. \quad (10)$$

Esta equação não inclui o parâmetro o fator de tortuosidade (a). A Eq. 10 foi utilizada para estimar o fator de cimentação (m) por não haver acesso a dados de testemunho do Campo de Linguado.

Em zonas de óleo, a presença de hidrocarbonetos pode distorcer os valores estimados de fator de cimentação obtido através da Eq. 10. O ideal para se obter uma estimativa mais robusta é utilizar a curva de resistividade rasa, considerando que o fluido de perfuração utilizado seja lama a base de água, causando um deslocamento de óleo na zona invadida. No presente trabalho, identificou-se a utilização de lama a base de óleo e por não haver presença de curvas de resistividade rasa em todos os poços no intervalo de interesse, foi utilizada a curva de resistividade profunda.

5.4.6 Definição do ponto de Argila Molhada (*Wet Clay*) – Modelo de Malay

Segundo Kuttan *et al.* (1980) modelo de lito-porosidade é baseado no gráfico de densidade-nêutron (Figura 24), A estrutura básica deste modelo é definida em termos de quartzo (Q), água (W), argila seca (M) e silte “mineral” (X), podendo ser ajustada para os casos em que a matriz não se tratar de uma matriz quartzosa, como é o caso deste trabalho (Matriz carbonática). Os pontos dados, que possuem distribuição do tipo *boomerang*, podem estar relacionados a esses membros. Assim, o ponto K representa um arenito de quartzo limpo e molhada, o ponto L representa um uma argila pura e molhada e P representa um siltito puro e molhado. Esses membros finais são chamados de areia, argila e silte, respectivamente. Assim,

qualquer rocha (composta de matriz e porosidade) pode ser descrita em termos desses membros.

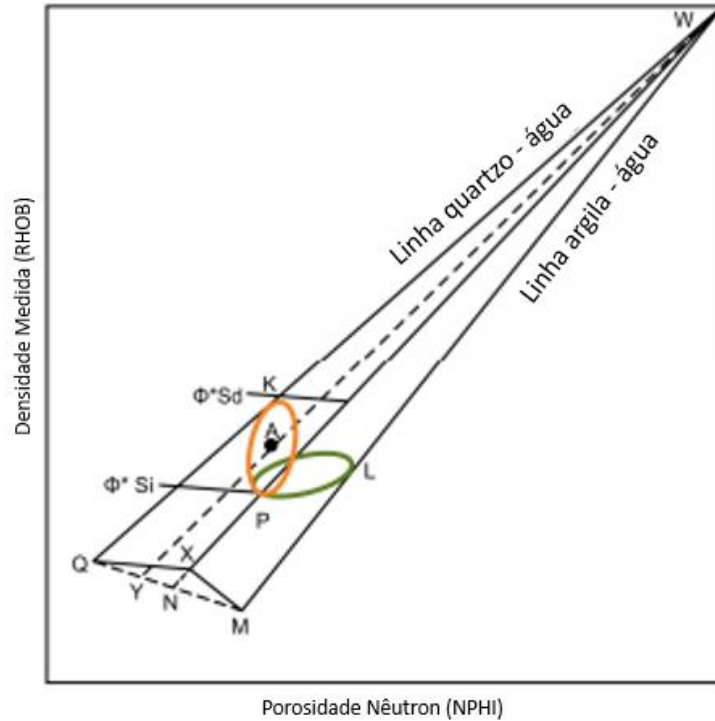


Figura 24: O modelo de lito-porosidade baseado no *crossplot* densidade-nêutron. (Kuttan *et al.*, 1980).

A posição do ponto de silte seco (*Dry Silt Point*) é definida pela extensão da linha água-silte e uma densidade de grãos de 2,68 g/cc. O ponto de argila seca (*Dry Clay*) é obtido estendendo a tendência areia-silte para interceptar a tendência água-argila. Embora esse método de obtenção da argila seca seja estritamente uma abordagem construtiva, as respostas dos perfis densidade e nêutron deste ponto estão dentro da faixa de localização real do ponto da argila seca, não sendo crítico para a interpretação.

Neste modelo, com base nos membros finais definidos acima, areia e argila são consideradas mutuamente exclusivas. Assim, a tendência areia-silte é essencialmente livre de areia. Na Figura 25 a linha de silte úmido é projetada através de X para cruzar a linha de quartzo-argila úmida em N.

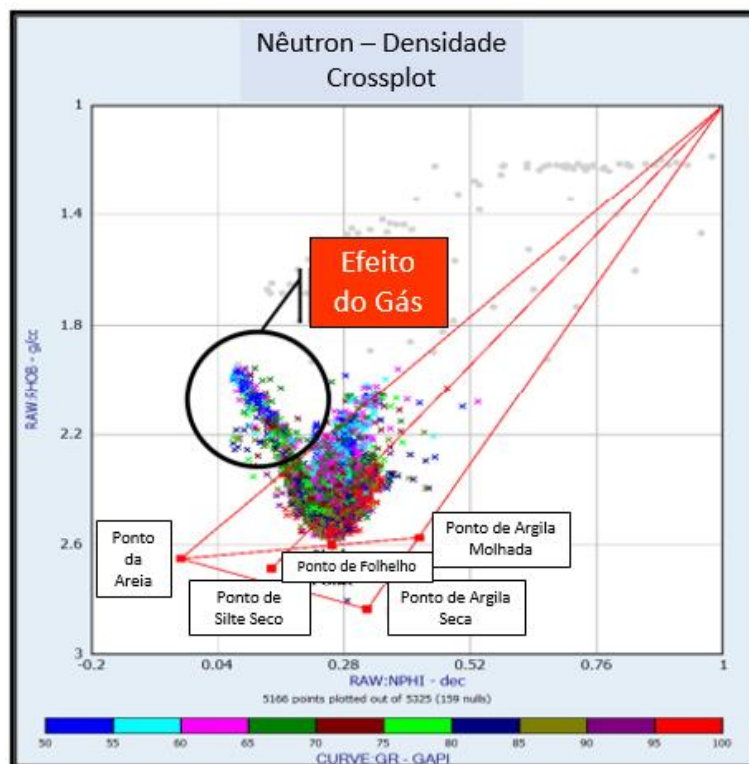


Figura 25: Exemplo do modelo de Malay. Fonte: a autora

5.4.7 Definição da Resistividade da Água (R_w) a partir do *Picket Plot*

O *Pickett Plot* é um método usado em análise petrofísica para avaliar as características da formação de reservatórios, permitindo comparar saturações de água de diferentes partes de um reservatório em um ou mais poços. O *Picket Plot* fornece uma solução gráfica da equação de Archie para determinar a saturação de água de um reservatório, plotando resistividade *versus* porosidade em uma escala log-log e, portanto, é uma poderosa técnica gráfica para estimar intervalos de S_w dentro de um reservatório (Pickett, 1966).

O *Pickett Plot* é baseado em uma abordagem de reconhecimento de padrão para resolver a equação de Archie sem a necessidade de muitas constantes que muitas vezes são desconhecidas. O aspecto importante da abordagem do reconhecimento de padrão é que deve haver um número estatisticamente significativo de zonas plotadas para fornecer cálculos mais precisos.

O procedimento utilizado para criar um *Picket Plot* consistiu em cinco etapas:

1. Plota-se os pontos de porosidade correspondentes a Resistividade Verdadeira (R_t) em um gráfico do tipo log-log;
2. Plota-se o ponto R_w na escala R_t ;

3. Determina-se o fator de tortuosidade m ;
4. Plota-se a linha 100% S_w ;
5. Traça-se as linhas que representavam os valores mais baixos de S_w .

Após seguir as etapas descritas, verifica-se um valor de $R_w = 0,002$ ohm.m para os poços com dados disponíveis e o mesmo valor é assumido nos poços em que não possuem informações necessárias para a estimativa de R_w (Figura 26).

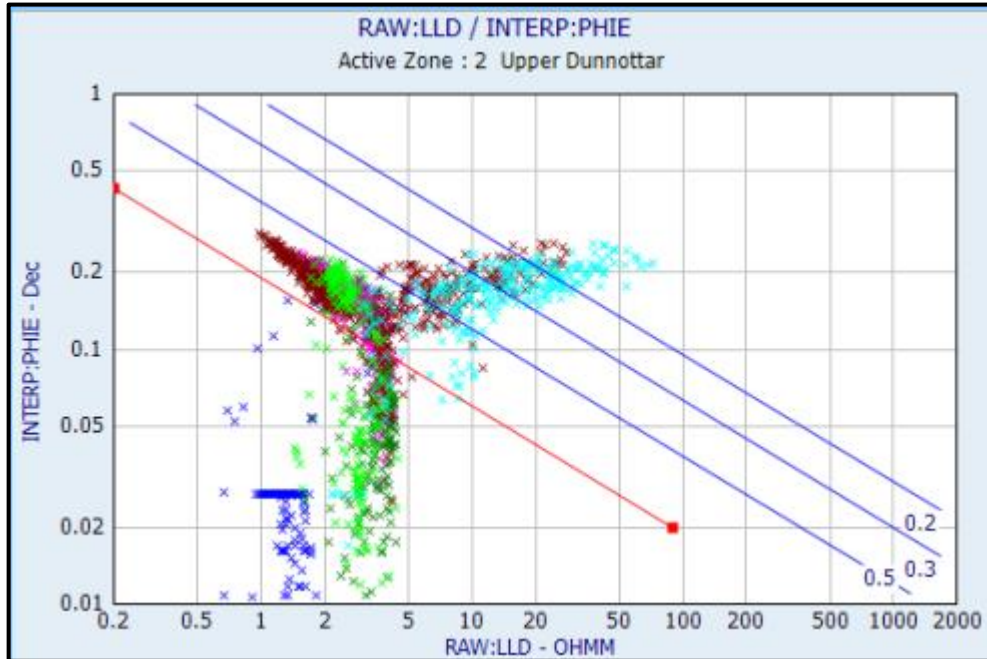


Figura 26: Exemplo de *Picket Plot*. Fonte: a autora.

5.4.8 Estimativa de Porosidade e Saturação de água

Para o cálculo da porosidade foi utilizado o método nêutron-densidade e o método de densidade com densidade da matriz fixa e variável, tendo como entrada os perfis de nêutron e densidade. A metodologia utilizada neste trabalho é ilustrada na Figura 27.

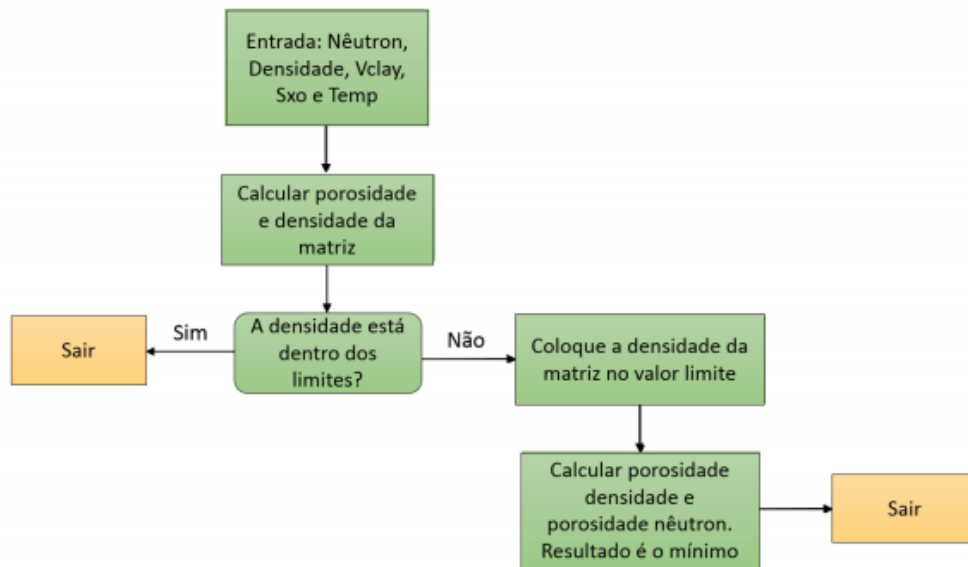


Figura 27: Fluxograma para o cálculo da porosidade utilizando os perfis de densidade e nêutron.

A porosidade efetiva (PHIE) é corrigida para o efeito de argilosidade, obtido através do índice de raios gama (IGR). Sendo assim, o sistema considerado na análise petrofísica é carbonático e contém níveis não-reservatórios compostos de argilominerais (margas e folhelhos).

O software *Interactive Petrophysics- IP* efetua o cálculo de porosidade total através da equação:

$$\phi_{n,d} = \frac{\phi_N + \phi_d}{2}, \quad (11)$$

no qual ϕ_N é a porosidade neutrônica e ϕ_d a porosidade de densidade.

A porosidade a partir do perfil densidade é obtida usando a equação:

$$\phi_d = \frac{\rho_{ma} - \rho_b - V_{clay}(\rho_{ma} - \rho_{clay})}{\rho_{ma} - \rho_{fl}S_{xo} - \rho_{HyApp}(1 - S_{xo})}, \quad (12)$$

no qual ρ_{ma} é a densidade da matriz, que pode ser fixa ou variável, ρ_b a leitura na ferramenta, ρ_{clay} a densidade lida pelo perfil em uma região 100% de argila, ρ_{fl} a densidade do filtrado, ρ_{HyApp} a densidade aparente do hidrocarboneto, V_{clay} volume de argila e S_{xo} saturação de água na zona lavada. Porém, como o fluido de perfuração utilizado nos poços possuía sua composição a base de óleo e do fluido de formação, não foi necessário o cálculo da densidade do filtrado e a equação se resume a:

$$\phi_d = \frac{\rho_{ma} - \rho_b - V_{clay}(\rho_{ma} - \rho_{clay})}{\rho_{ma} - \rho_{HyApp}(1 - S_{xo})}. \quad (13)$$

A porosidade a partir do perfil nêutron é obtida através da equação:

$$\phi_n = \phi_{neu} - V_{clay} \times Neu_{sh} + Exfact, \quad (14)$$

no qual, ϕ_{neu} é a leitura pela ferramenta nêutron, V_{clay} volume de argila, Neu_{sh} o valor lido pela ferramenta em uma zona 100% composta por argila, $Exfact$ fator de escavação que é obtido pela equação:

$$Exfact = \left(\frac{\rho_{ma}}{2.65}\right)^2 (2S_{wx}\phi_x^2 + 0.04\phi_x)(1 - S_{wx}), \quad (15)$$

$$S_{wx} = \frac{\phi_n + V_{clay}Neu_{clay}}{\phi_x}, \quad (16)$$

e:

$$\phi_x = \phi_{neu} - V_{clay}Neu_{clay}. \quad (17)$$

Com isso a porosidade efetiva através do método nêutron-densidade é computada através da seguinte relação:

$$\phi_e = \phi_t - V_{clay}\phi_{clay}, \quad (18)$$

no qual ϕ_t é a porosidade total e ϕ_{clay} o valor da porosidade total em uma região composta 100% de argila.

Os cálculos de saturação de água podem ser efetuados utilizando a equação de Archie (1942), Eq. tal. :

A equação para cálculo da saturação de água ainda conta com os parâmetros de constante de tortuosidade, a , que é uma constante específica empírica para rochas da área de interesse, expoente de cimentação, m , que depende do tamanho dos grãos e da complexibilidade dos trajetos entre os poros (tortuosidade), e o expoente de saturação, n (KEARY *et al.*, 2009).

Segundo Contreras *et al.* (2012), uma equação típica usada para o cálculo de saturação de (S_w) em reservatórios argilosos é a equação de Simandoux:

$$S_w = \frac{a \cdot R_w}{2 \cdot \phi^m} \cdot \left[\sqrt{\frac{4 \cdot \phi^m}{a \cdot R_w \cdot R_t} + \left(\frac{V_{sh}}{R_{sh}}\right)^2} - \frac{V_{sh}}{R_{sh}} \right], \quad (20)$$

no qual R_w é a resistividade da água de formação, R_t é a resistividade da formação, \emptyset a porosidade efetiva, V_{sh} o volume de argila e R_{sh} a resistividade do folhelho.

5.4.9 Cálculo do *Net Pay*

O *Net Pay* é definido como a espessura da rocha que contribui para uma produção economicamente viável com a tecnologia atual, os preços e custos atuais. O *Net Pay* é obviamente um alvo em movimento, uma vez que a tecnologia, os preços e os custos variam quase diariamente. Reservatórios não convencionais que foram ignorados no passado, agora se tornam zonas prospectáveis devido as novas tecnologias e demanda continua por hidrocarbonetos.

O *Net Pay* é determinado através da aplicação de *cutoffs* apropriados às propriedades do reservatório, de modo que camadas improdutivas ou não econômicas não sejam consideradas. Isso pode ser feito com dados de perfil e rocha.

É normal aplicar *cutoffs* para cada resultado de cálculo a fim de eliminar zonas com baixa qualidade ou improdutivas. *Cutoffs* são usualmente aplicados para volume de argila, porosidade, saturação de água e permeabilidade. A camada não é classificada como "viável" se falhar em qualquer um dos quatro pontos de corte.

OS *cutoffs* típicos aplicados são:

1. IF ($V_{sh} \leq V_{shmax}$)x($\emptyset_e \geq \emptyset_{min}$)x($S_w \leq S_{wmax}$) = 1;
2. Then PayFlag = 1;
3. Else PayFlag = 0;
4. NetPay = Sum (PayflagxINCR).

no qual INCR é o incremento de digitação, \emptyset_e a porosidade efetiva, \emptyset_{min} a porosidade *cutoff*, S_w a saturação de água, S_{wmax} a saturação *cutoff*, V_{sh} o volume de argila e V_{shmax} o volume de argila *cutoff*.

Os valores utilizados neste trabalho foram: $V_{shmax} = 0,25$ até $0,45$; $\emptyset_{min} = 0,03$ até $0,16$; e $S_{wmax} = 0,30$ até $0,70$. Esses valores devem ser apropriados para cada tipo de sequência rochosa. A Tabela 4 mostra um esquema explicativo sobre a diferença entre os termos *Gross*, *Net Rock*, *Net Reservoir* e *Net Pay*.

Tabela 4: Definição dos termos Gross, Net Rock, Net Reservoir e Net Pay.

Gross	Net Rock	Net Reservoir	Net Pay	
Todas as rochas compreendidas entre os marcadores geológicos	Rochas que podem armazenar hidrocarbonetos	Rochas que podem armazenar hidrocarbonetos e podem fluir	Rochas que contém hidrocarbonetos que podem fluir	
		Rochas que podem armazenar hidrocarbonetos	Rochas que não contém hidrocarbonetos	
	Rochas que não podem armazenar hidrocarbonetos	Rochas que não podem armazenar hidrocarbonetos	Rochas que podem armazenar hidrocarbonetos	Rochas que não podem armazenar hidrocarbonetos
			Rochas que não podem armazenar hidrocarbonetos	Rochas que não podem armazenar hidrocarbonetos

5.4.9.1 Volume Poroso de Rocha – HCPV

No cálculo do volume de hidrocarboneto, foram considerados o volume bruto de rochas, a relação líquido/bruto (N/G), porosidade e a saturação de hidrocarbonetos de cada zona. O volume de hidrocarbonetos no local (volume poroso contendo hidrocarbonetos) foi calculado a partir da equação a seguir, usado por Aly (1989):

$$HCPV = V \cdot \emptyset \cdot \left(\frac{N}{G}\right) \cdot (1 - S_w), \quad (21)$$

no qual V é o volume de hidrocarboneto que é igual ao produto da extensão da área do reservatório (A) e sua espessura (h), \emptyset é a porosidade efetiva, S_w é a saturação de água, (N/G) é a razão de espessura líquida/bruta do reservatório, obtida a partir dos registros de raios gama ou o volume de matriz dentro da zona delimitada.

A área total do reservatório e sua espessura são de considerável importância para determinar se o reservatório é comercial ou não. Quanto maior a área e a espessura de um reservatório, maior o seu potencial para acúmulos de hidrocarboneto. A extensão da área coberta pelo reservatório necessita de uma interpretação sísmica para ser estimada, e não foi foco deste trabalho.

6 Resultados

Nesta seção são apresentados os resultados e discussões referentes a metodologia proposto para os poços 7-LI-0003-RJS, 1-RJS-74-RJ e 4-RJS-156-RJ do Campo de Linguado, Bacia de Campos.

6.1 Definição Litológica

Com base nos critérios adotados mostrados na Tabela 3 em conjunto da interpretação de *crossplots* com *overlay* Schlumberger nas zonas de interesse, foi possível reinterpretar os perfis litológicos dos poços 1-RJS-74-RJ e 4-RJS-156-RJ. Eles foram utilizados como base na interpretação dos poços 7-LI-0003-RJS, o qual não foi disponibilizado o perfil litológico.

Nas Figura 28 e Figura 29 é possível observar uma melhor distinção litológica com base nas respostas das ferramentas, se compararmos com os perfis litológicos fornecidos juntamente aos dados dos poços pela ANP.

Tendo como base a reinterpretação dos poços 1-RJS-74-RJ e 4-RJS-156-RJ foi possível identificar as respostas dos perfis para os diferentes tipos de litologias presentes na zona de interesse e criar um perfil litológico para o poço 7-LI-0003-RJS (Figura 30), o qual não foi fornecido o perfil litológico.

Também foi possível identificar níveis bem definidos de coquinas que foram denominados neste trabalho de Coquina Superior e de Coquina Inferior. Na Coquina Superior é notado um comportamento menos homogêneo com intercalações de coquinas, folhelhos, margas e *mudstones*. Já a Coquina Inferior apresenta, de forma geral, um comportamento mais homogêneo, com predominância de coquinas.

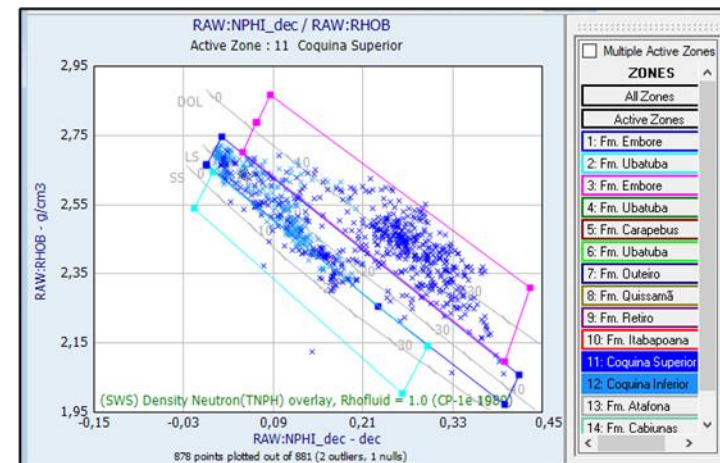
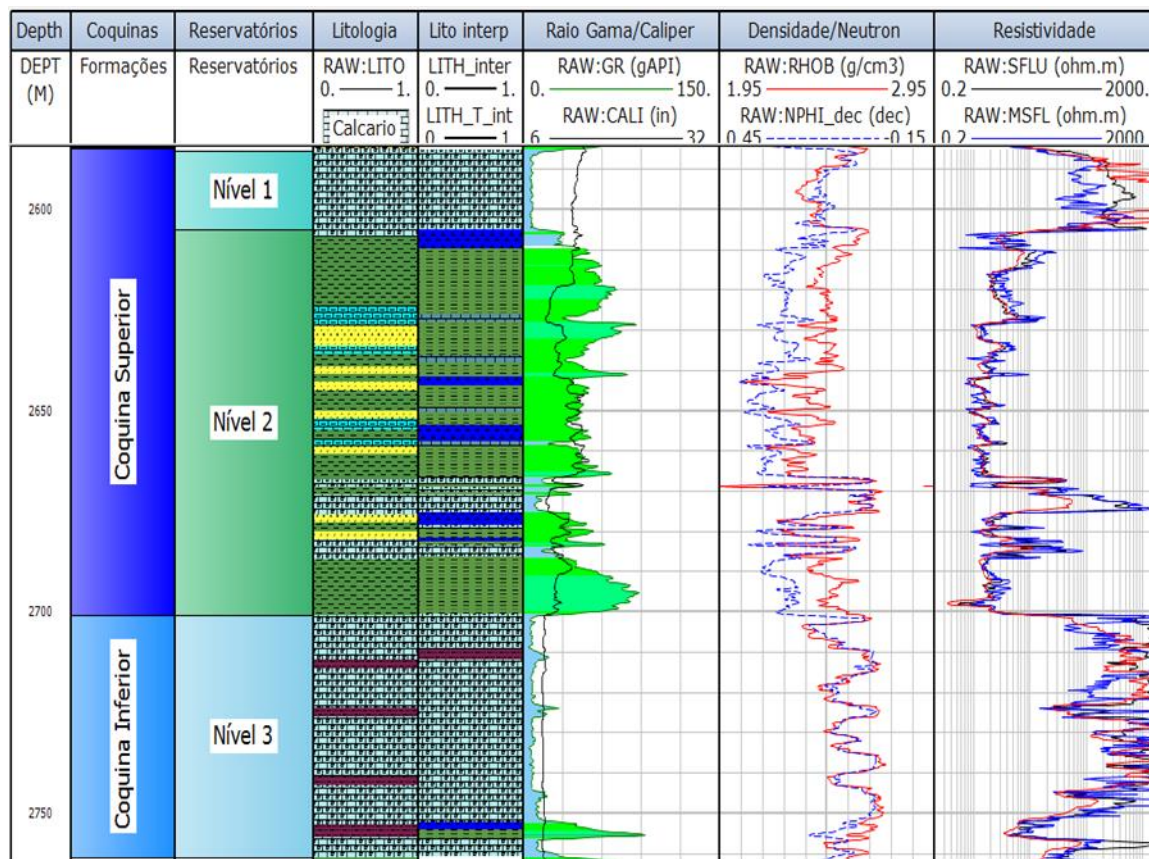


Figura 28: Perfil litológico disponibilizado com os dados, perfil litológico interpretado e *Crossplot* nêutron versus densidade com linhas de *Overlay* da Schlumberger do poço 4-RJS-156-RJS.

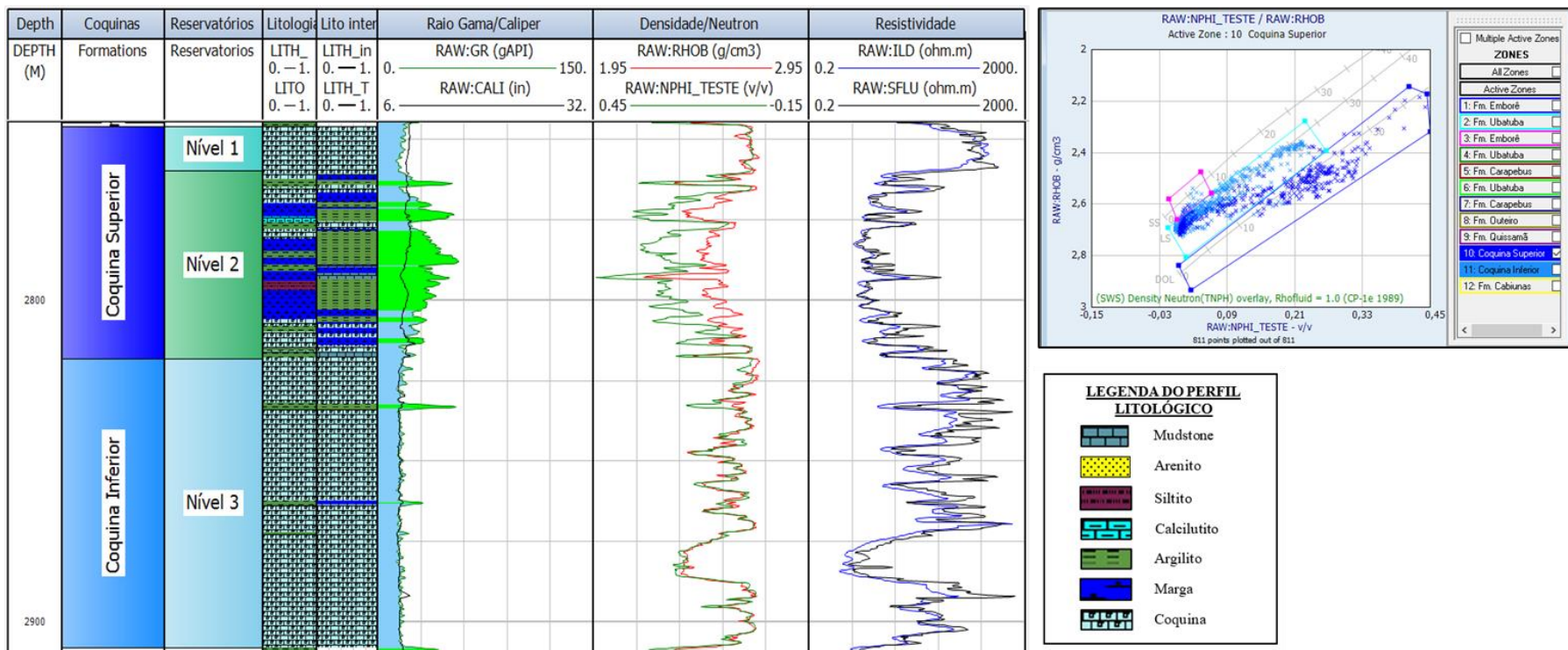


Figura 29: Perfil litológico disponibilizado com os dados, perfil litológico interpretado e *Crossplot* nêutron versus densidade com linhas de *Overlay* da Schlumberger do poço 1-RJS-74-RJ.

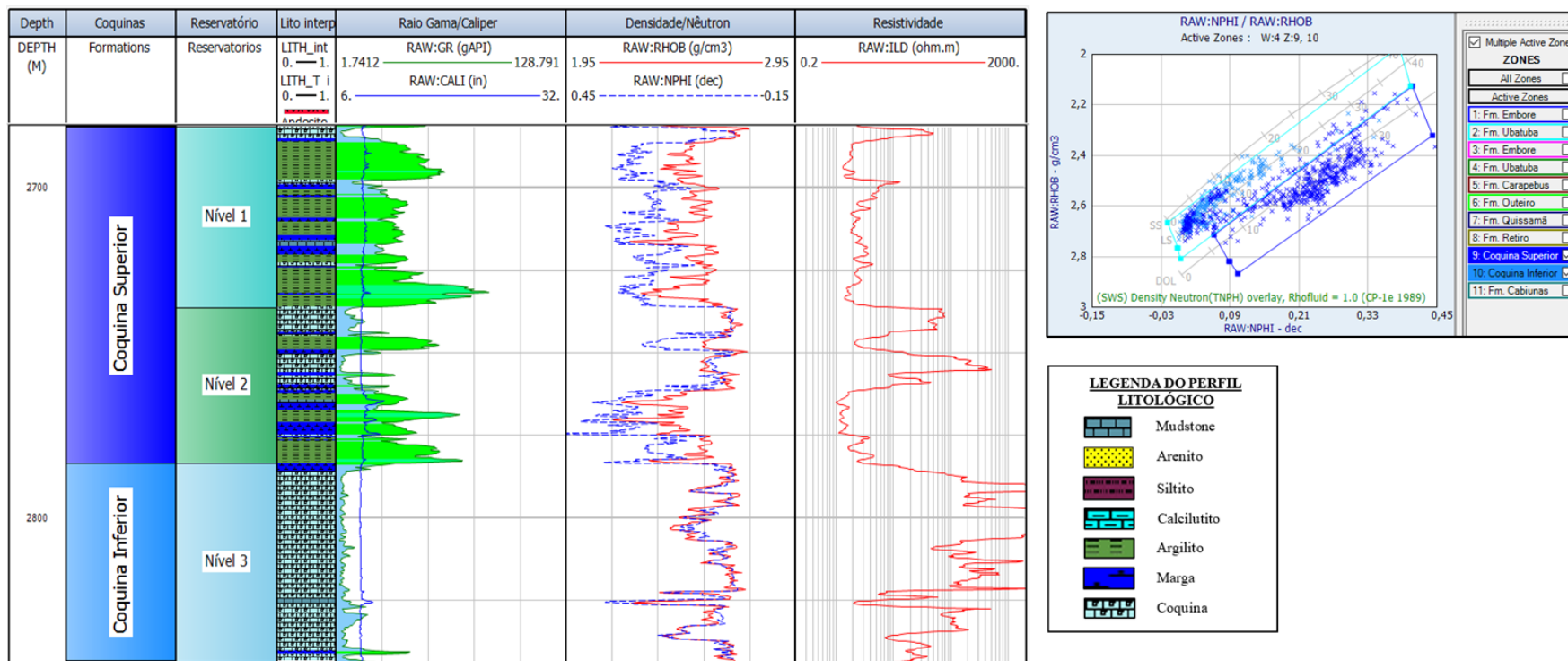


Figura 30: Perfil litológico disponibilizado com os dados, perfil litológico interpretado e *Crossplot* nêutron versus densidade com linhas de *Overlay* da Schlumberger do poço 7-LI-0003-RJS.

Analisando o comportamento litológico nos perfis dos poços foi possível definir 3 subníveis:

1. Foi possível identificar, com base nas respostas dos perfis, que o nível 3 é composto por zonas portadoras de hidrocarbonetos e água e é composto predominantemente por coquinas. Além disso, esse intervalo mostra diferentes níveis de cimentação e porosidade, como podemos observar na Figura 31;

2. O nível 2 é composto por folhelhos com bastante intercalações de marga, coquina e, em menor frequência, siltito, sem resposta para possíveis zonas de hidrocarbonetos nos poços 1-RJS-74-RJ e 4-RJS-156-RJ. Contudo, o poço 7-LI-0003-RJS possui resposta de possíveis zonas portadoras de hidrocarbonetos;

3. No nível 1, os poços 1-RJS-74-RJ e 4-RJS-156-RJ mostram que as fácies carbonáticas são compostas principalmente por coquinas limpas, com poucas intercalações de folhelho e, em menor frequência, *mudstones*, siltito e marga para os poços 1-RJS-74-RJ e 4-RJS-156-RJ. Já o poço 7-LI-0003-RJS é composto por folhelhos intercalados por marga, coquina e, em menor frequência, siltito. Há também possíveis zonas de hidrocarbonetos e água com pouca cimentação, conforme podemos notar na Figura 31.

Realizada as devidas delimitações e identificações descritas anteriormente, foi possível então quantificar o volume de argila presente nos reservatórios, possibilitando prever o impacto da argilosidade na porosidade e saturação de água/óleo, descritos nos tópicos a seguir.

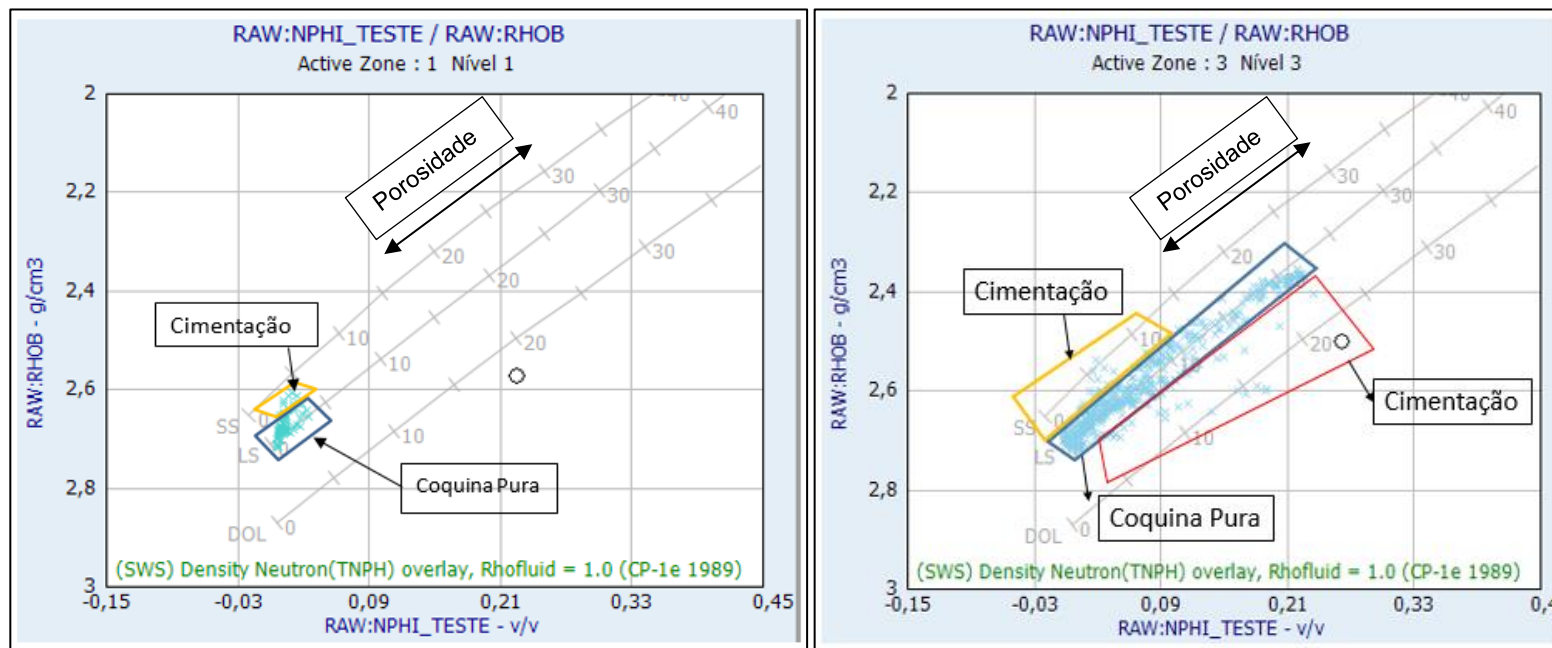


Figura 31: *Crossplots* nêutron versus densidade destacando os diferentes níveis de cimentação e porosidade no nível 1 (esquerda) e nível 2 (direita) do poço 1-RJS-0074-RJ.

6.2 Estimativa do volume de argila (V_{cl})

Os valores máximos ($GR_{m\acute{a}x}$) e mínimo ($GR_{mín}$) de raios gama foram determinados a partir da interpretação dos perfis. O valor médio na zona limpa (sem presença de argila) utilizado foi 10 API ($GR_{mín}$) e para a zona de folhelhos foi 90 API ($GR_{m\acute{a}x}$). A partir desses valores determinados, foi calculado o ndice de Raios Gama (IGR) e, em seguida, o perfil de volume de argila (V_{cl}) usando o modelo de Larionov (1969). O critério para escolher o método de estimativa de volume de argila, foi o modelo que apresentou os menores valores estimados de volume de argila, que de acordo com a análise gráfica, correspondeu ao modelo de Larionov (1969) para rochas mais antigas (Figura 32).

A Formação Coqueiros foi dividida em duas zonas e os valores médios de argila para cada poço são apresentados na Tabela 5. A partir da análise das fácies carbonáticas da Coquina Superior e da Coquina Inferior, optou-se por analisar as propriedades de reservatório apenas nos níveis 1 e 3 por se tratar de zonas portadoras de hidrocarbonetos. Os valores médios de argila de cada poço nos níveis 1 e 3 são apresentados na Tabela 6.

Tabela 5: Valores médios de argila estimados nas porções superior e inferior das Coquinas.

Poço	Volume de Argila (%)	
	Coquina Superior	Coquina Inferior
1-RJS-74-RJ	27,09	7,28
7-LI-3-RJS	47,34	4,14
4-RJS-156-RJ	26,03	6,21

Tabela 6: Valores médios de argila nos níveis 1 e 3.

Poço	Volume de Argila (%)	
	Nível 1	Nível 3
1-RJS-74-RJ	6,51	7,28
7-LI-3-RJS	47,34	4,14
4-RJS-156-RJ	3,04	6,21

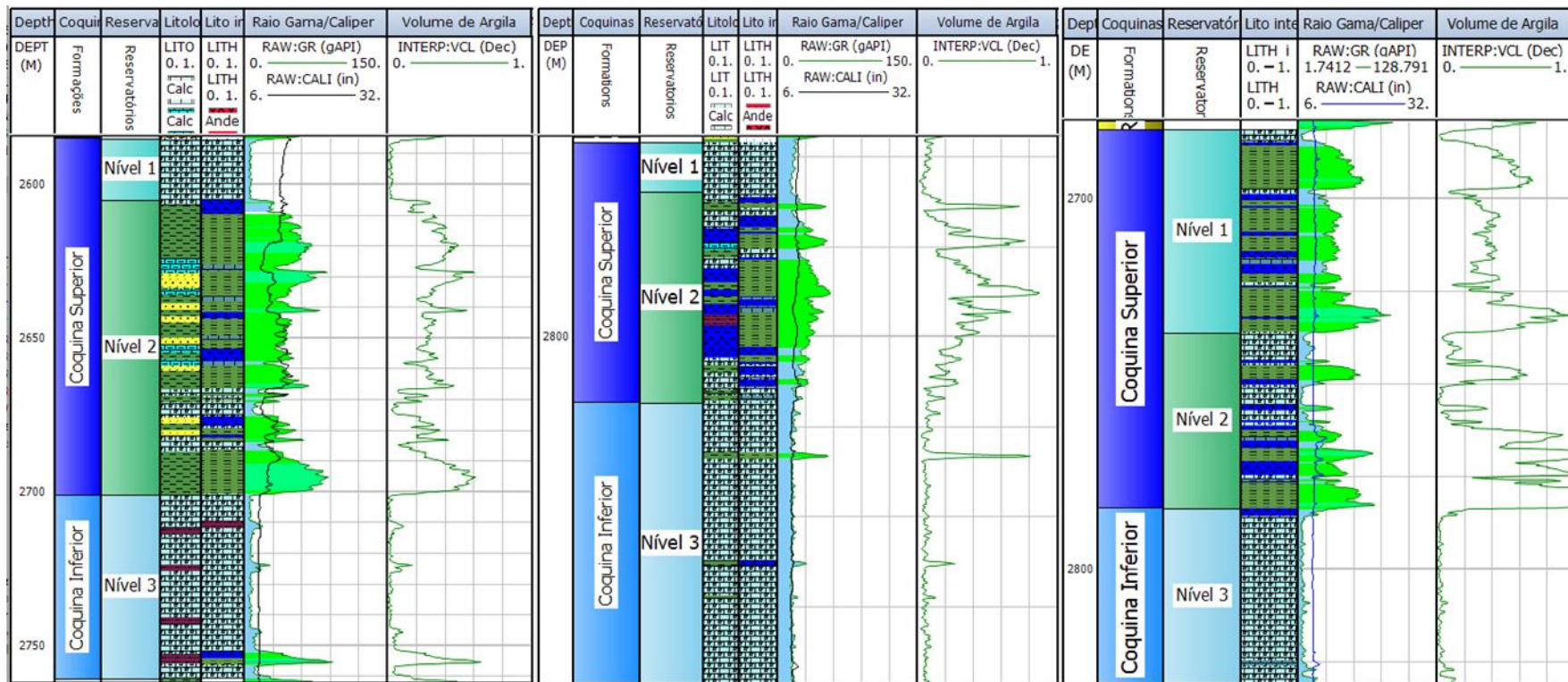


Figura 32: Estimativa de Argilosidade através da equação de Larionov para rochas antigas dos poços 1-RJS-74-RJ, 4-RJS-156-RJ e 7-LI-0003-RJS.

6.3 Definição do ponto de Argila Molhada (*Wet Clay*) – Modelo de Malay

Interpretando os *crossplots* gerados pelo Modelo de Malay, e tendo como exemplo o poço 3-RJS-140D-RJ (Figura 33), foi possível estimar os parâmetros de argila úmida necessários para o cálculo de porosidade e saturação de água, que estão apresentados na Tabela 7.

Tabela 7: Resultados obtidos através da interpretação do Modelo de Malay.

Interpretação do Modelo de Malay		
Poço	<i>Neu Wet Clay</i> (v/v)	<i>Rho Wet Clay</i> (g/cc)
1-RJS-74-RJ	0,33	2,46
7-LI-3-RJS	0,32	2,54
4-RJS-156-RJ	0,30	2,55

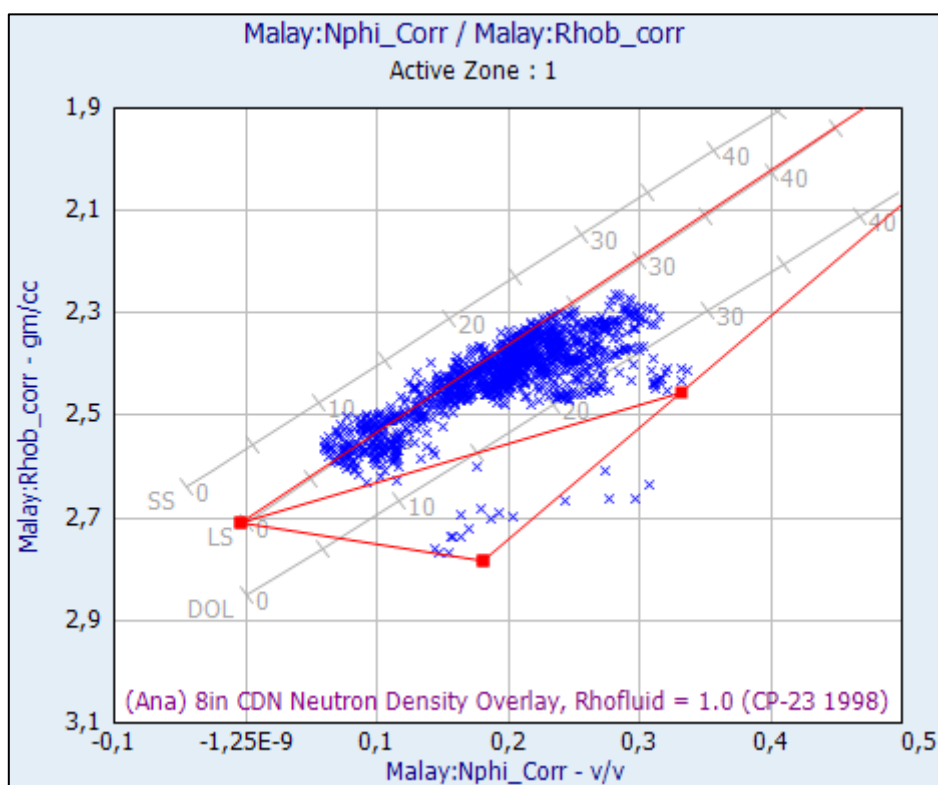


Figura 33: Exemplo de interpretação do *crossplot* nêutron *versus* densidade com as linhas de parâmetros do Modelo de Malay no poço 1-RJS-74-RJ.

De forma geral, os parâmetros não apresentam grandes variações por se tratar de folhelhos da mesma área e de mesmo período de deposição e deve considerar que foram utilizadas as mesmas ferramentas em todos os poços.

O valor do parâmetro densidade da argila seca (*RHO Dry Clay*) foi considerado como 2,78 g/cc, que é o valor padrão do software, por não haver dados de análise de laboratório necessário para a estimativa dos parâmetros de argila seca.

6.4 Estimativa de Porosidade

A avaliação de porosidade foi uma etapa importante para demonstrar o potencial dos reservatórios e as diferenças entre os níveis 1 e 3, através do uso de diferentes modelos de estimativa de porosidade (perfil densidade e perfis densidade e nêutron) e o uso da densidade da matriz fixa e variável.

As porosidades médias obtidas dos níveis 1 e 3 com matriz fixa e com matriz variável para os poços são apresentados na Tabela 8. As Figura 34, Figura 35, Figura 36 exibem os perfis de porosidade, em destaque para a zona onde o uso da densidade da matriz fixa e variável gerou maior diferença de porosidade.

É possível observar maiores diferenças entre o uso do parâmetro da densidade da matriz fixa e a densidade da matriz variável nos intervalos compostos por argilominerais (zonas heterogêneas), quando a porosidade é estimada usando o perfil densidade.

Tabela 8: Médias de valores estimados de porosidade por nível para cada método utilizando densidade da matriz fixa e variável.

Poço	Porosidade Efetiva (Parâmetros fixos) (%)			Porosidade Efetiva (Parâmetros Variáveis) (%)	
	Níveis	Densidade	Densidade /Nêutron	Densidade	Densidade /Nêutron
1-RJS-74-RJ	Nível 1	1,48	0,49	0,96	0,53
	Nível 3	6,25	5,65	6,40	5,69
7-LI-3-RJS	Nível 1	6,99	8,82	11,15	8,85
	Nível 3	6,63	5,93	6,65	6,08
4-RJS-156-RJ	Nível 1	16,35	15,10	16,50	15,13
	Nível 3	7,56	7,26	7,99	7,29

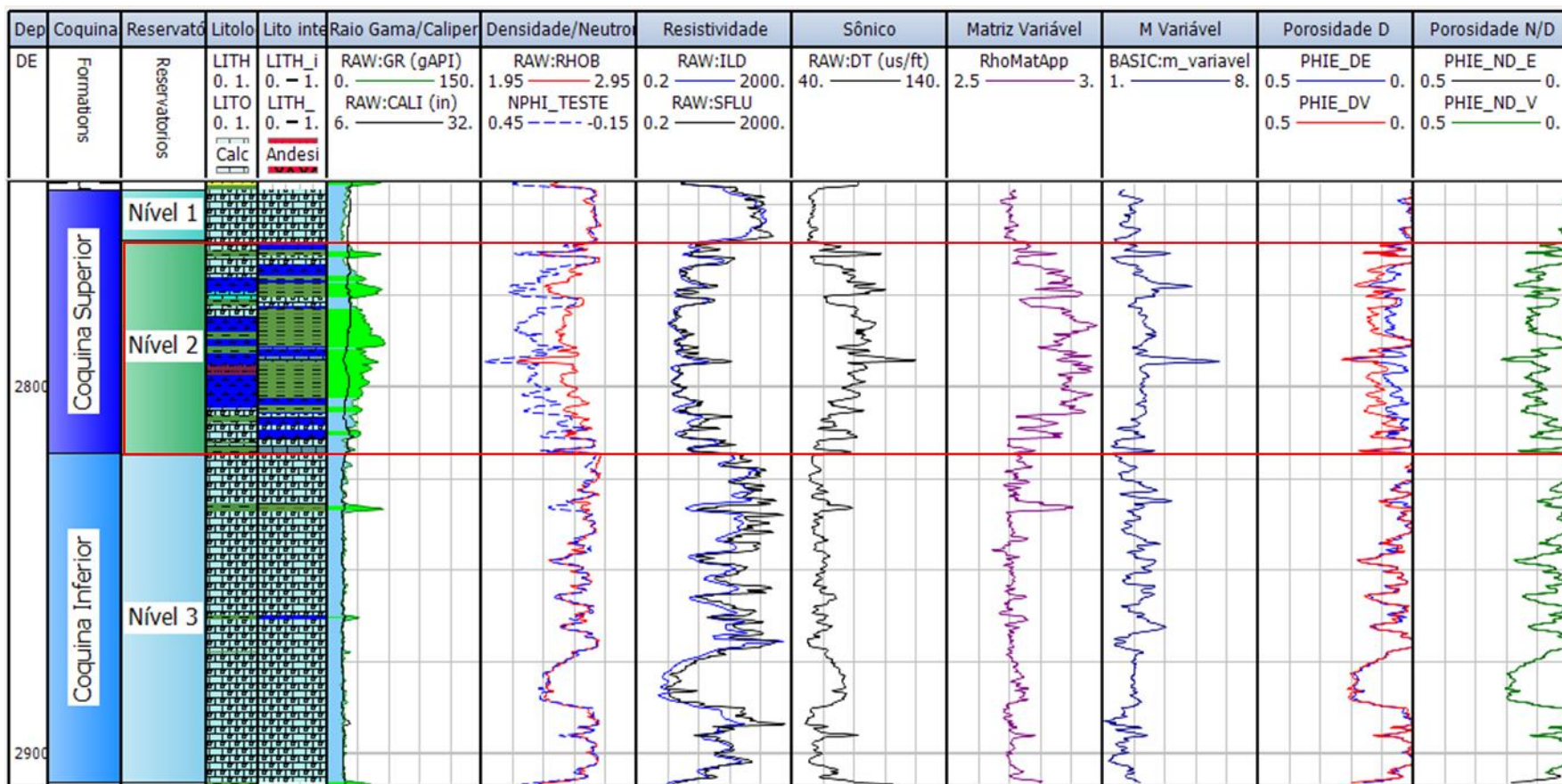


Figura 34: Resultados de estimativa de porosidade do poço 1-RJS-74-RJ usando o perfil densidade e os perfis densidade e nêutron com parâmetros de densidade da matriz fixo e variável destacando-se a zona de maior impacto do uso de parâmetro variável em vermelho. Depth (profundidade), divisões de Coquinas, Níveis, Litologia fornecida, Litologia interpretada, Raio Gama (GR), Caliper (CALI), Densidade (RHOB), Nêutron (NPHI), Indução (ILD), Resistividade (SFLU), Sônico (DT), Matriz Variável (RhoMatApp), M Variável (m_variavel), Porosidade pelo modelo de densidade com parâmetros estáticos (PHIE_DE), Porosidade pelo modelo densidade com parâmetros variáveis (PHIE_DV), Porosidade pelo modelo densidade/nêutron com parâmetros estáticos (PHIE_ND_E), Porosidade pelo modelo densidade/nêutron com parâmetros variáveis (PHIE_ND_V).

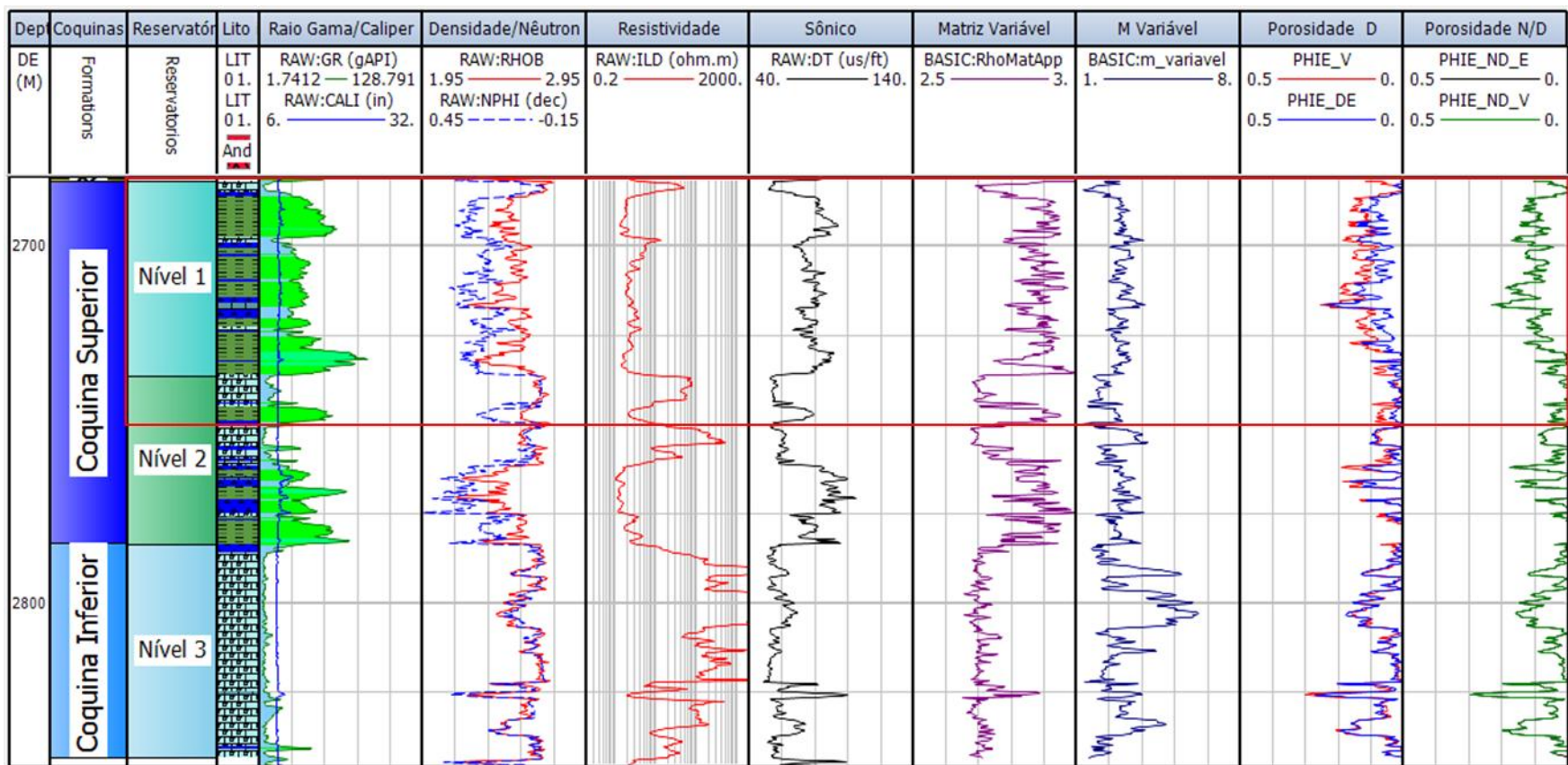


Figura 35: Resultados das estimativas de porosidade do poço 7-LI-3-RJS usando o perfil densidade e os perfis densidade e nêutron com parâmetros de densidade da matriz fixo e variável destacando-se a zona de maior impacto do uso de parâmetro variável em vermelho. Depth (profundidade), divisões de Coquinas, Níveis, Litologia fornecida, Litologia interpretada, Raio Gama (GR), Caliper (CALI), Densidade (RHOB), Nêutron (NPHI), Indução (ILD), Sônico (DT), Matriz Variável (RhoMatApp), M Variável (m_variavel), Porosidade pelo modelo de densidade com parâmetros estáticos (PHIE_DE), Porosidade pelo modelo densidade com parâmetros variáveis (PHIE_V), Porosidade pelo modelo densidade/nêutron com parâmetros estáticos (PHIE_ND_E), Porosidade pelo modelo densidade/nêutron com parâmetros variáveis (PHIE_ND_V).

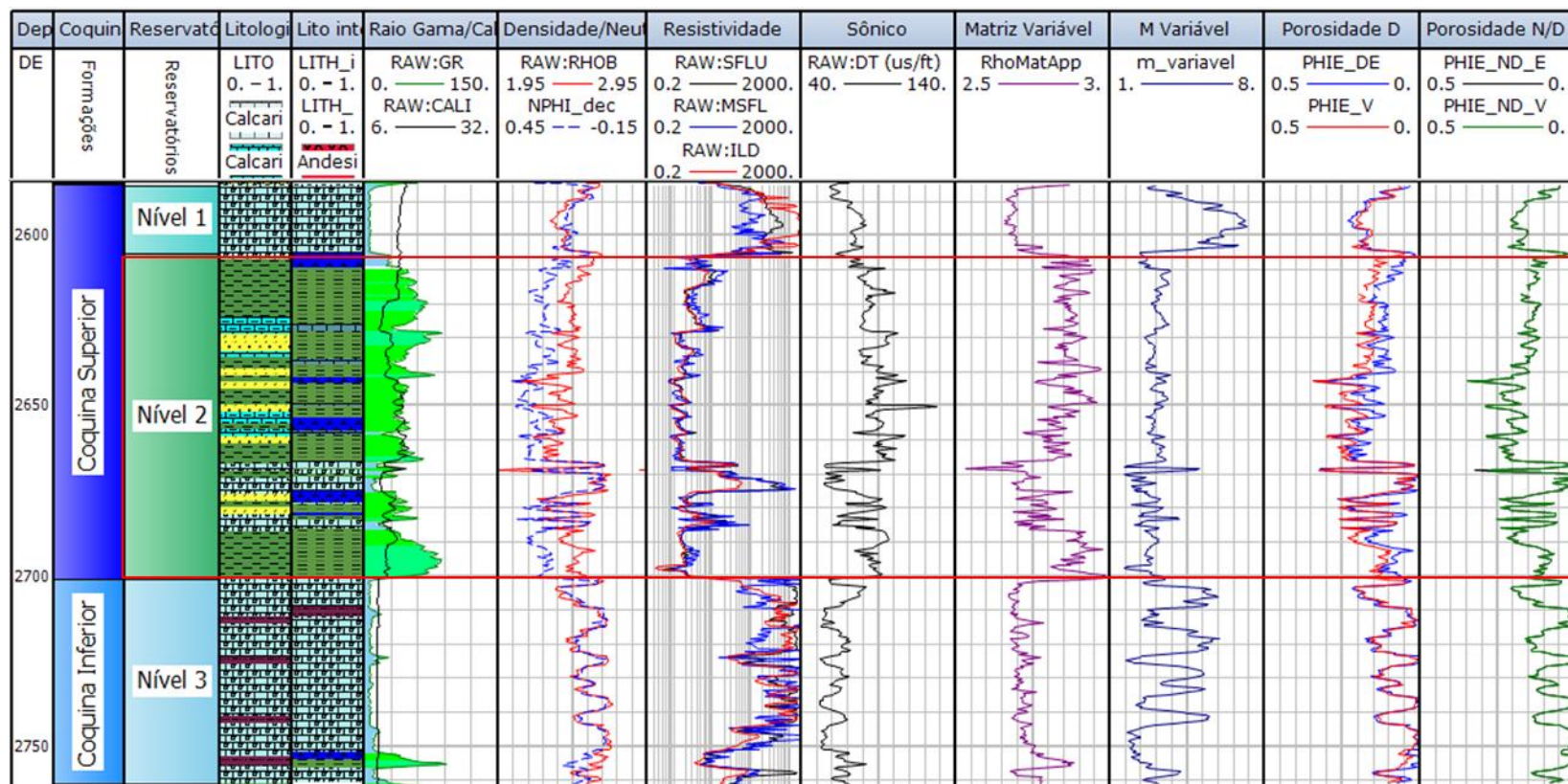


Figura 36: Resultados das estimativas de porosidade do poço 4-RJS-156-RJ usando o perfil densidade e os perfis densidade e nêutron com parâmetros de densidade da matriz fixo e variável destacando-se a zona de maior impacto do uso de parâmetro variável em vermelho. Depth (profundidade), divisões de Coquinas, Níveis, Litologia fornecida, Litologia interpretada, Raio Gama (GR), Caliper (CALI), Densidade (RHOB), Nêutron (NPHI_TESTE), Indução (ILD), Resistividade (SFLU). Sônico (DT), Matriz Variável (RhoMatApp), M Variável (m_variavel), Porosidade pelo modelo de densidade com parâmetros estáticos (PHIE_DE), Porosidade pelo modelo densidade com parâmetros variáveis (PHIE_DV), Porosidade pelo modelo densidade/nêutron com parâmetros estáticos (PHIE_ND_E), Porosidade pelo modelo densidade/nêutron com parâmetros variáveis (PHIE_ND_V)

6.5 Saturação de Água

Asquith (1999) afirma que a presença de argilominerais em um reservatório pode causar valores errôneos para a saturação de água. Por isso, para o cálculo da saturação de água, foi utilizada equação de Simandoux que desconta o efeito da argilosidade em seu resultado.

Com base da análise do *Pickett Plot* foi determinado um $R_w = 0,023$ a uma temperatura de 86°C , posteriormente tal valor foi confirmado através do uso de informações sobre análise de água de formação disponibilizadas na pasta do poço fornecida pela ANP.

Utilizando os parâmetros de argila úmida (*Wet Clay*) interpretados a partir do Modelo de Malay (Tabela 7), foi possível realizar uma estimativa de saturação de água nos níveis 1 e 3 usando expoente de cimentação (m) da equação de Archie fixo e variável e as porosidades estimadas pelo perfil densidade e pelos perfis densidade e nêutron.

Nos poços 1-RJS-74-RJ e 4-RJS-156-RJ, o nível 1 apresentou baixos valores de saturação de água pela porosidade a partir do perfil densidade e valores um pouco mais elevados, mas ainda baixos, usando a porosidade estimada pelos perfis densidade e nêutron, com o expoente de cimentação fixo $m = 2$.

Nos poços 1-RJS-74-RJ e 4-RJS-156-RJ, com o uso do expoente de cimentação (m) variável, o nível 1 apresentou saturações de água um mais elevadas, mas ainda assim baixas, se comparadas com as saturações estimadas com o m fixo, tanto usando a porosidade estimada pelo perfil de densidade quanto pelos perfis densidade e nêutron,. Já o poço 7-LI-3-RJS apresentou saturações superiores a 89% para todos os métodos, evidenciando se tratar de uma zona portadora de água.

Para os poços 1-RJS-74-RJ e 4-RJS-156-RJ, o nível 3 também apresentou baixos valores de saturação de água com a porosidade estimada pelo perfil densidade e valores um mais elevados, mas ainda baixos, usando a porosidade obtida pelos perfis densidade e nêutron, com $m = 2$.

Com o uso do expoente de cimentação (m) variável, o nível 3 apresentou saturações de água um pouco mais elevadas, mas ainda assim baixas, se comparadas com as saturações estimadas com o m fixo, usando ambos perfis de porosidade nos poços 1-RJS-74-RJ e 4-RJS-156-RJ. Foi possível observar que as maiores alterações ocorreram com o uso o m variável foram neste nível.

Já o poço 7-LI-3-RJS apresentou saturações superiores a 89% por todos os métodos pelas quais foram estimadas, evidenciando se tratar de uma zona portadora de água.

Os resultados das estimativas de saturação de água são apresentados na Tabela 9. As Figure 37, Figura 38 e Figura 39 exibem os perfis de saturação de água estimados nos poços a partir das diferentes metodologias.

Tabela 9: Médias de valores estimados de saturação de água por nível para cada método utilizando expoente de cimentação fixo e variável.

Poço	<i>Saturação de Água Sw (%) – Parâmetros Fixos</i>			<i>Saturação de Água Sw (%) Parâmetros Variáveis</i>	
	<i>Níveis</i>	<i>Densidade</i>	<i>Densidade/Nêutron</i>	<i>Densidade</i>	<i>Densidade/Nêutron</i>
1-RJS-74-RJ	Nível 1	15,4	24,05	27,35	28,03
	Nível 3	42,86	55,38	71,72	74,37
7-LI-3-RJS	Nível 1	92,31	89,86	99,00	99,00
	Nível 3	39,00	48,76	84,34	86,29
4-RJS-156-RJ	Nível 1	8,11	8,68	22,94	23,55
	Nível 3	16,91	31,37	35,77	37,79

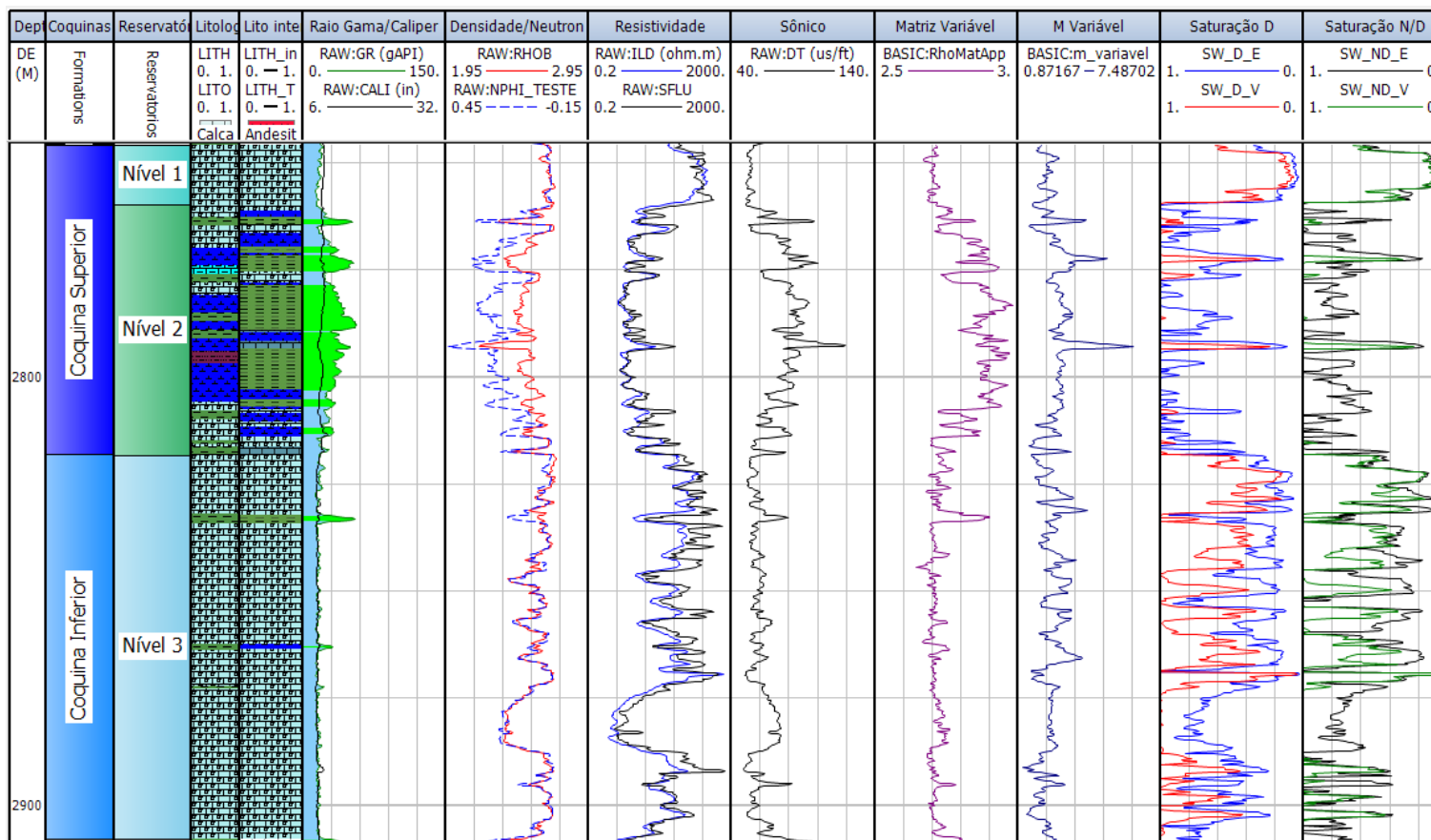


Figure 37: Resultados das estimativas de saturação do poço 1-RJS-74-RJ pelo modelo de Simandoux e porosidade estimadas pelas perfis densidade e densidade/nêutron com fator de cimentação (m) fixo e variável. Depth (profundidade), divisões de Coquinas, Níveis, Litologia fornecida, Litologia interpretada, Raio Gama (GR), Caliper (CALI), Densidade (RHOB), Nêutron (NPHI_TESTE), Indução (ILD), Resistividade (SFLU), Sônico (DT), Matriz Variável (RhoMatApp), M Variável (m_variavel), Saturação com o uso da porosidade estimada pelo modelo de densidade com expoente de cimentação fixo (SW_D_E), Saturação com o uso da porosidade estimada pelo modelo de densidade com expoente de cimentação variável (SW_D_V), Saturação com o uso da porosidade estimada pelos perfis densidade e nêutron com expoente de cimentação fixo (SW_ND_E), Saturação com o uso da porosidade estimada pelos densidade/nêutron com expoente de cimentação variável (SW_ND_V).

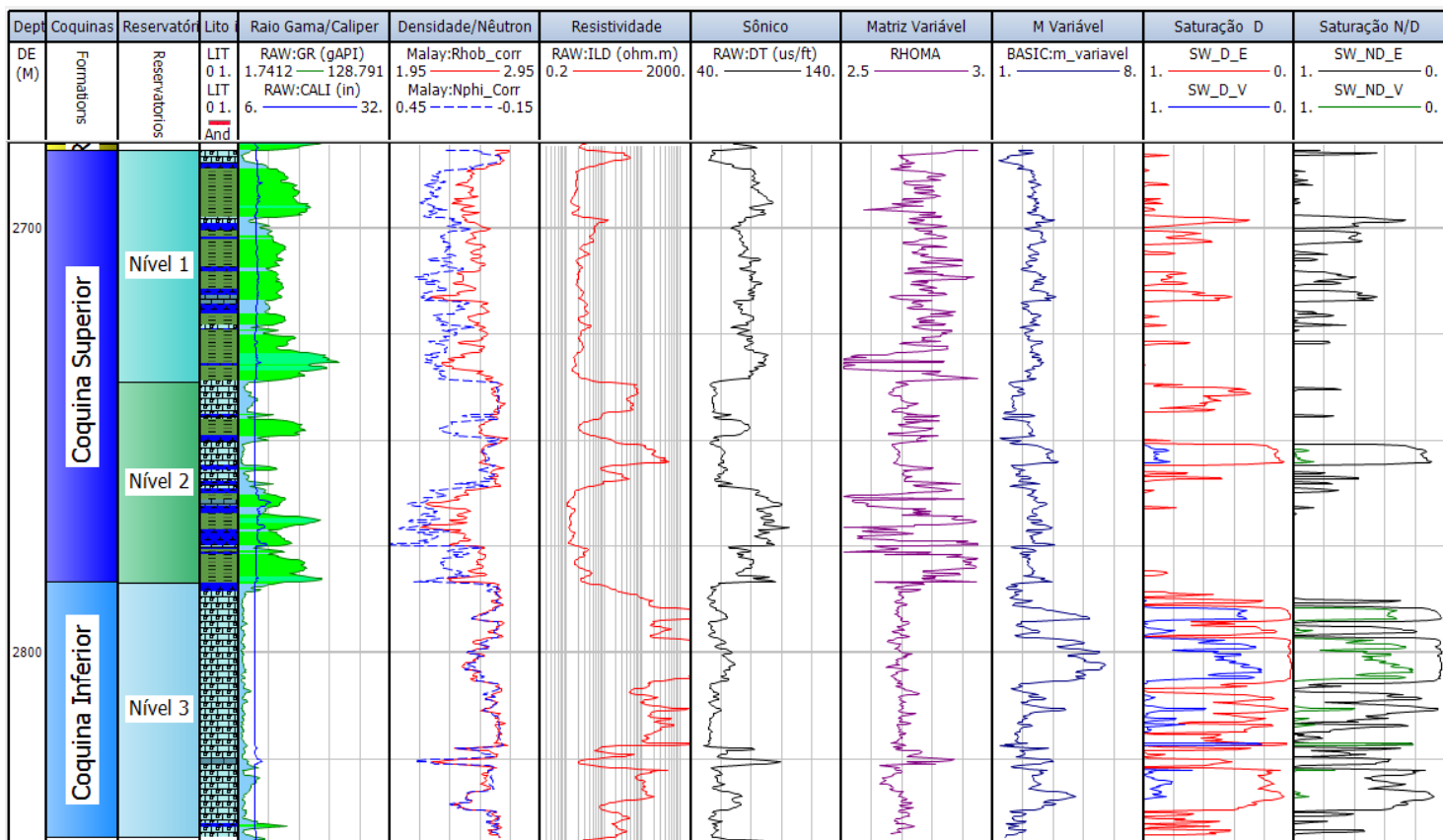


Figura 38: Resultados das estimativas de saturação do poço 7-LI-3-RJS pelo modelo de Simandoux e porosidade estimadas pelos perfis densidade e densidade/nêutron com fator de cimentação (m) fixo e variável. Depth (profundidade), divisões de Coquinas, Níveis, Litologia fornecida, Litologia interpretada, Raio Gama (GR), Caliper (CALI), Densidade (RHOB), Nêutron (NPHI_TESTE), Indução (ILD), Resistividade (SFLU), Sônico (DT), Matriz Variável (RhoMatApp), M Variável (m_variavel), Saturação com o uso da porosidade estimada pelo modelo de densidade com expoente de cimentação fixo (SW_D_E), Saturação com o uso da porosidade estimada pelo modelo de densidade com expoente de cimentação variável (SW_D_V), Saturação com o uso da porosidade estimada pelos perfis densidade e nêutron com expoente de cimentação fixo (SW_ND_E), Saturação com o uso da porosidade estimada pelos densidade/nêutron com expoente de cimentação variável (SW_ND_V).

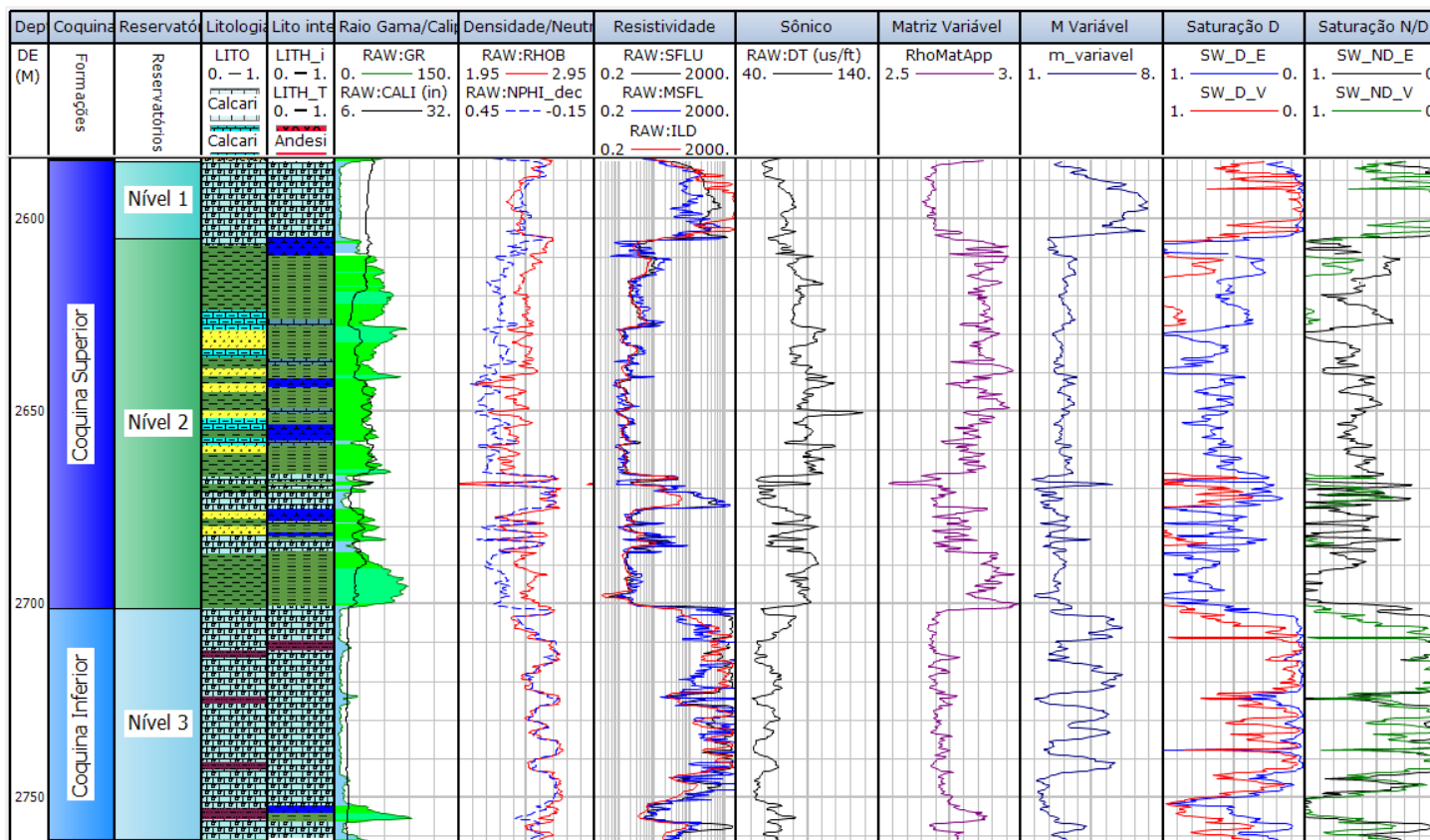


Figura 39: Resultados das estimativas de saturação do poço 4-RJS-156-RJ pelo modelo de Simandoux e porosidade estimadas pelos perfis densidade e densidade/nêutron com fator de cimentação (m) fixo e variável. Depth (profundidade), divisões de Coquinas, Níveis, Litologia fornecida, Litologia interpretada, Raio Gama (GR), Caliper (CALI), Densidade (RHOB), Nêutron (NPHI_TESTE), Indução (ILD), Resistividade (SFLU), Sônico (DT), Matriz Variável (RhoMatApp), M Variável (m_variavel), Saturação com o uso da porosidade estimada pelo modelo de densidade com expoente de cimentação fixo (SW_D_E), Saturação com o uso da porosidade estimada pelo modelo de densidade com expoente de cimentação variável (SW_D_V), Saturação com o uso da porosidade estimada pelos perfis densidade e nêutron com expoente de cimentação fixo (SW_ND_E), Saturação com o uso da porosidade estimada pelos densidade/nêutron com expoente de cimentação variável (SW_ND_V).

6.6 Net pay

Para o cálculo de *net-pay* foram adotados os seguintes valores de corte: zonas portadoras de hidrocarboneto com porosidade maior que 5%, saturação de água menor que 50% e volume de argila menor que 20%. Os valores estimados estão resumidos nas Tabela 10 e Tabela 11.

No nível 1, a espessura de rocha reservatório (*gross*) é consideravelmente menor que a observada no nível 3, não alcançando valores superiores a 20 metros de camada de coquinas. O nível 1 apresentou um *net-pay* pouco espesso no poço 1-RJS-74-RJ, é ausente no poço 7-LI-3-RJS e considerável somente no poço 4-RJS-156-RJ onde apresenta uma alta relação N/G. Já o nível 3 mostrou ser, de forma geral, a melhor fácies reservatório dos poços analisados, com espessuras de *net* chegando próximo aos 40 m.

O mesmo comportamento foi observado em todos os poços tanto para os parâmetros fixos quanto para os parâmetros variáveis, destacando-se que ao empregar os parâmetros variáveis houve uma diminuição em todas as espessuras estimadas de uma forma geral.

Tabela 10: *Gross, net-pPay e N/G* com Parâmetros Fixos.

Poço	Níveis	Gross	Parâmetros Fixos			
			Densidade		Densidade/Nêutron	
			<i>Net</i>	<i>N/G</i>	<i>Net</i>	<i>N/G</i>
1-RJS-74-RJ	Nível 1	13,80	0	0	1,00	0,072
	Nível 3	89,60	39,30	0,438	51,20	0,292
7-LI-3-RJS	Nível 1	54,80	1,80	0,033	1,80	0,033
	Nível 3	60,00	38,40	0,640	32,80	0,547
4-RJS-156-RJ	Nível 1	19,80	16,80	0,848	19,50	0,985
	Nível 3	60,00	22,40	0,373	37,80	0,630

Tabela 11: *Gross, net-pay e N/G* com Parâmetros Variáveis.

Poço	Níveis	Gross	Parâmetros Variáveis			
			Densidade		Densidade/Nêutron	
			<i>Net</i>	<i>N/G</i>	<i>Net</i>	<i>N/G</i>
1-RJS-74-RJ	Nível 1	13,80	2,20	0,159	0,80	0,058
	Nível 3	89,60	13,00	0,145	9,80	0,109
7-LI-3-RJS	Nível 1	54,80	0	0	0	0
	Nível 3	60,00	9,40	0,157	9,20	0,153
4-RJS-156-RJ	Nível 1	19,80	16,50	0,833	16,30	0,823
	Nível 3	60,00	33,90	0,565	29,30	0,488

6.7 Volume de Rocha Porosa contendo Hidrocarboneto - HCPV

Após a realização de todos os cálculos para as estimativas das propriedades petrofísicas dos reservatórios, foram verificados os valores de Volume de Rocha Porosa contendo Hidrocarboneto (HCPV), que fornece o real potencial exploratório dos níveis de interesse.

Foi possível observar que em todos os níveis houve uma redução das espessuras porosas estimadas de rocha contendo hidrocarboneto ao se utilizar parâmetros variáveis no lugar de parâmetros fixos, independente do modelo de porosidade utilizado.

O poço 7-LI-3-RJS de pouca a nula espessura no nível 1, com o nível 3 o intervalo de maior interesse exploratório. O mesmo acontece no poço 1-RJS-74-RJ que apresenta espessura nula no nível 1, independente de modelo e/ou tipo de parâmetro utilizado, já o nível 3 pode ser considerado um bom nível exploratório.

Apesar de o nível 1 não ser considerado um importante alvo exploratório nos poços 7-LI-3-RJS e 1-RJS-74-RJ, no poço 4-RJS-156-RJ ambos os níveis (1 e 3) apresentam valores superiores a 2 m de espessura de rocha porosa contendo hidrocarboneto independente de modelo ou tipo de parâmetro utilizado.

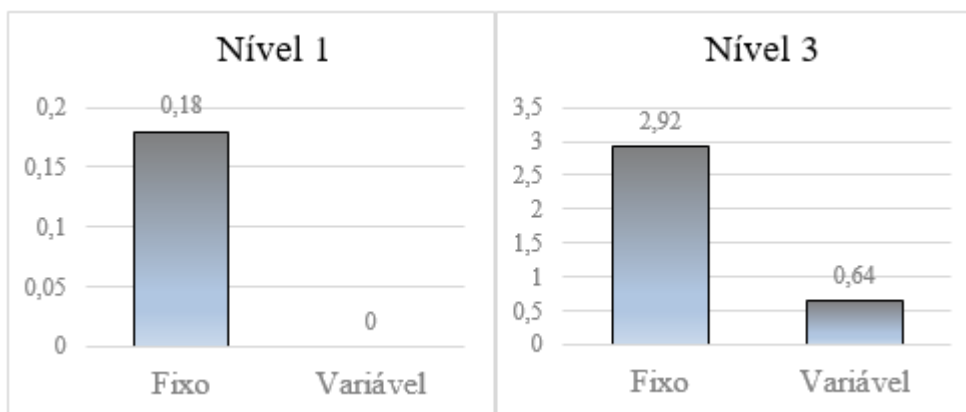


Figura 40: Comparação entre o uso de parâmetros fixos e variáveis na estimativa do volume de rocha porosa contendo hidrocarboneto do poço 7-LI-3-RJS com a porosidade calculada usando o perfil densidade.

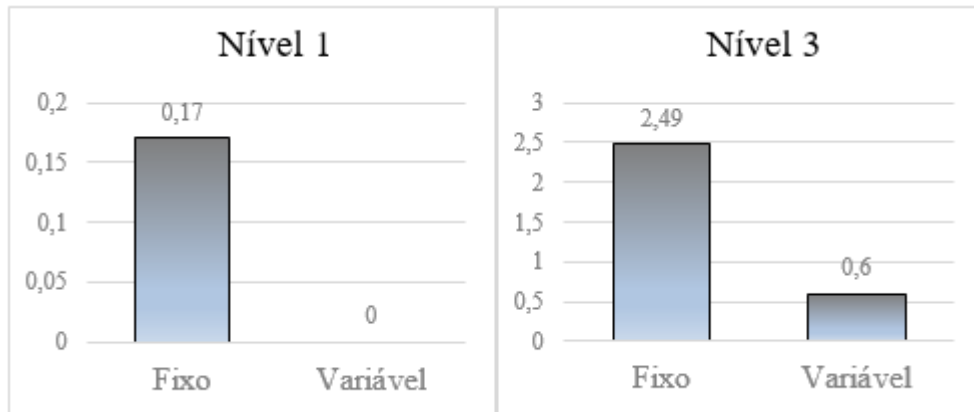


Figura 41: Comparação entre o uso de parâmetros fixos e variáveis na estimativa do volume de rocha porosa contendo hidrocarboneto do poço 7-LI-3-RJS com a porosidade usando os perfis densidade e nêutron.

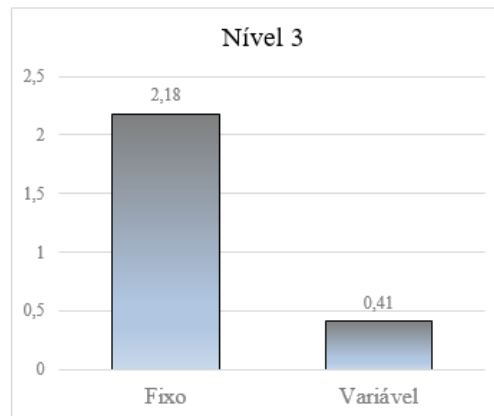


Figura 42: Comparação entre o uso de parâmetros fixos e variáveis na estimativa do volume de rocha porosa contendo hidrocarboneto do poço 1-RJS-74-RJ com a porosidade estimada pelo densidade.

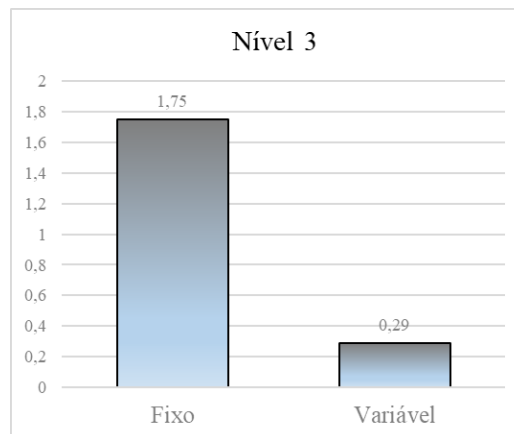


Figure 43: Comparação entre o uso de parâmetros fixos e variáveis na estimativa do volume de rocha porosa contendo hidrocarboneto do poço 1-RJS-74-RJ com a porosidade estimada pelo densidade e nêutron.

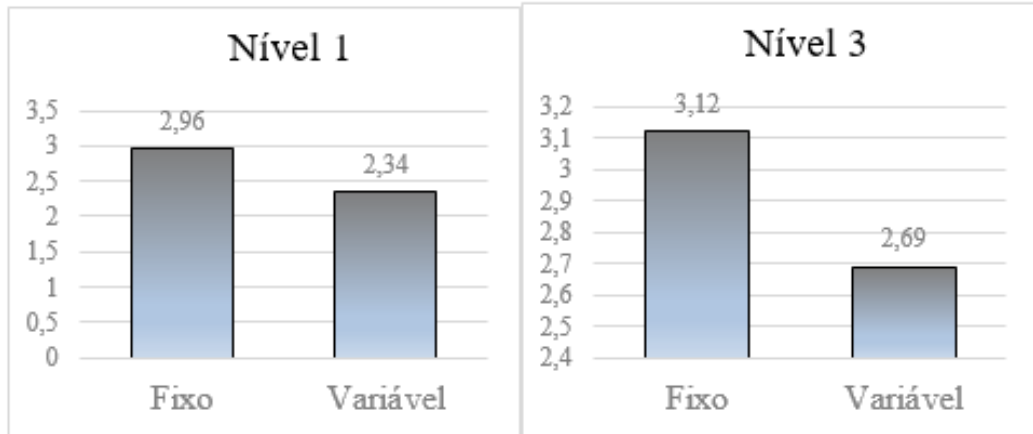


Figura 44: Comparação entre o uso de parâmetros fixos e variáveis na estimativa do volume de rocha porosa contendo hidrocarboneto do poço 4-RJS-156-RJ com a porosidade estimada pelo densidade.

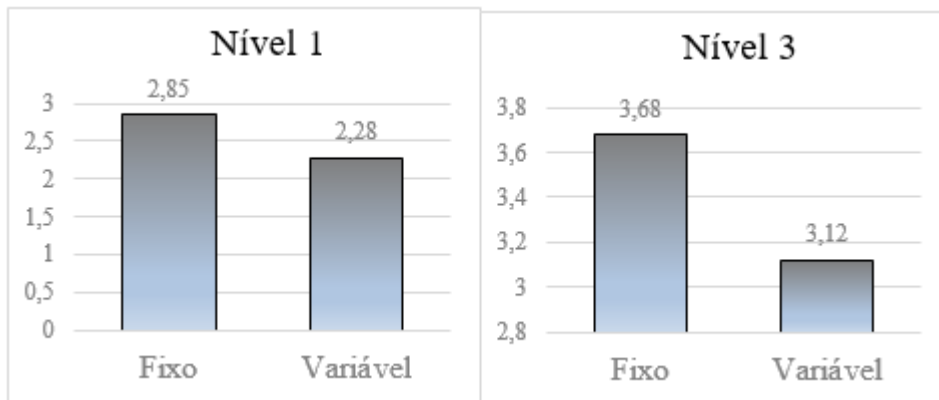


Figura 45: Comparação entre o uso de parâmetros fixos e variáveis na estimativa do volume de rocha porosa contendo hidrocarboneto do poço 4-RJS-156-RJ com a porosidade calculada pelo perfil densidade e nêutron.

7 Conclusões

O fluxo de trabalho proposto se mostrou eficiente na caracterização qualitativa e quantitativa de reservatórios carbonáticos complexos como as coquinas do Campo de Linguado da Bacia de Campos.

A interpretação qualitativa dos perfis possibilitou compreender melhor os padrões dos perfis em cada litologia identificada, possibilitando assim uma interpretação litológica mais refinada a fim de buscar melhores condições permoporosas para acúmulo de hidrocarbonetos.

A coquina superior, na qual está localizada no nível 1, não constitui um importante alvo exploratório, devido à presença de fácies argilosas que funcionam como barreiras ao fluxo de fluidos e devido ao fato de que os intervalos no nível 1 constituídos somente por coquinas apresentam pouca espessura. Porém, o poço 4-RJS-156-RJ apresenta ótimas espessuras de reservatório e boas propriedades de reservatório. Este poço foi classificado pela ANP como descobridor de nova jazida.

O nível 3, localizado dentro da coquina inferior, representa o principal alvo exploratório no Campo de Linguado. Apesar de apresentar níveis diferentes de cimentações, o nível 3 apresenta boa espessuras de camada reservatório em todos os poços, baixa presença de argilominerais, baixas saturações de água, maior *net-pay* e maiores volumes de rocha porosa contendo hidrocarboneto.

As diferenças de porosidade estimada a partir dos perfis de densidade e de densidade e Nêutron são em decorrência das diferenças de propriedades medidas pelos perfis. A presença de argila pode alterar a leitura de porosidade pelas ferramentas e o perfil nêutron pode ter a sua leitura alterada devido a presença de água ou óleo. Isso explica as altas porosidade estimadas em zonas compostas principalmente por argilominerais nos poços analisados.

A utilização de uma densidade de matriz variável mostrou maiores diferenças de resultados de estimativas de porosidade em zonas heterogêneas, pois tais zonas contém misturas de grãos com densidades diferentes e a utilização de uma densidade fixa subestima a porosidade.

Já o uso de um fator de cimentação variável mostrou maior impacto na estimativa de saturação em zonas onde o valor do expoente de cimentação é maior, podendo estar relacionado com presença de poros *vugs* ou moldes não conectados, resultante de processos diagenéticos, que tendem a aumentar o valor do expoente

de cimentação já que o mesmo determina a condutividade elétrica das rochas, contabilizando a conexão entre os poros. Apesar de a utilização de parâmetros fixos mostrarem melhores cenários para as propriedades de reservatório, devido à alta variação do expoente de cimentação ao longo da profundidade do poço em reservatórios carbonáticos resultante da natureza da rocha, é incorreto atribuir um valor constante ao expoente de cimentação.

Comparando os resultados das propriedades de reservatórios utilizando parâmetros fixos e variáveis pode ser que com o uso de parâmetros variáveis os resultados de volume de óleo são mais realistas e com os parâmetros fixos são mais otimistas. Sugere-se a comparação dos valores estimados com valores obtidos laboratorialmente através de amostras de testemunhos para realizar as calibrações dos resultados. Outra forma de quantificar o grau de incerteza em cada parâmetro utilizado para a obtenção das propriedades de reservatórios é utilizar a Análise de Incerteza de Monte Carlo e assim determinar quais parâmetros possuem o maior grau de incerteza associado, o que poderia ser uma etapa futura deste trabalho.

8 Referências Bibliográficas

- ANP-BDEP – Banco de Dados de Exploração e Produção da Agência Nacional do Petróleo, site:<http://www.bdep.gov.br> em 17/05/2019.
- Archie, G. E., 1952. Classification of carbonate reservoir rocks and petrophysical consideration. AAPG Bulletin 36, 218–98.
- ARCHIE, G.E., 1942. The electrical resistivity log as an aid in determining some reservoir characteristics: Petroleum Technology, v.5, pp. 54-62.
- Asmus; H.E. & Ponte, F. C. – 1973 – The Brazilian marginal basins. In: NAIRN, A. E. M. & STEHLI, F. G. (eds.) The ocean basins and margins. New York, Plenum. p.87 – 133.
- Asmus; H.E. & Guazelli, W. – 1982 – Descrição sumária das estruturas da margem continental brasileira e das áreas oceânicas e continentais adjacentes. In: PETROBRAS. Estruturas e tectonismo nos processos sedimentares e na avaliação do potencial de recursos minerais. Rio de Janeiro, Cenpes/Dintep. P.187 – 269. (Projeto Remac 9).
- Asmus, H.E. & Baisch, P.R. 1983. Geological evolution of Brazilian continental margin. Capítulo, n. 4, p. 3-9.
- Asquith, G. & Krygowski, D., 1982. Basic Well Log Analysis, AAPG Methods in Exploration.
- BASSIOUNI, Z., 1994. Theory, Measurement, and Interpretation of Well Logs (Richardson, TX: Society of Petroleum Engineers)
- BAUMGARTEN, C.S., 1985. Evolução estrutural de Pampo, Badejo e Linguado durante a deposição da Formação Lagoa Feia. Boletim Técnico da Petrobrás, Rio de Janeiro, v. 28, n. 2, p. 91-101.
- BAUMGARTEN, C.S., DULTRA, A.J.C., CARVALHO, M.D., 1983. Zoneamento do intervalo de coquinas Lagoa Feia em Pampo, Linguado e Badejo. Rio de Janeiro, Petrobrás. DEPEX. (Nota Técnica) Unpublished Petrobrás internal report.
- BAUMGARTEN, C.S., DULTRA, A.J.C., SCUTA, M.S., FIGUEIREDO, M.V.L., SEQUEIRA, M.F.P.B., 1988. Coquinas da Formação Lagoa Feia, Bacia de Campos: evolução da Geologia de Desenvolvimento. Boletim de Geociências da Petrobrás, Rio de Janeiro, v. 2, n. 1, p.27-36.

- BERTANI, R. T. & CAROZZI, A. V., 1984. Microfacies, Depositional Models and Diagenesis of Lagoa Feia Formation (Lower Cretaceous), Campos Basin, Offshore Brazil. Petrobras, cenps, sintep Serie Ciencia – Tecnia – Petroles, Secao. Exploração de Petróleo, Publ., 14:104 pp.
- BERTANI, R. T. & CAROZZI, A. V., 1985. Lagoa Feia Formation (Lower Cretaceous), Campos Basin, Offshore Brazil: Rift Valley Stage Lacustrine Carbonate Reservoirs — I. Journal of Petroleum Geology 8 (1), 37–58.
- Brock, J., 1984. Analysing your logs: Advanced Open Hole Log Interpretation, Petromedia, 173 pp., Vol. 11.
- Bruhn, C.; Gomes, J.; Lucchese Jr., C.; Johann, P. 2003. Campos Basin: Reservoir Characterization and Management – Historical Overview and Future Challenges. Offshore Technology Conference, Houston, Tx. OTC-15220.
- Bruhn C.H.L. 1998. Petroleum Geology of Rift and Passive Margin Turbidite Systems: Brazilian and Worldwide Examples. In: AAPG International Conference and Exhibition, Rio de Janeiro, Brazil. Part 2, Course 6.
- Carozzi, A.V.; Falkenhein, F.U.H.; Lucchesi, C.F.; Franke, M.R. 1979. Depositional-Diagenetic History of Macae Carbonate Reservoirs (Albian-Cenomanian), Campos Basin, Offshore Rio de Janeiro, Brazil. Abstract.
- CARVALHO, M. D.; PRAÇA, U. M.; SILVA-TELLES JR., A. C.; JAHNERT, R. J.; DIAS, J. L. 2000. Bioclastic carbonate lacustrine facies models in the Campos Basin (Lower Cretaceous), Brazil. In: GierlowskiKordesch, E. H. & Kelts, K. R. (ed.) Lake basins through space and time. Tulsa, AAPG, (Studies in Geology 46), 245-256.
- CASTRO, J.C., 2006. Evolução dos conhecimentos sobre as coquinas- reservatório da Formação Lagoa Feia no trend Badejo-Linguado-Pampo, Bacia de Campos. Geociências 25 (2), 175–186.
- CASTRO, J.C.; AZAMBUJA FILHO, N.C., 1981. Fácies, análise estratigráfica e reservatórios da Formação Lagoa Feia, Cretáceo Inferior da Bacia de Campos: PETROBRAS/CENPES/LABOR, Relatório interno, CENPES-1.940, 110p.
- CHANG, H. K. E KOWSMANN, R. O. & FIGUEIREDO, A. M. F., 1992. New concepts on the development of east brazilian marginal basins.

- CHANG, H.K., KOWSMANN, R.O. & FIGUEIREDO, A.M.F., 1991 – Novos Conceitos sobre o Desenvolvimento das Bacias Marginais do Leste Brasileiro. In: Gabaglia, G.P.R. & MILANI, E.J. Origem e Evolução de Bacias Sedimentares. Rio de Janeiro: Ed. Gávea, editoração PETROBRAS.
- CLAVIER, C.; HOYLE, W. R.; MEUNIER, D., 1971. Quantitative interpretation of TDT logs. Partes 1 e 2: Journal of Petroleum Technology, vol. 23, p.743–763.
- CONTRERAS, S. A. C; CASTRO, J. C. Metodologia para determinar parâmetros petrofísicos de corte de um campo de petróleo: o caso Socororo, bacia do Oriente, Venezuela. Escola de Minas, Ouro Preto, julho-setembro, 2012.
- CRAIN, E. R. 1986 – The Log Analysis Handbook – Oklahoma, Penn Well Publishing Company.
- DARLING T., 2005. Well Logging and Formation Evaluation. Elsevier, pp. 346.
- DIAS, J.L., OLIVEIRA, J.Q., & VIEIRA, J.C. 1988. Sedimentological and stratigraphic analysis of the Lagoa Feia Formation, Rift Phase of Campos Basin, Offshore Brazil. Revista Brasileira de Geociências, v.18, p.252-260.
- DIAS, J. L., SCARTON, J. C., ESTEVES, F. R., CARMINATTI, M. & GUARDADO, L. R., 1990. Aspectos da evolução tectono-sedimentar e a ocorrência de hidrocarbonetos na Bacia de Campos. In: Origem e evolução de bacias sedimentares, eds Raja Gabaglia, G. P. and Milani, E. J., pp. 333-360. Petrobras, Rio de Janeiro, Brasil.
- DIAS, J. A., 2004 – Correntes Turbidíticas. Fonte: Site da Universidade de Algarve. <http://w3.ualg.pt/~jdias/JAD/ebooks/Turbiditos.pdf>. Acessado em 10/02/2018.
- DINGLE, R.V., 1999. Walvis Ridge Barrier: its influence on palaeoenvironments and source rock generation deduced from ostracod distributions in the early South Atlantic Ocean. In: Cameron, N.R., Bate, R.H., Clure, R.H. (Eds.), The Oil and Gas Habitats of the South Atlantic: Geological Society Special Publication 153. Geological Society, London, UK, pp. 293–302.
- ELLIS, D.V.; SINGER, J.M. 2008. Well Logging for Earth Scientists. Springer, 2nd ed., 692p.

- ESLINGER, E., PEVEAR, D, 1988. Clay Minerals for Petroleum Geologists and Engineers. SEPM Short Course Notes No. 22, Society of Economic Paleontologists and Mineralogists, Tulsa 1988.
- GUARDADO, L.R.; SPADINI, A.R.; SARTORI, J.S.L.; MELLO, M.R. 2000. Petroleum Systems of the Campos Basin, Brazil. In: Mello, M.R. and Kaltz, B.J., eds., Petroleum Systems of South Atlantic Margins. AAPG Memoir 73, p.317-324.
- GUARDADO, L. R., GAMBOA, L. A. P. & LUCCHESI, C. F., 1989. Petroleum geology of the Campos Basin, Brazil, a model for a producing Atlantic type basin. In: Edwards, J.D. and Santogrissi, P.A., divergent/Passive Margin Basins. Tulsa, AAPG Memoir 48, pp. 3-79.
- HADDAD, S., NAJIMI, S., ZULKIPLI, S. N. F., SINNAPPU, S., JOHAN. Z. J., KYI, K. K, WA, W. W. AND TAN, W., 2013. Clastic and carbonate formation evaluation case study: East Asia Society of Petroleum Engineers. SPE #165370SPE Western Regional & AAPG Pacific Section Meeting Joint Technical Conf. (Monterey, California, USA, 19–25 April)
- HORSCHUTZ, P., FREITAS, L.C., STANK, C. V., BARROSO, A. S., CRUZ, W. M., 1990. The Linguado, Carapeba, Vermelho, and Marimba giant oil fields, Campos Basin, offshore Brazil. In: Halbouty, M.T. (Ed.), Giant Oil and Gas Fields of the Decade 1978–1988: AAPG Memoir 54. AAPG, Tulsa, Oklahoma, USA, pp. 137 153.
- HURTADO N, Aldana M, Torres J (2009) Comparison between neuro-fuzzy and fractal model for permeability prediction. J Comput Geosci 13:181–186.
- JAHNERT, R., PAULA, O., COLLINS, L., STROBACH, E., PEVZNER, R., 2012. Evolution of a coquina barrier in Shark Bay, Australia by GPR imaging: architecture of a Holocene reservoir analogue. Sedimentary Geology 281, 59–74.
- KEARY, P.; BROOKS, M.; HILL, I. 2009. Geofísica de Prospecção. São Paulo. Oficina de Textos. 438p.
- KUTTAN, K., ET AL., 1980, Log Interpretation in the Malay Basin: SPWLA 21st Annual Logging Symposium Transactions, Paper H.
- LARIONOV, W. W., 1969. Radiometry of boreholes (em russo), NEDRA, Moscou.

- LUCIA, F. J., KERANS, CHARLES, AND WANG, F. P., 1995. Fluid-flow characterization of dolomitized carbonate-ramp reservoirs: San Andres Formation (Permian) of Seminole field and Algerita Escarpment, Permian Basin, Texas and New Mexico, in Stoudt, E. L., and Harris, P. M., eds., Hydrocarbon reservoir characterization: geologic framework and flow unit modeling: SEPM (Society for Sedimentary Geology), SEPM Short Course No. 34, p. 129-153.
- MAZIN, M., MOHAMED, J. Z., FEMI, A., WEIDONG, L. AND ANTWEAN, M., 2015. A petrophysical technique to estimate Archie saturation exponent (n); case studies in carbonate and shaly-sand reservoirs—Iraqi oil fields SPE# 177331 SPE Annual Caspian Technical Conf. & Exhibition (Baku, Azerbaijan, 4–6 November).
- MCGLUE, M.M., SOREGHAN, M.J., MICHEL, E., TODD, J.A., COHEN, A.S., MISCHLER, J., O'CONNELL, C.S., CASTAÑEDA, O.S., HARTWELL, R.J., LEZZAR, K.E., NKOTAGU, H.H., 2010. Environmental controls on shell-rich facies in tropical lacustrine rifts a view from Lake Tanganyika's littoral. *Palaios* 25 (7), 426–438.
- MCKENZIE, D. P. 1978. Some remarks on the development of sedimentary basins. *Earth Planetary Sciences Letters*, 40, p. 25-32.
- MELLO, M. R., HESSEL, M. H., 1998. Biological marker and paleozoological characterization of the early marine incursions in the lacustrine sequences of the Campos Basin, Brazil (abs). AAPG Annual Convention, Salt Lake City, Utah, USA.
- NERY, G. G., 2004. Perfilagem Geofísica de Poço. Apostilas 7: Sônico e Apostila 8: Densidade. Hydrolog Serviços de Perfilagem Ltda.
- NERY, G. G., 2013. Perfilagem Geofísica em Poço Aberto – Fundamentos Básicos com Ênfase em Petróleo. Sociedade Brasileira de Geofísica – SBGf. Rio de Janeiro. Brasil. ISBN 978-85-88690-19-6.
- MIZUSAKI, A.M.P. 1986. Rochas ígneo-básicas do Neocomiano da Bacia de Campos. Caracterização e comportamento como reservatório de hidrocarbonetos. Rio de Janeiro: Inst. Geof. UFRJ. 104p. (Dissertação de Mestrado)

- PICKETT, G.R. 1966. A Review of Current Techniques for Determination of Water Saturation from Logs. SPE 1446. Pickett, G.R. 1966. A Review of Current Techniques for Determination of Water Saturation from Logs. SPE 1446.
- PONTE, F.C. & ASMUS, H.E, 1973 – Geological Framework of the Brazilian Continental Margin. *Geologische Rundschau*, v. 67, nº1, pp.201-235.
- RANGEL, H.D., MARTINS, F.A., ESTEVES, F.R. & FEIJÓ, F.J., 1994. Bacia de Campos. *Boletim de Geociências da Petrobras*, 8(1), 1994. p. 203-217.
- REHIM, H.A.A.A., MIZUSAKI, A.M.P., CARVALHO, M.D., MONTEIRO, M., 1986. Talco e estevensita na Formação Lagoa Feia de Bacia de Campos – possíveis implicações no ambiente deposicional. XXXIV Congresso Brasileiro de Geologia, Goiânia, Goiás 1, pp. 416–425.
- RIDER, M.; 2002. *The Geological Interpretation of Well Logs*. 2a Edição. Rider-French Consulting Ltd, Sutherland, Scotland, 280p.
- ROSA, M. C.; BRITO, D.D.; VINCENELLI, M. G.C. Modelo Petrofísico 3D do “Arenito Namorado” no Campo de Namorado, RJ. 6º Congresso Brasileiro de Pesquisa e Desenvolvimento em Petróleo e Gás, Florianópolis, SC. Outubro, 2011.
- ROSA, H. 2006. Estudo da Caracterização de Eletrofácies por meio de Perfis de Poços e Amostras de Testemunhos utilizando Estatística Multivariada. Tese de Doutorado em Ciências e Engenharia do Petróleo, Faculdade de Engenharia Mecânica e Instituto de Geociências, Universidade Estadual de Campinas. 280 p.
- SACCO, T., SUSLICK, S. B., VIDAL, A. C., Modelagem Geológica 3D do Campo de Namorado Utilizando Dados de Perfilagem de Poços Verticais. Congresso Brasileiro de Pesquisa e Desenvolvimento em Petróleo e Gás, 4, Campinas, SP, 2007.
- SCHALLER, H. 1973. Estratigrafia da Bacia de Campos. In: SBG, 27º Congresso Brasileiro de Geologia, Aracaju, Anais, v.1, p.247-258
- SCHALLER, H., TERRA, G.J.S., CRUZ, C.E.S., SPADINI, A.R., 1981. Estudo preliminar dos reservatórios da Formação Lagoa Feia, área de Badejo/Pampo, Bacia de Campos. Unpublished Petrobras internal report, 23p.

- SCHÖN, J. H. 2011. Physical Properties of Rocks: a workbook. Handbook of Petroleum Exploration and Production, v. 8. 494p.
- SCHLUMBERGER, 1989. Log Interpretation Principles/Applications, Schlumberger Educational Services, Houston.
- SERRA, O. The well logging handbook. Paris: Editions Technip, 2008.
- SILVA-TELLES Jr., A. C., HENZ, G. I., ARAI, M., 1994. Evidências das primeiras ingressões marinhas na fase rift da margem leste Brasileira. Boletim de Geociências da Petrobrás. 8 (2/4), 409 –410.
- SPADINI, A.R., ESTEVES, F.R., DIAS-BRITO, D., AZEVEDO, R.L. & RODRIGUES, R., 1988 – The Macaé Formation, Campos Basin, Brazil: Its Evolution in the Context of the Initial History of the South Atlantic. Revista Brasileira de Geociências, v. 18, nº 3, pp.261-272.
- STIEBER, S. J. Pulse Neutron capture log evaluation in the Louisiana Gulf Coast. Encontro Anual da SPE, Houston, p. 4-7, Outubro, 1970.
- SWEENEY, S.A.; JENNINGS JR., H.Y. 1960. Effect of Wettability on the Electrical Resistivity of Carbonate Rock from a Petroleum Reservoir. J. Phys. Chem, 64 (5): p.551–553.
- THOMAS, J. E.(Org.). Fundamentos de engenharia de petróleo. Rio de Janeiro: Editora Interciência, 2001.271 p.
- THOMPSON, D.L., STILWELL, J.D., HALL, M., 2015. Lacustrine carbonate reservoirs from Early Cretaceous rift lakes of Western Gondwana: Pre-Salt coquinas of Brazil and West Africa. Gondwana Res. 26–51.
- TIGRE, C.A., SCHALLER, H., DEL LUCHESE JR., POSSATO, S., 1983. “Pampo, Linguado, and Badejo Fields: their Discoveries, Appraisals, and Early Production Systems”, OTC 4627, Offshore Technology Conference, Houston, Texas.
- WINTER, W. R., JAHNERT, R. J., FRANÇA, A. B., Bacia de Campos. Boletim de Geociências da PETROBRAS, Rio de Janeiro, 15(2), 2007.
- Worthington, P. F., 2011. The petrophysics of problematic reservoirs. *Soc. Pet. Eng. JPT* 63 88–96
- XIAO B, Fan J, Ding F (2012) Prediction of relative permeability of unsaturated porous media based on fractal theory and Monte Carlo simulation.