



UFRJ

Luan Claudio Dias de Oliveira

**AVALIAÇÃO PETROFÍSICA E ELETROFÁCIES EM
RESERVATÓRIOS DA FORMAÇÃO MACABU, BLOCO BM-C-33,
PRÉ-SAL DA BACIA DE CAMPOS, BRASIL**

Trabalho Final de Curso

(Geologia)

UFRJ
Rio de Janeiro
2022



UFRJ

Luan Claudio Dias de Oliveira

**AVALIAÇÃO PETROFÍSICA E ELETROFÁCIES EM RESERVATÓRIOS DA
FORMAÇÃO MACABU, BLOCO BM-C-33, PRÉ-SAL DA BACIA DE CAMPOS,
BRASIL**

Trabalho Final de Curso de Graduação em
Geologia do Instituto de Geociências,
Universidade Federal do Rio de Janeiro – UFRJ,
apresentado como requisito necessário para
obtenção do grau de Geólogo.

Orientador(es):

Leonardo Fonseca Borghi

Bruno Menchio Faria

Ana Carolina Ribeiro e Silva Stevanato

UFRJ
Rio de Janeiro
2022

Dias, Luan

Título: Avaliação petrofísica e eletrofácies em reservatórios da Formação Macabu, Bloco BM-C-33, Pré-sal da Bacia de Campos, Brasil; / Luan Claudio Dias de Oliveira - - Rio de Janeiro: UFRJ / IGeo, 2022.

01, 107 p. : il.; 30cm

Trabalho Final de Curso (Geologia) – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Instituto de Geociências, Departamento de Geologia, 2022.

Orientador(es): Leonardo Fonseca Borghi, Bruno Menchio Faria, Ana Carolina Ribeiro e Silva Stevanato

1. Geologia. 2. DEGEO – Trabalho de Conclusão de Curso. I. Leonardo Fonseca Borghi. II. Universidade Federal do Rio de Janeiro, Instituto de Geociências, Departamento de Geologia. III. Avaliação petrofísica e eletrofácies em reservatórios da Formação Macabu, Bloco BM-C-33, Pré-sal da Bacia de Campos, Brasil.

Luan Claudio Dias de Oliveira

AVALIAÇÃO PETROFÍSICA E ELETROFACIES EM RESERVATÓRIOS DA
FORMAÇÃO MACABU NO BLOCO BM-C-33, PRÉ-SAL DA BACIA DE CAMPOS.

Trabalho Final de Curso de Graduação em
Geologia do Instituto de Geociências,
Universidade Federal do Rio de Janeiro – UFRJ,
apresentado como requisito necessário para
obtenção do grau de Geólogo.

Orientador(es):

Leonardo Fonseca Borghi

Bruno Menchio Faria

Ana Carolina Ribeiro e Silva Stevanato

Aprovada em: 20 de setembro de 2022

Por:

Orientador: Leonardo Fonseca Borghi (UFRJ)

Jorge Picanço Figueiredo (UFRJ)

Geólº. Leonardo Masutti (Equinor ASA)

UFRJ
Rio de Janeiro
2022

AGRADECIMENTOS

Inicialmente, à minha família por todo o suporte durante a vida. Sem mais demoras, tudo conquistado até aqui e além, eu dedico à Michela, Juliana, Michel, Nicolas, Olavo e Gleide. Meu amor por vocês é imensurável.

Aos meus orientadores Bruno, Nina e Leonardo Borghi, pelos quais tive o privilégio de trabalhar junto. Vocês foram peças fundamentais na conclusão deste trabalho. Um agradecimento especial ao meu amigo Igor que me auxiliou nos primeiros passos no software IP.

Aos professores da Geologia UFRJ, por todo o conhecimento compartilhado, e também a todos os professores que tive no decorrer da vida, nos quais me ensinaram a ter respeito e empatia pela profissão mais importante de todas. Também agradeço a todo corpo técnico da UFRJ, desde os motoristas, com os quais compartilhei memórias no decorrer das viagens Brasil a fora, até a todos os profissionais que trabalham no restaurante universitário, local onde ocorreu muitas conversas e resenhas durante a graduação.

Aos meus amigos da Geologia UFRJ, especialmente à Bianca Alvarenga, minha companheira, a qual esteve do meu lado na maior parte da minha trilha na geologia. Um agradecimento especial para a galera do Diretório Acadêmico Joel Valença, espaço que tive o privilégio de frequentar, viver momentos e fazer bons amigos, os quais pretendo levar para vida.

Aos colegas do Projeto Campos e LAGESED UFRJ por terem sido tão compreensivos e empáticos comigo, terem me recebido de braços abertos no projeto e fornecido toda a infraestrutura necessária para a execução do trabalho, assim como também agradeço à ANP por fornecer todos os dados para a execução deste trabalho.

À Equinor por todo o aprendizado e experiência que venho adquirindo durante o programa de estágio no qual faço parte, e um abraço especial para as equipes de Geologia, Geofísica e Engenharia de Reservatório de Peregrino e BM-C-33, onde fiz amigos tanto para vida, quanto para a profissão.

Felizmente, tive o prazer de cruzar com muitas pessoas na caminhada da vida. Gostaria de agradecer por todos os momentos especiais que vivi com diversos amigos e amigas, os quais

jamais vou esquecer. Um agradecimento especial para Bruno, Matheus, Romeu, Marcelo, Vini e Igor, amigos que tenho desde que me lembro. Amo todos vocês.

Por fim, um agradecimento a todos que contribuíram com a formação do Luan geólogo e cidadão. Vida longa e próspera.

Para Gleide, com amor

RESUMO

DIAS, Luan. **Avaliação petrofísica e eletrofácies em reservatórios da Formação Macabu, Bloco BM-C-33, Pré-sal da Bacia de Campos, Brasil**. 2022. 01, 107 f. Trabalho Final de Curso (Geologia) – Departamento de Geologia, Instituto de Geociências, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro.

Os campos de óleo e gás no bloco BM-C-33, localizado na Bacia de Campos, são singulares em relação aos outros campos do Pré-sal pela complexa evolução de seus reservatórios carbonáticos, com abundante silicificação, além de acumulações de gás e condensado de classe mundial, com estimativas de volume recuperável de bilhões de barris. O campo Pão de Açúcar é o mais promissor do bloco. Os reservatórios carbonáticos silicificados da Formação Macabu estão localizados nos altos estruturais do embasamento, onde favoreceram a sedimentação de *mounds* e cunhas carbonáticas. A silicificação é sin- e pós diagênese, favorecida pelo abundante fraturamento, resultando no desenvolvimento de um complexo sistema permo-poroso no reservatório, alterando significativamente sua textura primária. A avaliação petrofísica é extremamente importante na caracterização e modelagem de reservatórios, sendo imprescindível durante as etapas de criação e interpretação de um modelo geológico conceitual. Devido à complexidade mineralógica e permo-porosa dos carbonatos silicificados, foi aplicada uma correção para hidrocarbonetos leves, em busca de capturar as variações associadas as distintas densidades da matriz dos minerais constituintes da rocha-reservatório, bem como corrigir a porosidade efetiva do NMR para o efeito de gás. Foram interpretadas 4 unidades na Formação Macabu, entre elas Macabu Selo, Macabu 1, Macabu 2 e Macabu 3, a partir da delimitação de eletrofácies com uso de *machine learning* não-supervisionado (SOM). O método utilizado neste trabalho auxilia na obtenção de estimativas mais acuradas das propriedades permo-porosas, delimitação de zonas com melhores características reservatório e, conseqüentemente, estimativas mais acuradas do volume de hidrocarbonetos *in place*.

Palavras-chave: Petrofísica; Pão de Açúcar; Bloco BM-C-33

ABSTRACT

DIAS, Luan. **Petrophysical evaluation and electrofacies in Macabu Formation reservoirs, BM-C-33 block, pre-salt of Campos Basin.** 2022. 01, 107 f. Trabalho Final de Curso (Geologia) – Departamento de Geologia, Instituto de Geociências, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro.

The oil and gas fields in block BM-C-33 block, located in Campos Basin, are unique compared to other pre-salt fields due to the complex evolution of its carbonate reservoirs with abundant silicification and a world-class gas and condensate accumulation which volume estimated recoverable volume of billions of barrels. The silicified carbonate reservoirs of the Macabu Formation are located in the structural highs of the basement, where they favored the development of carbonate mounds and wedges. Silicification is syn and post-diagenesis favored by abundant fracturing, resulting in the development a complex perm-porous system network in the reservoir, altering its primary texture significantly. Pao de Açúcar field is the most promising in the block. Petrophysical evaluation in well logs is critical for reservoir characterization and modeling and the proposal and interpretation of a conceptual geological model. Due to the mineralogical and perm-porous complexity of the silicified carbonates, a correction for light hydrocarbons was applied to understand the variations associated with the different matrix densities of the minerals constituting the reservoir rock, as well as correcting the effective porosity of the NMR for this gas effect. The method used in this work helps to obtain more accurate estimates of the perm-porous properties, recognition, and delimitation of zones with better reservoir characteristics and, consequently, more accurate estimates of the volume of hydrocarbons in place. Four units were interpreted in the Macabu Formation, including Macabu Selo, Macabu 1, Macabu 2, and Macabu 3, based on the delimitation of electrofacies using unsupervised machine learning (SOM). The method used in this work helps to obtain more accurate estimates of the perm-porous properties, recognition, and delimitation of zones with better reservoir characteristics and, consequently, more accurate estimates of the volume of hydrocarbons in place.

Key-Words: Petrophysics, Pao de Açúcar, BM-C-33 block.

LISTA DE FIGURAS

- Figura 1: Mapa de localização da área onde está localizado o poço de estudo, compreendendo o bloco BM-C-33, porção profunda sul da Bacia de Campos. 3
- Figura 2: Localização do bloco BM-C-33 com polígonos verdes delimitando as três descobertas de petróleo e gás: Seat a NW, Gávea no centro e Pão de Açúcar à SE. A localização do poço está destacado pela estrela (Vieira de Luca *et al.*, 2017). 4
- Figura 3: Contexto geológico e estrutural no qual a Bacia de Campos está inserida. Observem-se os principais alinhamentos regionais com direção NW-SE (Fetter, 2009). 5
- Figura 4: Seção geológica regional esquemática da Bacia de Campos (Guardado *et al.*, 2000). 7
- Figura 5: Carta estratigráfica da Bacia de Campos, destacando a seção estudada em vermelho. O presente trabalho está focado nas rochas carbonáticas silicificadas da Formação Macabu (Winter *et al.*, 2007). 9
- Figura 6: Carta estratigráfica da Bacia de Campos, destacando a seção estudada em vermelho. O presente trabalho está focado nas rochas carbonáticas silicificadas da Formação Macabu (Winter *et al.*, 2007). 10
- Figura 7: Localização na carta estratigráfica de Winter *et al.* (2007) das rochas geradoras da Bacia de Campos. 12
- Figura 8: Localização na carta estratigráfica de Winter *et al.* (2007) das rochas reservatório da Bacia de Campos. Em roxo: rochas carbonáticas reservatório do intervalo Pré-sal; Em Azul: rochas carbonáticas reservatório do intervalo pós-sal; e em amarelo: rochas reservatório siliciclásticas do intervalo pós-sal. 13
- Figura 9: Visualização 3D de cunhas de topo relativamente plano que sobrepõem os altos subjacentes (bloco de falha com núcleo vulcânico erodido - mostrado em tons de cinza). Observe o retrocesso de unidades mais jovens que fazem *downlap* em cunhas mais antigas (veja as cunhas à esquerda). No cubo sísmico ao fundo, veem-se as unidades superiores em forma de cunhas e *mounds*. Nenhuma relação entre o desenvolvimento de cunha/*mound* e falhas é observado (Hunt *et al.*, 2019). 14
- Figura 10: Diagrama conceitual 3D mostrando as relações observadas entre o mergulho do ciclo delimitando por dolomititos, microbialitos e corpos de brechas associadas, tanto dentro do lago (amarelo) quanto acima do nível médio do lago (*tepee*-brechas e brechas subaéreas).

Observe que, para simplificar, a % e a extensão dos acúmulos estão sub-representadas neste esboço (Hunt <i>et al.</i> , 2019).....	15
Figura 11: Template estratigráfico para a geração do reservatório principal com potencial de desenvolvimento do sistema de macro a mega-porosidade, relacionado à frequente exposição subaérea ,que pode ter caracterizado a bacia durante a deposição, rebaixando o papel do soterramento “hidrotermal” tardio no desenvolvimento do sistema de poros principal e características de alta permeabilidade. No entanto, a quantidade anômala de sílica observada em associação com o sistema Leque Fibrosos Esferulíticos, mais típico nos intervalos elevados, reduz a aplicabilidade holística deste modelo para todas as unidades do reservatório (Lapponi <i>et al.</i> , 2019).....	16
Figura 12: Carta estratigráfica simplificada do campo Pão de Açúcar (Vieira de Luca <i>et al.</i> , 2017).	18
Figura 13: Desenho esquemático com os limites das sequências interpretados em azul, ilustrando o modelo conceitual do Pão de Açúcar, mostrando a coluna estratigráfica do poço descobridor PdA (Simplificado de Vieira de Luca <i>et al.</i> , 2017).	19
Figura 14: A) Perfil Caliper mostrando o diâmetro do poço e algumas interpretações da leitura. Em ordem estratigráfica: folhelho, arenito impermeável, arenito permeável, calcário duro e folhelho; B) diagrama representativo dos tipos de formato no poço identificados através do caliper de 4 hastes (Rider, 1996).....	22
Figura 15: Perfil de raios gama e raios gama espectral e algumas respostas características de determinadas litologias. O perfil de raios gama mostra a radioatividade natural. O perfil de raios gama espectral fornece a leitura individual da radioatividade de U, Th (ppm) e K (%) (Rider, 1996).....	23
Figura 16: a) Teor de potássio presente nos argilominerais e em evaporitos; b) Teor de tório e urânio em em minerais portadores pesados; c) Abundância de tório em minerais argilosos (Rider, 1996).....	25
Figura 17: Perfil sônico e tempo de trânsito de determinadas litologias. Observe a variação de Δt no folhelho compactado e não-compactado, e os semelhantes valores de Δt entre o arenito, calcário e dolomita, todos compactados (Rider, 1996).....	26
Figura 18: Algumas respostas comuns em uma perfil de densidade. *Os espaços porosos estão preenchidos por água com densidade 1.0 g/cm ³ (Rider, 1996).....	28
Figura 19: Ranges de litologias e suas respectivas densidades totais estimadas. Observe o range similar entre os folhelhos, arenitos e carbonatos (Rider, 1996).....	29

Figura 20: Perfil de fator fotoelétrico para diferentes litologias e porosidades. O Índice de absorção fotoelétrica é dependente no número atômico dos elementos que a constituem. Observe as diferenças entre as litologias e o papel mínimo da porosidade no valor de P_e (Rider, 1996).	30
Figura 21: Perfil de porosidade neutrão mostrando o valor em unidade de porosidade para cada diferente litologias. Observe a variação em folhelhos compactados e entre as rochas de semelhante litologia, porém com porosidades diferentes (Rider, 1996).	32
Figura 22: Perfil de resistividade rasa e profunda para diferentes litologias. Observe a variação de valores na mesma rocha, sendo ela saturada de gás, óleo e água marinha (Rider, 1996).	33
Figura 23: Valores qualitativos típicos para T1, T2 e Difusão para diferentes tipos de fluidos e tamanhos de poros, demonstrando a variedade e complexidade das medições de relaxação T1 e T2 (Coates & Pramer, 1999).	35
Figura 24: Modelo esquemático demonstrando as distribuições T2 em um reservatório de arenito, obtidas através da ferramenta de NMR (base), para cada tipo de componente de fluido dentro da formação (topo). Em reservatórios saturados em água, a distribuição de tempo T2 reflete a distribuição dos tamanhos dos poroso dentro da formação. Os fluidos produzíveis são representados pela cor azul clara (CMFF) e verde (óleo aprisionado) dentro dos poros maiores, e refletem os maiores tempos de relaxação T2. Já o BVI é representado pela cor azul escura e está agregada aos grãos por pressão capilar e não pode ser produzido. Em preto, temos o CBW, que representa o volume de água presente na estrutura dos filossilicados, também não produzível. Os dois últimos componentes, representam o menor tempo de relaxação T2. Observe que o <i>cutoff</i> BVI/CMFF utilizado no esquema (33 ms) é diferente do utilizado no trabalho (100 ms). Isso ocorre pois em carbonatos pois em reservatórios carbonáticos são muito mais complexos e variados do que os reservatórios siliciclásticos (Allen <i>et al.</i> , 1997)	36
Figura 25: Comparação entre a análises obtidas através de ensaios com injeção de mercúrio (MICP) para estimativas de distribuição de garganta de poros e os valores obtidos através da distribuição T2, em diferentes tipos rochas (Coates <i>et al.</i> , 2000).	38
Figura 26: O modelo Coates (KTIM) utiliza a razão fluido livre (CMFF) e volume de fluido irreduzível (BVI) para explicar as mudanças na razão superfície/volume. Já o modelo Schlumberger (KSDR) utiliza da média T2 para descrever a mesma razão (Coates <i>et al.</i> , 2000).	40

Figura 27: *Log* mostrando o método DMR em um arenito folhelhoso contendo gás. Os *logs* de densidade e porosidade NMR exibem um efeito de cruzamento no intervalo do gás. Absorvedores de nêutrons térmicos no arenito lamoso fazem com que as porosidades dos nêutrons sejam lidas muito altas e suprime o cruzamento nêutron/densidade. O volume de gás (V_{gas}) no *track* 1 e porosidade corrigida de gás no *track* 2 são calculados com uso das equações DMR (Freedman *et al.*, 2006). 42

Figura 28: Desenho esquemático representando a distribuição T2 para os bins estabelecidos pelo autor. Os Bins 1 e 2 são representantes da água ligada a argila (CBW); Bins 3, 4 e 5 representam a água ligada por capilaridade em carbonatos (BVI). Acima do *cutoff*, de 100ms ocorrem o fluido livre em carbonatos. Quando maior o tempo de relaxação, maior o tamanho do poro. Esta distribuição e segmentação auxilia na caracterização da formação em relação a tamanho de poros. 44

Figura 29: Plot de um perfil geofísico de poço de uma sequência siliciclástica. Os *flags* em cinza demonstram intervalos os quais os dados de input possuem baixa qualidade devido à instabilidade no poço ou outras razões. A porosidade, permeabilidade e saturação de fluido são utilizadas como input para determinar o intervalo *pay*, através de *cutoffs* (Schlumberger. Acesso em: 01/09/2022). 46

Figura 30: Incertezas relacionadas a leituras de determinados elementos (Schlumberger, 2000). 47

Figura 31: Fluxograma para execução da avaliação petrofísica integrada desenvolvido para este estudo. 50

Figura 32: Perfis elétrico selecionados e utilizados como inputs durante a avaliação petrofísica do poço. 51

Figura 33: Curvas de diferentes corridas antes do ajuste de profundidade (*track* 2) e após o ajustes de profundidade (*track* 3). Observa a discrepância em torno da profundidade 6759m, corroborando com a necessidade do ajuste; b) Feitos os ajustes de profundidade, é aplicado a união entre as curvas selecionadas (*track* 3), resultando em uma curva contínua (*track* 4). ... 52

Figura 34: Perfil geofísico de poço destacando o zoneamento de intervalos (*track* 2) com dados comprometidos ou ausência de dados. Da esquerda para a direita, Profundidade (*track* 1), zonas de dano (*track* 2), Urânio (*track* 3), Raios Gama/Caliper (*track* 4), Densidade/Neutrão (*track* 5); Fator fotoelétrico (*track* 6); Sônico compressional (*track* 7); Resistividade (*track* 8). Observe o intervalo superior, com dados anômalos nas curvas RHOB e NPHI, resultado de

invasão com perda de fluido na profundidade 6541m. A ausência de dados nos perfis NPHI, PEFZ e DT no intervalo inferior é devido a troca de diâmetro do revestimento. 53

Figura 35: Fluxograma da ferramenta *NMR Interpretation* utilizada neste trabalho. 55

Figura 36: Plot de comparação entre as curvas antes e depois da correção para hidrocarbonetos leves. O track *NMR Phi* mostra nmrPHIT, nmrPHIE e nmrFF, com sombreados entre eles para mostrar água ligada a argila, água ligada por capilaridade e fluido livre. Ao lado destes é plotado lhcPhidW, a porosidade de densidade calculada assumindo rhoFluid = 1. A separação entre as porosidades lhcPhidW e nmrPhi sinaliza uma zona afetada por hidrocarbonetos leves. A comparação é feita com nmrPHIE no caso em que a Porosidade da Densidade foi corrigida com argila, e com nmrPHIT no caso em que a Porosidade da Densidade não é corrigida com a argila (fonte Vclay = Curva de de input calculada CBW); O track *Flag* mostra 2 curvas de flag: lchFlag indica uma subestimação de porosidade NMR e é gerado quando lhcPhidW > nmrPHIE, e lhcProc que indica onde as correções foram aplicadas. O track *Density* mostra a curva de Densidade de entrada, juntamente com linhas interativas para ajustar os parâmetros *Matriz Density* e *Clay Density*. O track *Vclay* mostra a curva Vclay de entrada e a curva lhcVwcl junto com a linha interativa para ajustar o parâmetro PHIT Clay. O track de *LHC saturation* mostra a saturação SxoT final resultante, calculada pela solução simultânea das equações de resposta da ferramenta Densidade e NMR. Os gráficos do track *LHC porosity*: água de ligação de argila (CBW_f), fluido irreduzível total (nmrBFT) e lhcBVWSxoT e PHIT_f corrigidos pelo LHC. As sombras são empilhadas da seguinte forma: 0 - CBW é Clay-Bound Water; de CBW para BFT é água capilar irreduzível; da capilaridade para o BVWSxo é Água Livre, e do restante do Fluido Livre para PHIT é Gás. O track T2 mostra a distribuição T2 de entrada, com linhas interativas para os pontos de corte. 56

Figura 37: Starplot das eletrofácies obtidas através do *workflow Self Organising Maps*. Observe as médias em seus vértices e o *range* de valores destacados pela sombra com a cor da eletrofácies. A EF-1 (rosa) se destaca pelos seus baixos valores de RHOB e altos de PEFZ, assim como a EF-2 (amarelo), bem semelhante a anterior. A EF-3 (verde), se destaca por seus anômalos valores de U, assim como a EF-4 (azul), por seus altos valores de Th e K. 59

Figura 38: Arquitetura do SOM com dois clusters e n recursos de entrada de qualquer amostra (Towards Data Science Forum). 60

Figura 39: Desenho esquemático destacando o processo de competição, onde o neurônio com menor distância entre a camada de saída e entrada, ganha a competição (Towards Data Science Forum). 61

Figura 40: Plot de interpretação entre as curvas antes e depois da correção para hidrocarbonetos leves. O *track* SWi contém o nmrSWiT (irredutível) calculado a partir do NMR; a saturação de água calculada a partir de porosidades NMR e resistividades de entrada nmrSWT. O *track* Phi Bins contém os resultados do compartimento relacionados a água ligada a argila. O *track* NMR Phi fornece a divisão dos volumes de fluidos ligados a argila, ligados a capilares e livres conforme visto pela NMR. Observe que o volume de fluido ligado a argila é insignificante. O *track* de resistividade contém a curva de resistividade de entrada. O *track* Salinidade exibe a curva aparente R_w nmrRwapp que é calculada a partir de PHIT e R_t assumindo que o intervalo é úmido. O *track* Z param exibe os parâmetros *Dual Water* 'Z. nmrZSWi é o fator Z assumindo que a zona está em saturação de água irredutível. nmrZwet é o fator Z assumindo que a zona é 100% molhada. A curva nmrZ é o parâmetro 'Z calculado. O *track logic* usa a curva nmrLogic para exibir os resultados lógicos especiais dos cálculos SW. Um valor de 0,0 significa que os cálculos foram feitos sem a aplicação de lógica de limite. O *track* SW exibe a curva nmrSWtU que é o SWT ilimitado (não cortado entre 0,0 e 1,0) da equação de saturação Dual Water. A curva nmrSWU é a curva efetiva SW equivalente calculada a partir dos resultados SWT e SWb. A curva nmrSWb é calculada a partir da água ligada à argila do NMR. As curvas SW são exibidas em vez das curvas nmrSWT e nmrSW para que você possa ver qualquer *overshoot* de valores 100%. O *track porosity* mostrará os volumes de água ligada, água móvel e hidrocarboneto vistos na rocha. O *track perm* exibe a permeabilidade NMR comparada a permeabilidade DLIS. O *track* T2 exibe a forma de onda NMR T2 com os cortes T2 interativos para fluido livre. 63

Figura 41: Plot com os logs que foram utilizados como *input* durante a delimitação de eletrofácies com uso da ferramenta SOM, com exceção das curvas NPHI, RES, CAL e GR total. O *track* 1 mostra as formações; *track* 2: profundidade MD; *track* 3: zonas excluídas da delimitação de eletrofácies, devido à ausência ou comprometimento dos dados.; *track* GR+Cal mostra as curvas de raios gamma x caliper; O *track* Gr espectral contém as curvas HURA, HFK e HTHO; O *track* Dens x Neut contém as curvas RHOB e NPHI; O *track* Fator Fotoelétrico contém a curva PEFZ; O *track* Sônico contém a curva DTCO; O *track* EF contém as eletrofácies mapeadas a partir do algoritmo SOM; Por fim, o *track* Resistividade contém as curvas de resistividade rasa e profundo, além da curva de gradiente de temperatura. 65

Figura 42: *Crossplot* RHOB x PEFZ e RHOB x NPHI para definição de litologia (EF-1).
..... 66

Figura 43: <i>Crossplot</i> RHOB x PEFZ e RHOB x NPHI para definição de litologia (EF-2).	67
Figura 44: <i>Crossplot</i> RHOB x PEFZ e RHOB x NPHI para definição de litologia (EF-3).	68
Figura 45: <i>Crossplot</i> RHOB x PEFZ e RHOB x NPHI para definição de litologia (EF-4).	68
Figura 46: <i>Crossplot</i> PHIE X KTIM, com fatores de corte para definição de <i>Net Pay</i> . Com exceção da eletrofácies EF-4, todas possuem valores acima dos <i>cutoffs</i> estabelecidos, dando maior destaque para EF-1 e EF-2.	70
Figura 47: Esquerda) histogramas de frequências para SW segmentado por eletrofácies; direita) <i>crossplots</i> PHIE X T2M segmentado por eletrofácies. Observe os altos valores. Acima de 100ms nas eletrofácies EF-1 e EF-2, destacando um conjunto maior de poros. A eletrofácies EF-3 também apresenta valores acima do <i>cutoff</i> , contudo menos significativo que as duas primeiras.	71
Figura 48: Plot do perfil geofísico do poço, destacando os limites entre as unidades mapeadas. Da esquerda para direita, os <i>tracks</i> são compostos por: (1) Formação; (2) Unidades interpretadas; (3) profundidade; (4) eletrofácies definidas; (5) teores de U, Th e K; (6) RHOB x NPHI; (7) saturação de águas corrigida para LHC; (8) destacando o volume de gás e de água ligada por capilaridade. Observe os valores anormalmente baixos de CBW; (9) Distribuição do espectro T2. Observar as melhores propriedades pertencentes as unidades reservatório Macabu I e Macabu II; (10) Permeabilidade Timur-Coates KTIM; (11) Resistividade profunda e rasa; (12) perfil ECS destacando os teores de Si, Ca e Al.	72
Figura 49: <i>Crossplot</i> a) PHIE x teor de Ca; e b) PHIE x teor de Si. Observa a íntima relação entre a Si e os altos valores de PHIE. Observe também que quando menor o teor de Ca, maior é a porosidade efetiva da formação.	76

Lista de Tabelas

Tabela 1: Resumo da perfilagem no poço 1-REPF-12D-RJS (Perfil composto do poço - ANP) e distribuição dos perfis elétricos que fazem parte do banco de dados do estudo.....	48
Tabela 2: Fatores de corte para geração da razão NTG.	57
Tabela 3: Valores médios dos perfis elétricos para cada eletrofácies.....	69
Tabela 4: Resultados obtidos através do <i>workflow</i> para determinar a razão NTG.....	74

Siglas e Acrônimos

ANP = Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis.

API = *American Petroleum Institute*

Bbl = Barril

BFE = Água ligada a pôr capilaridade

NMR = Ressonância magnética nuclear

CBW = Água ligada a argila

CMFF = Fluido livre da ferramenta NMR

CMRP_3MS = Porosidade efetiva NMR

TCMR = Porosidade total NMR

DT = Sônico

DWAL = Teor de Al

DWCA = Teor de Ca

DWSI = Teor de Si

DWSU = Teor de S

ECS = Espectroscopia elementar

FF = Fluido livre LHC

FMI = Perfil de imagem

GR = Raios Gama

HFk = Teor de K

HIg = Índice de hidrogênio LHC;

HIw = Índice de Hidrogênio da Água;

HTHO = Teor de Th

HURA = Teor de U

IP = *Interactive Petrophysics*

LHC = *Light Hydrocarbon Corretion*

lhcPhidW = Porosidade calculada a partir da densidade

lhcVwcl = *Vclay* utilizado no LHC

LWD = *Logging while drilling*

PHIE = Porosidade Efetiva LHC;

NPHI = Porosidade neutirão

PEFZ = Fator fotoelétrico

Pg = Polarização do Gás

PHIT = Porosidade total LHC

Pw = Polarização da Água

RES_DP = Resistividade profunda

RES_SH = Resistividade rasa

RHOB = Densidade total da formação;

RHGE/ RhoMa = Densidade da matriz;

RhoW = Densidade da água;

RhoWcl = Densidade da argila úmida;

Sgff = saturação de gás;

SOM = *Self Organising Maps*

SW/SWT = Saturação de água total LHC

SWC = Amostras laterais

T1g = Espectro T1 do hidrocarboneto.

T1w = Espectro T1 da Água

Tpol = Tempo de Polarização;

Vclay = Volume úmido de argila (=CBW);

SWI = Saturação de água irreduzível

Zwet = Parâmetro Z para SW assumindo que o reservatório está 100% úmido

Rwapp = resistividade da águas

nmrZ = parâmetro z calculado para equação de saturação de água

SWb = Saturação de água da argila

SWtU = saturação de água total ilimitada para cálculo da equação de SW

SWU = saturação de água efetiva ilimitada para cálculo da equação de SW

Sumário

<i>Agradecimentos</i>	VI
<i>Resumo</i>	I
<i>Abstract</i>	II
<i>Lista de figuras</i>	III
<i>Lista de tabelas</i>	X
<i>Siglas e acrônimos</i>	II
1. INTRODUÇÃO	1
1.1 OBJETIVO.....	2
1.2 ÁREA DE ESTUDO	2
2. CONTEXTO GEOLÓGICO	5
2.1 GEOLOGIA REGIONAL E EVOLUÇÃO TECTONOESTRATIGRÁFICA DA BACIA DE CAMPOS.....	5
2.2 ESTRATIGRAFIA DO INTERVALO PRÉ-SAL DA BACIA DE CAMPOS.....	7
2.3 SISTEMAS PETROLÍFEROS	12
2.4 BLOCO BM-C-33.....	14
2.4.1 <i>Campo Pão de Açúcar</i>	17
3. REFERENCIAL TEÓRICO	21
3.1 PERFIS ELÉTRICOS.....	21
3.1.1 <i>Caliper (Cal)</i>	21
3.1.2 <i>Raios Gama (GR)</i>	22
3.1.2.1 Comportamento geoquímico do K, Th e U.	24
3.1.3 <i>Sônico (DT)</i>	25
3.1.4 <i>Densidade (RHOB)</i>	27
3.1.5 <i>Fator fotoelétrico (PEFZ)</i>	29
3.1.6 <i>Porosidade Neutrão (NPHI)</i>	31
3.1.7 <i>Resistividade (RES)</i>	32
3.1.8 <i>Ressonância magnética nuclear (NMR)</i>	34
3.1.8.1 Porosidade a partir do perfil de NMR.....	37
3.1.8.2 Permeabilidade a partir do perfil de NMR.....	37
3.1.8.3 Light Hydrocarbon Corretion (LHC).....	40
3.1.8.4 <i>Clay-bound water saturation</i> como indicativo de volume não reservatório.....	44
3.1.9 <i>Espectroscopia de elementos (ECS)</i>	44
4 MATERIAIS E MÉTODOS	48

4.1	MATERIAIS.....	48
4.2	MÉTODOS.....	49
4.2.2	<i>Self Organizing Maps</i>	59
5	RESULTADOS E DISCUSSÃO.....	62
6	CONCLUSÃO	77
7	BIBLIOGRAFIA.....	79

1. INTRODUÇÃO

Uma das maiores descobertas dos últimos anos de produção de gás natural do Brasil, o bloco BM-C-33, foi adquirido durante a 7ª rodada de licitações realizada pela ANP, em 2005, e suas descobertas foram fruto do trabalho da então operadora durante sua fase de exploração, Repsol Sinopec Brasil. Entre estas descobertas, destacam-se Seat, em 2010, Gávea no ano seguinte e a grande descoberta de gás e condensado, o campo Pão de Açúcar, em 2012 (Vieira de Luca *et al.*, 2017). Atualmente, o consórcio BM-C-33 é formado pela Equinor (35% operador), Repsol Sinopec Brasil (35%) e pela Petrobras (30%), onde um total de 7 poços de avaliação já foram perfurados, confirmando um volume total recuperável de hidrocarbonetos estimado em cerca de um bilhão de barris de óleo equivalente, composto por volumes substanciais de gás e petróleo leve – entre 36-42° API (Equinor).

Dentro deste contexto, a avaliação petrofísica de poços é de extrema importância na caracterização e modelagem de reservatório, além de ser, atualmente, uma etapa obrigatória na interpretação e criação de um modelo conceitual geológico. Com o advento das ferramentas mais avançadas, como ressonância magnética e espectroscopia de elementos, ou perfis de imagem, é possível caracterizar com maior detalhe e propor modelos que se aproximem do real, principalmente quando associado a análises de testemunho. A segmentação do reservatório de acordo com suas propriedades petrofísicas e estabelecimento de eletrofácies é um dos métodos que contribuem para a identificação das melhores fácies reservatório e permite o zoneamento por unidades, utilizando como *input* os perfis elétricos. Além disso, fornecem bons *insights* no reconhecimento do comportamento poroso da formação, permitindo pontualmente interpretar sua gênese e processos atuantes (Rider, 2011).

Contudo, os reservatórios carbonáticos silicificados da Formação Macabu, no campo Pão de Açúcar, possuem texturas, mineralogia e distribuição de poros complexas do ponto de vista petrofísico, e para calcular suas propriedades permo-porosas, é necessário utilizar-se de diferentes técnicas em busca de mitigar possíveis efeitos, tanto de devido ao hidrocarboneto presente no reservatório, quanto a distribuição heterogênea de seu sistema poroso. (Help IP software). Além disso, delimitar o reservatório em eletrofácies, é essencial na busca de uma boa caracterização e zoneamento do intervalo.

As técnicas utilizadas neste trabalho buscam auxiliar na obtenção de estimativas de propriedades petrofísicas de porosidade efetiva e saturação de água, que são essenciais para estimativas mais acuradas do volume de hidrocarbonetos *in place*. O modelo de eletrofácies tem a função de delinear as zonas com melhores características de reservatório, em termos de matriz de rocha.

1.1 Objetivo

O presente trabalho tem como principal objetivo analisar e interpretar perfis elétricos do intervalo Pré-sal – Formação Macabu – a partir de dados de um poço exploratório localizado na estrutura conhecida como Pão de Açúcar.

Entre os objetivos secundários, estão (1) obter estimativas de propriedades permo-porosas, do reservatório utilizando-se dos perfis petrofísicos de NMR e ECS, para obter estimativas mais acuradas de porosidade efetiva e saturação de água; (2) Definir eletrofácies e caracterizar os reservatórios em unidades que possuam semelhantes propriedades permo-porosas e respostas dos perfis elétricos, através da técnica com uso de *Machine Learning* conhecida como *Self-Organising Maps* (SOM) para determinar as eletrofácies; (3) Correlacionar as eletrofácies com resultados obtidos a partir dos perfis especiais de NMR e ECS; e (4) Caracterizar o reservatório em unidades.

1.2 Área de estudo

A Bacia de Campos compreende uma área de aproximadamente 100.000 m² e está localizada na Margem Continental Leste do território brasileiro, compreendendo o litoral dos estados do Rio de Janeiro e Espírito Santo (Figura 1). É limitado ao norte, com a Bacia do Espírito Santo, pelo Alto de Vitória, e ao sul pelo Alto de Cabo Frio, importante feição geomorfológica que a separa da Bacia de Santos (Winter *et al.*, 2007). A oeste, afloram os complexos ígneos e metamórficos, registros do Ciclo Brasileiro, representados pela Faixa de Dobramentos Ribeira e a leste por cunhas sedimentares com vergência para o mar (Castro e Picolini, 2015).

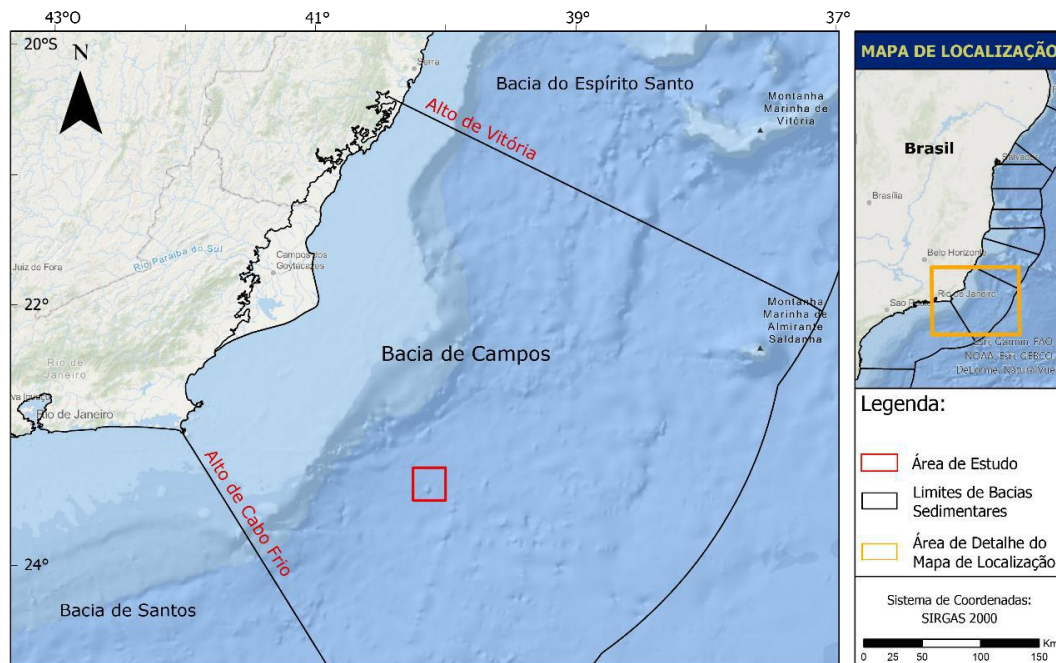


Figura 1: Mapa de localização da área onde está localizado o poço de estudo, compreendendo o bloco BM-C-33, porção profunda sul da Bacia de Campos.

O bloco exploratório BM-C-33 está localizado na porção sul da Bacia de Campos (Figura 2), a 200 km da linha de costa do estado do Rio de Janeiro, em profundidades de lamina d'água aproximada de 2500-3000 m. Adquirido em 2005, a partir de uma concessão entre Repsol Sinopec, Statoil Brasil, e posterior entrada da Petrobras em 2009, o bloco exploratório BM-C-33 é composto por 3 estruturas, sendo elas nomeadas de Seat, Gávea e Pão de Açúcar. O poço estudado se encontra na estrutura conhecida como Pão de Açúcar, em profundidades de até 6888 m, o qual constitui acumulações de gás e condensado estimadas em até 700 milhões de *bbl* de óleo leve e 3 *tcf* de gás. (Vieira de Luca *et al.*, 2017).

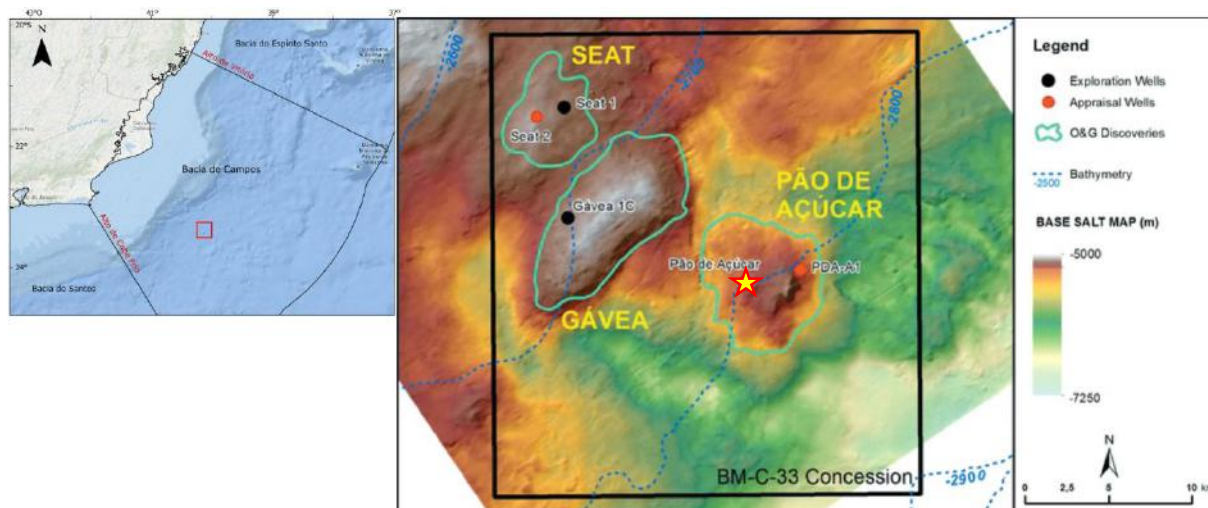


Figura 2: Localização do bloco BM-C-33 com polígonos verdes delimitando as três descobertas de petróleo e gás: Seat a NW, Gávea no centro e Pão de Açúcar à SE. A localização do poço está destacado pela estrela (Vieira de Luca *et al.*, 2017).

2. CONTEXTO GEOLÓGICO

2.1 Geologia regional e evolução tectonoestratigráfica da Bacia de Campos.

A Bacia de Campos é considerada uma bacia de tipo margem passiva divergente e sua gênese está relacionada a abertura do Oceano Atlântico, durante a fragmentação da porção ocidental do paleocontinente Gondwana, evento extensional que culminou na separação das placas Africana e América do Sul, durante o início do Cretáceo (Aptiano) (Castro e Picolini, 2015). O rifteamento se desenvolveu sobre rochas do embasamento pré-Cambriano do Cinturão Ribeira, de *trend* regional NE-SW, representado pelo Domínio tectônico Cabo Frio (Figura 3) (Riccomini *et al.*, 2004; Schmitt *et al.*, 2004; Stanton *et al.*, 2019). A literatura sugere que o rifteamento foi gerado devido a uma combinação entre estiramento litosférico e afinamento da crosta continental, com posterior subsidência associada a uma anomalia termal. Uma maior taxa de afinamento crustal ocorreu devido a intensa atividade térmica nos *hot-spots* de Tristão da Cunha e Santa Helena, acompanhado de soerguimento crustal (Mckenzie, 1978).

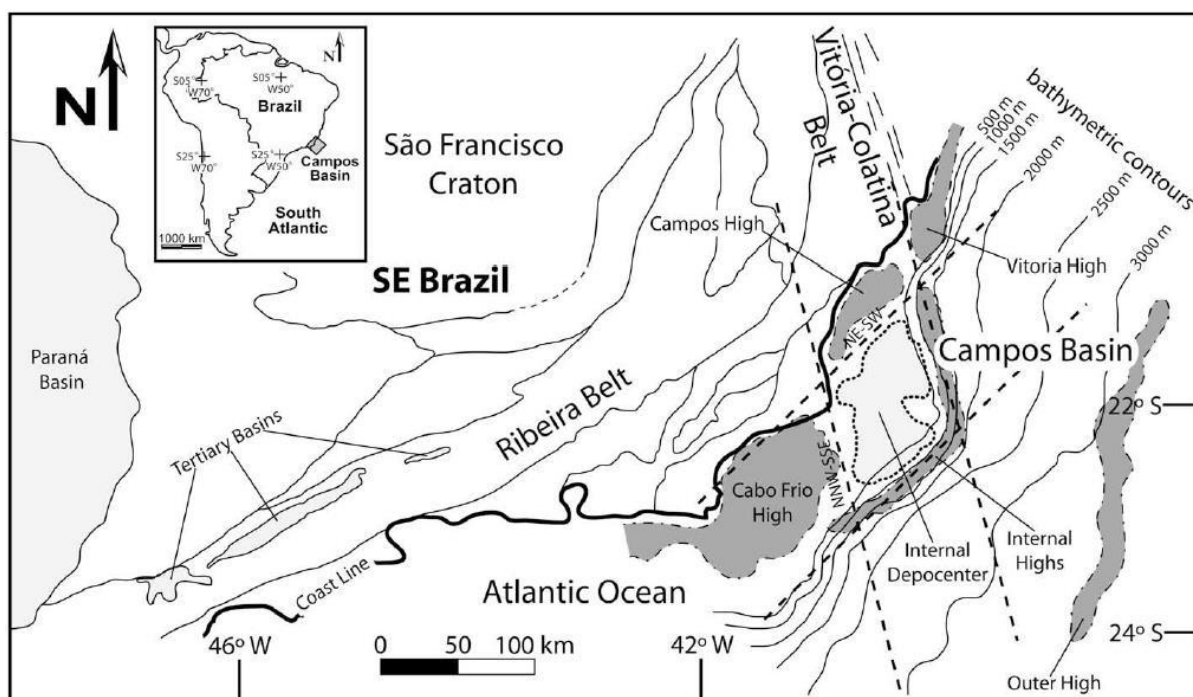


Figura 3: Contexto geológico e estrutural no qual a Bacia de Campos está inserida. Observem-se os principais alinhamentos regionais com direção NW-SE (Fetter, 2009).

Estes eventos ocasionaram a ruptura do rifte a partir de zonas de fraquezas, associados a derrames vulcânicos e concomitante a deposição de sedimentos na zona rebaixada. Após o cessar do rifteamento, ocorre uma subsidência da bacia devido a uma pausa na atividade

tectônica e resfriamento da anomalia térmica. O embasamento é representado por estruturas de falhas normais sintéticas e antitéticas, falhas transcorrentes e zonas de acomodação que controlou a ocorrência do rifte, com formação de horstes e grábens. A compartimentalização da bacia e a deposição das sequências rifte e Pós-rifte foi controlada por estas estruturas (Guardado *et al.*, 1989; Milani & Thomaz Filho, 2000; Winter *et al.*, 2007). São observado dois estilos de estruturas, um associado a um bloco de falha presente apenas no embasamento pré-Alagoas, no Cabiúnas e nos depósitos sin-rifte. O outro é representado pelas deformações devido a instabilidade gravitacionais dos evaporitos da formação Retiro (Alagoas), apresentando diápiros de sal e desabamento de talude. Apesar de grande partes das estruturas possuírem sua gênese relacionada ao rifteamento, muitas delas foram reativadas posteriormente, e pequenas transformações na bacia resultaram em falhas de *trend* E-W, N-S, e estruturas secundárias, de ocorrências pontuais, de *trend* NW-SE (Figura 3) (Heilbron *et al.*, 2012). A topografia do embasamento controlou a sedimentação durante as fases iniciais do desenvolvimento da bacia e possui uma influência direta na localização das posteriores rochas geradoras e ocorrência de fácies reservatório (Guardado *et al.*, 1989) (Figura 4).

Sobrejacente ao embasamento pré-cambriano da bacia, observa-se o magmatismo Cabiúnas, Cretácio Inferior, registrado na Bacia de Campos como diversos pulsos magmáticos correlatos ao magmatismo Paraná-Etendeka. Constitui o embasamento econômico da Bacia de Campos, Formação Cabiúnas, onde devido ao intenso fraturamento presente nas rochas da formação (Milani *et al.*, 2001; Winter *et al.*, 2007), permite com que os basaltos, comumente pouco porosos, adquiram propriedades de reservatório, o definindo-o como um exemplo de reservatório não-convencional de hidrocarboneto. Os campos de Badejo e Linguado são representantes deste tipo de reservatório.

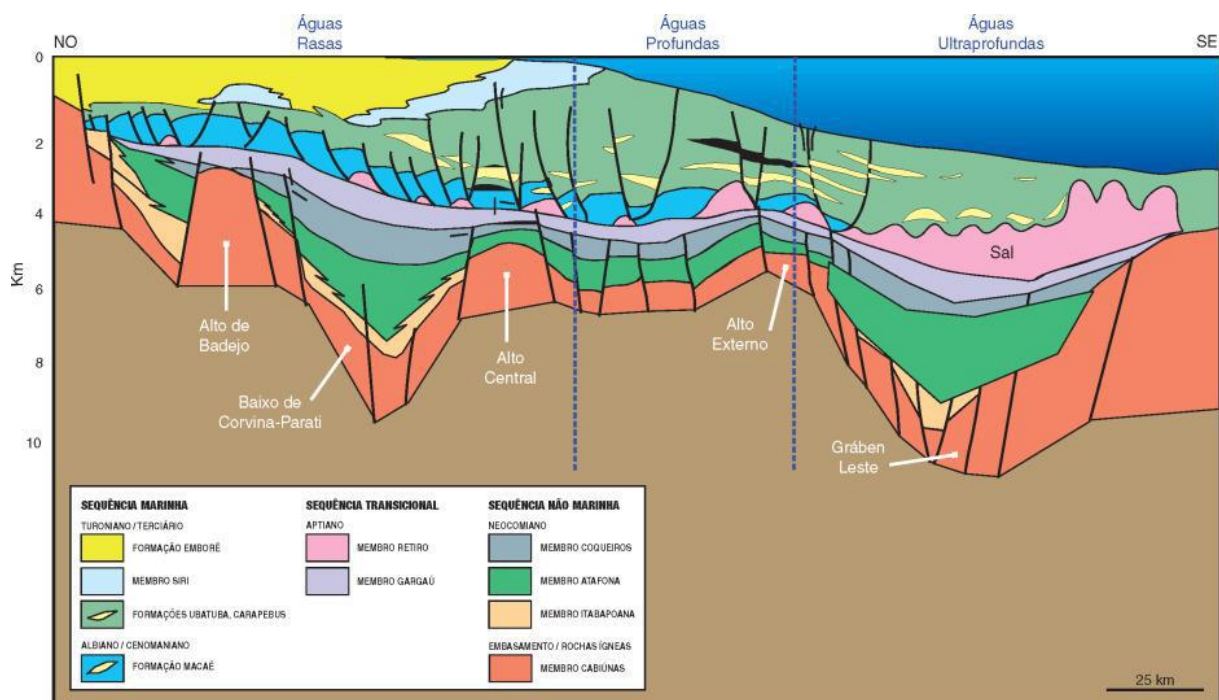


Figura 4: Seção geológica regional esquemática da Bacia de Campos (Guardado *et al.*, 2000).

2.2 Estratigrafia do intervalo Pré-sal da Bacia de Campos.

Diversos autores buscaram propor a evolução tectonoestratigráfica da Bacia de Campos, culminando na mais recente elaborada por Winter *et al.* (2007). De acordo com os autores mais recentes, evolução tectonoestratigráfica da Bacia de Campos é dividida em diferentes fases tectônicas distintas: Rife, Pós-rife e Drifte. O presente trabalho terá como foco introduzir as formações da seção Pré-sal da Bacia de Campos, compreendendo a Formação Cabiúnas e o Grupo Lagoa Feia (Figura 5 e 6).

A primeira unidade rife é a Formação Cabiúnas, de idade Hauteriviano, considerado o embasamento econômico da bacia, é representado majoritariamente por basaltos sobre as rochas do embasamento cristalino Pré-cambriano. Esta formação é caracterizada por rochas ígneas intermediárias – diabásios – intercaladas por delgadas sucessões vulcanoclásticas (Winter *et al.*, 2007).

A formação Itabapoana marca o início do Grupo Lagoa Feia, de idade Barremiano, interpretada como uma sequência de leques aluviais e deltaicos na borda de falha principal, em um paleoambiente lacustre. É caracterizada por conglomerados polimíticos, siltitos e folhelhos, depositados na margem de um paleoambiente lacustre devido a atividade tectônica na borda da

falha principal durante o rifteamento. Esta formação foi depositada sobre as rochas magmáticas da Formação Cabiúnas. Esta formação compõe as fases Rife e Pós-rife (Winter *et al.*, 2007).

Contrastante as rochas da Formação Itabapoana, ocorre a Formação Atafona, de idade Barremiano, interpretada como uma sequência lacustre-carbonática, caracterizada por arenitos, siltitos e folhelhos, intercalados a carbonatos, com ocorrência de talco e stevensita nos arenitos, sugerindo uma atividade hidrotermal nos depósitos (Winter *et al.*, 2007; Bertani & Carozzi, 1985). Esta formação foi depositada sobre a formação Cabiúnas e em contato interdigido com os depósitos da Formação Coqueiros. Estudo palinológicos e datação de ostracodes datam a sedimentação desta formação (Winter *et al.*, 2007).

Sobrejacente a formação Atafona, ocorre a Formação Coqueiros, Andar Jiquiá, interpretada como uma sequência carbonática lacustre de alta energia, caracterizada por acumulações de coquinas retrabalhadas compostas, principalmente, por carapaças de bivalves, intercalados com folhelhos, carbonatos lacustres, calciruditos, calcarenitos e calcilitos (Mohriak, 2003; Baumgarten *et al.*, 1988). Os folhelhos jiquiá desta formação são importantes rochas geradoras para as acumulações de hidrocarbonetos na Bacia de Campos. Além disso, as coquinas da Formação Coqueiros compõem o reservatório do campo de Badejo (Winter *et al.*, 2007).

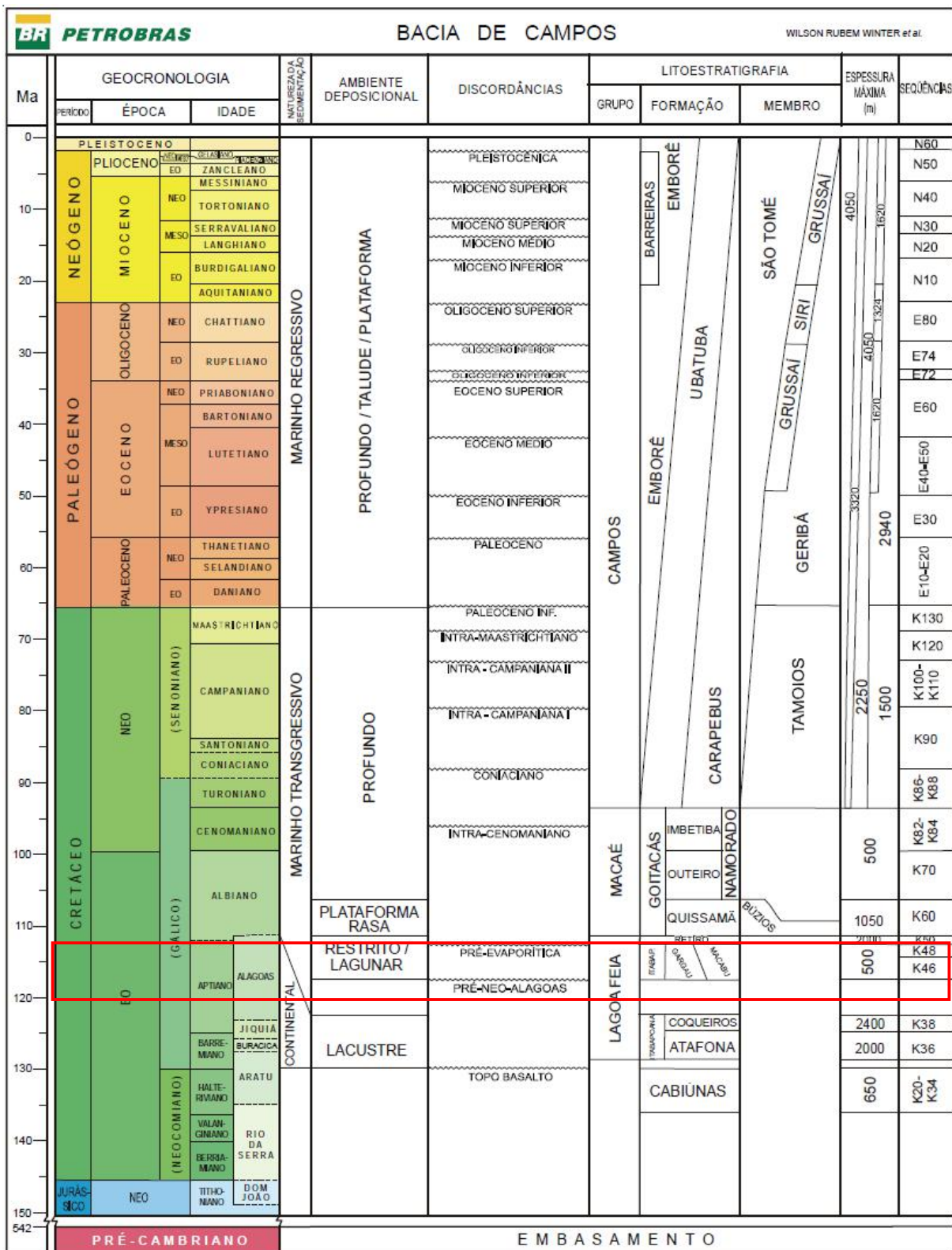


Figura 5: Carta estratigráfica da Bacia de Campos, destacando a seção estudada em vermelho. O presente trabalho está focado nas rochas carbonáticas silicificadas da Formação Macabu (Winter et al., 2007).

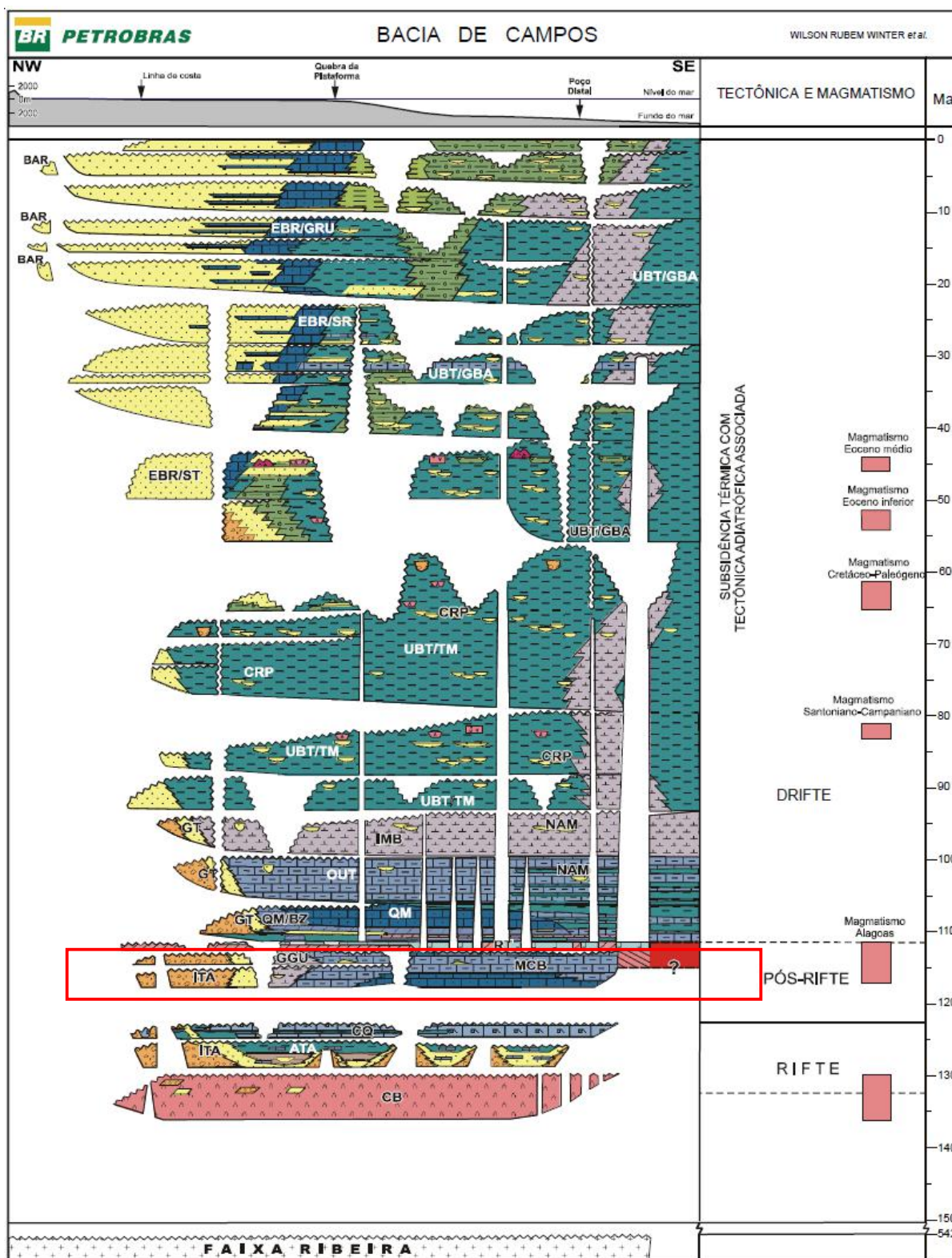


Figura 6: Carta estratigráfica da Bacia de Campos, destacando a seção estudada em vermelho. O presente trabalho está focado nas rochas carbonáticas silicificadas da Formação Macabu (Winter et al., 2007).

Compreendendo a fase Pós-rifte, a Formação Gargaú, de idade Aptiano, ocorre em discordância com a Formação Coqueiros, e é interpretada como uma sucessão de fácies de lago raso, com pontuais contribuições siliciclásticas. É caracterizada por folhelhos, siltitos, margas e arenitos, gradando para os carbonatos da Formação Macabu, presente na porção mais distal da bacia (Winter *et al.*, 2007). O mesmo ocorre na porção proximal, onde o contato entre a Formação Itabapoana e a Formação Gargaú também é gradativo (Muniz & Bosence, 2015). Estudos palinológicos e datação em ostracodes datam a sedimentação desta formação (Winter *et al.*, 2007).

A Formação Macabu, de idade Aptiano tardio, foco deste trabalho. É caracterizado por carbonatos microbiais, os quais constituem o principal intervalo reservatório no campo Pão de Açúcar. Esta formação ocorre na porção mais distal da bacia, em contato lateral gradativo com a Formação Gargaú, mais proximal. Ocorre em discordância com as coquinas e folhelhos da Formação Coqueiros e também em contato direto com as vulcânicas da Formação Cabiúnas (Winter *et al.*, 2007). Na região do bloco BM-C-33, estes carbonatos ocorrem intensamente silicificados, onde diversos eventos pervasivos pós-diagenéticos obliteraram quase que totalmente a textura original da rocha, sua trama e estruturas, a composição mineral e distribuição dos sistemas porosos, tornando estas rochas um reservatório de características únicas (De Luca *et al.*, 2017).

A Formação Macabu está em contato discordante no topo com os evaporitos da Formação Retiro, depositados em um paleoambiente hipersalino durante a fase Pós-rifte da bacia (Winter *et al.*, 2007; Rangel *et al.*, 1994). As acumulações de evaporitos são espessas e funcionam como um excelente selo para o reservatório (Winter *et al.*, 2007), onde aparentemente nenhuma falha ou fratura comprometem sua integridade (De Luca *et al.*, 2017). Além disso, este pacote evaporítico foi posteriormente deformado – halocinese – formando expressivas estruturas próximo ao depocentro da bacia (Mohriak *et al.*, 2018).

Os grupos Macaé e Campos representam a fase drifte, a qual representa a sedimentação marinha depositados durante um regime de subsidência termal. Estes grupos correspondem importantes reservatórios siliciclásticos, os quais foram altamente explorados durante os anos 1980 e 2000.

2.3 Sistemas Petrolíferos

Os sistemas petrolíferos conhecidos da bacia são correspondentes ao Lagoa Feia-Macabu, Lagoa Feia-Carapebus e Lagoa Feia-Namorado. Na Bacia de Campos, a principal rocha geradora são os folhelhos pertencentes aos andares locais Buracica e Jiquiá (Barremiano/Aptiano) (Figura 7), do Grupo Lagoa Feia que foram depositados durante o rifteamento. Informações recolhidas de testes geoquímicos e dados sedimentológicos apontam que estas rochas são oriundas de ambiente lacustre (ANP, 2017).

O querogênio destas rochas é do Tipo I que foi identificado pela química que apontou COT de 2 e 6% e IH de 900mgHC/gCOT que indica um bom potencial para geração de hidrocarbonetos e influenciou a geração de óleos caracterizados por alto o API (entre 17 e 37°). A matéria orgânica é rica em lipídios, principalmente de origem algal e bacteriana, que apresenta uma média de 90% de matéria orgânica amorfa. A maturidade da rocha geradora do Grupo Lagoa Feia não é suficiente para produzir óleo, pois possui $Ro\% < 0,6\%$. No entanto essa mesma rocha está soterrada em profundidades acima de 4 Km e se encontra na janela de geração de óleo. A porção norte da bacia apresenta possíveis folhelhos marinhos geradores de idade Turoniana e Cenomaniana (Guardado et al., 1989; Mello, 1988),

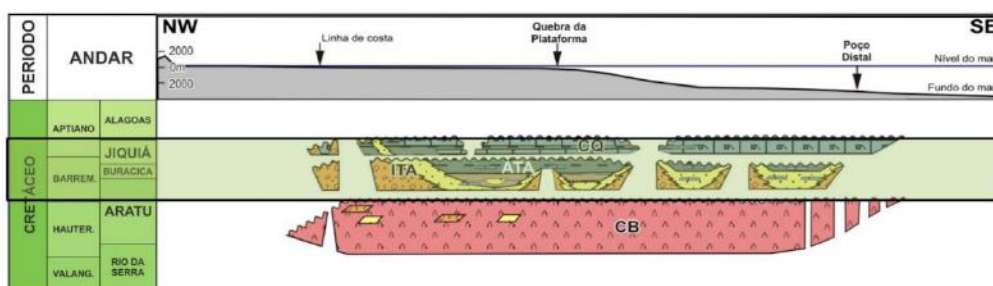


Figura 7: Localização na carta estratigráfica de Winter *et al.* (2007) das rochas geradoras da Bacia de Campos.

Uma grande variedade de rochas reservatório é verificada na Bacia de Campos em diferentes níveis estratigráficos (Figura 8). Na fase rifte ocorrem basaltos fraturados e vesiculares da Formação Cabiúna, que são produtores nos campos de Badejo e Linguado, e coquinas do Aptiano da Formação Coqueiros, Grupo Lagoa Feia, produtoras nos campos de Badejo, Linguado, Pampo e Trilha. Na fase Pós-rifte ocorrem os reservatórios carbonáticos microbiais do andar Alagoas (Aptiano). Na fase drifte ocorrem os calcarenitos de alta energia do Albiano da Formação Quissamã, Grupo Macaé, produtores nos campos de Badejo, Garoupa, Congro entre outros. Carbonatos de alta energia em estruturas do tipo "casco de tartaruga" em

águas profundas são o principal reservatório de campos como Tartaruga Verde e Catuá. A Formação Imbetiba (carbonatos) de idade Cenomaniano, em suas fácies mais proximais, também é produtora de óleo nos campos de Tubarão Martelo e Polvo. Intercalados aos carbonatos do Grupo Macaé, ocorrem turbiditos, denominados de Formação Namorado, produtores de óleo no campo de Namorado, Nordeste de Namorado, entre outros. Ainda na fase drifte, os turbiditos do Cretáceo Superior e Paleógeno são os responsáveis pela maior parte do óleo produzido na bacia (ANP, 2017).

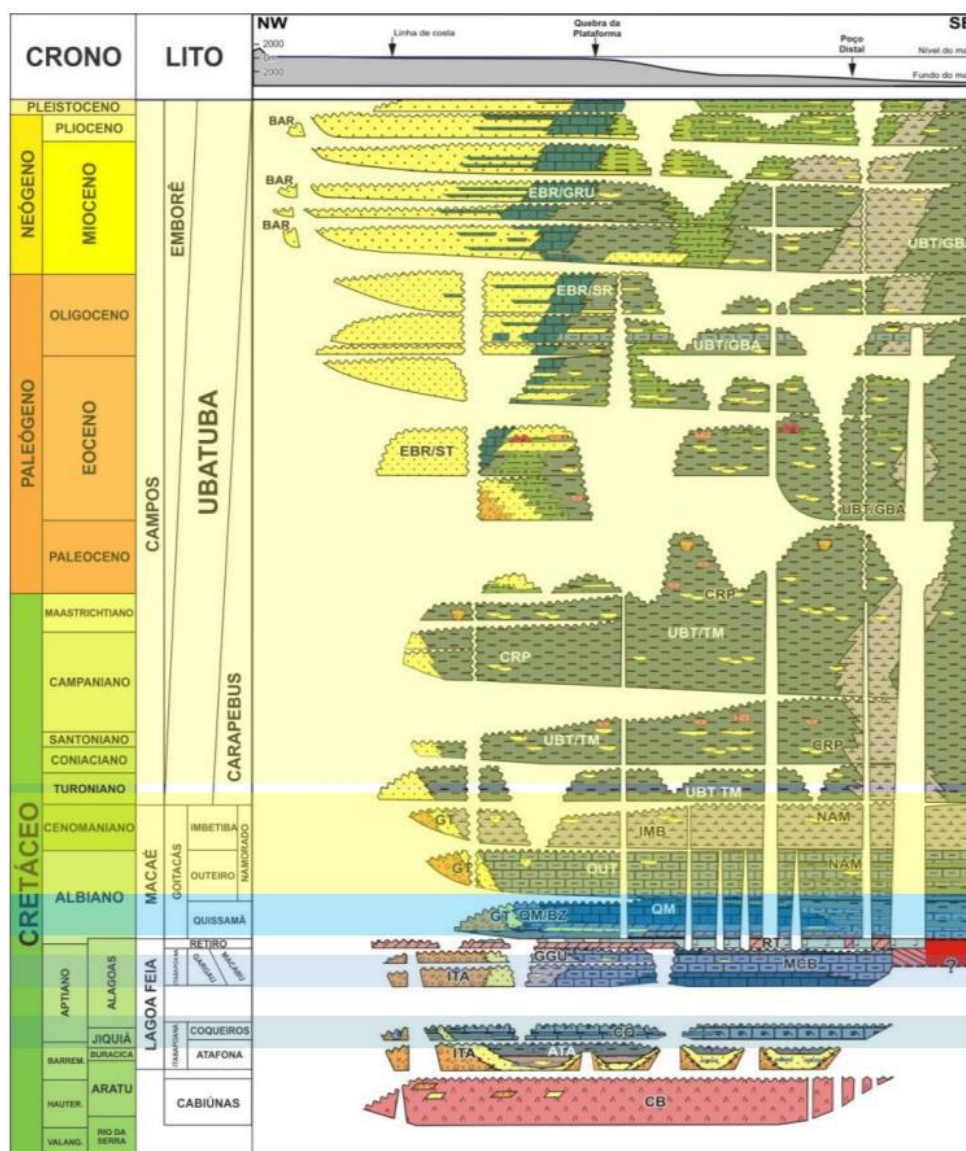


Figura 8: Localização na carta estratigráfica de Winter *et al.* (2007) das rochas reservatório da Bacia de Campos. Em roxo: rochas carbonáticas reservatório do intervalo Pré-sal; Em Azul: rochas carbonáticas reservatório do intervalo pós-sal; e em amarelo: rochas reservatório siliciclásticas do intervalo pós-sal.

2.4 Bloco BM-C-33

O bloco BM-C-33 compreende 3 altos estruturais – Seat, Gávea e Pão de Açúcar (Figura 2) (Vieira de Luca *et al.* 2019). Estes altos remontam um domínio de margem hiperestendida, e reativação de estruturas herdadas do embasamento Paleozoico (Calegari *et al.* 2016). Além disso, os altos são formados por blocos falhados e rotacionados do embasamento vulcânico – Formação Cabiúnas – que, devido a exposição, foram erodidas prioritariamente a deposição dos carbonatos silicificados da Formação Macabu – o principal evento de extensão ocorreu anteriormente a deposição (Wennberg *et al.*, 2021).

Hunt *et al* (2019) caracterizou esta formação através da sísmica como cunhas e *mounds* circundando os altos (Figura 9), com falhas normais e significativos deslocamentos, tanto nas vulcânicas, quanto nos sobrejacentes carbonatos silicificados. Há indícios de reativação das estruturas concomitantemente à deposição dos carbonatos, corroborado com a variação no rejeito de falha, além de não ter indício de falhas que cheguem ao sal – selante sobrejacente as rochas da formação. As falhas seguem um padrão de *trend* NE-SW, com caimento para SE, de baixo ângulo (30°-50°), comum em ambientes de margem hiperestendida. Há também ocorrência de estruturas de *trend* ENE-WSW, secundárias (Wennberg *et al.*, 2021).

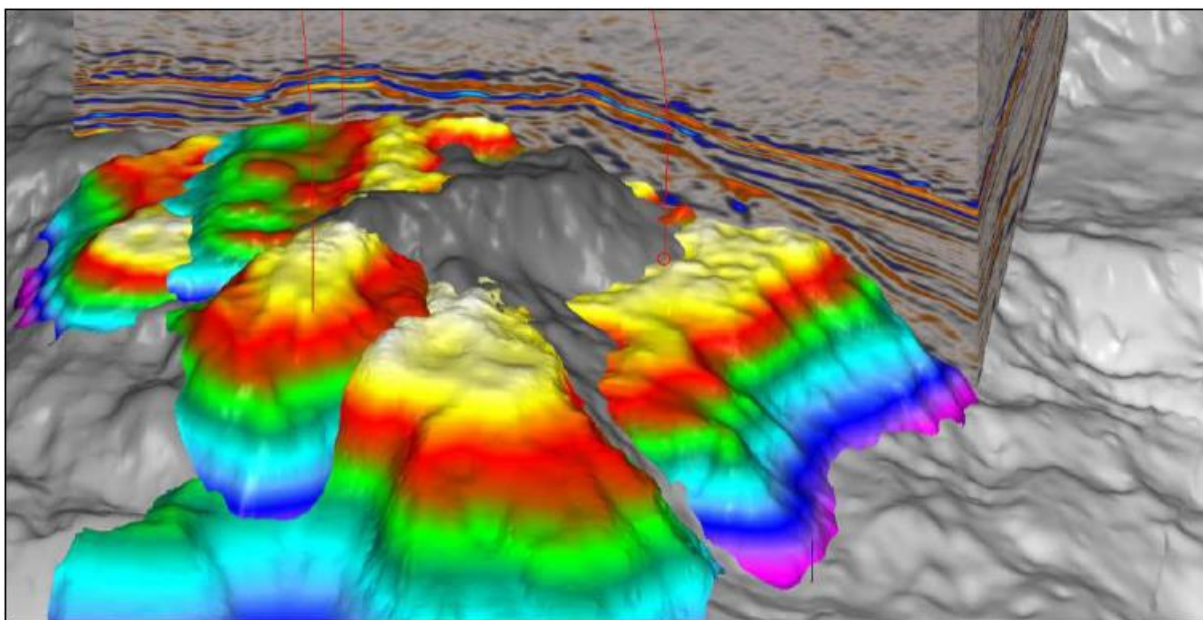


Figura 9: Visualização 3D de cunhas de topo relativamente plano que sobrepõem os altos subjacentes (bloco de falha com núcleo vulcânico erodido - mostrado em tons de cinza). Observe o retrocesso de unidades mais jovens que fazem *downlap* em cunhas mais antigas (veja as cunhas à esquerda). No cubo sísmico ao fundo, veem-se as

unidades superiores em forma de cunhas e *mounds*. Nenhuma relação entre o desenvolvimento de cunha/*mound* e falhas é observado (Hunt *et al.*, 2019).

As rochas sedimentares que compõem o intervalo Pré-sal no bloco BM-C-33 são majoritariamente microbialitos do Cretário Inferior (Barremiano-aptiano), Formação Macabu, que se destacam por apresentar uma intensa silicificação, além de sedimentos retrabalhados formando brechas de microbialitos (Vieira de Luca *et al.* 2017, 2019) (Figura 10). A sucessão sedimentar é interpretada como delgados ciclos plataformais gradando verticalmente, o que favorece a formação de um reservatório espesso. Trabalhos recentes (Lapponi *et al.*, 2019; Tritlla *et al.*, 2018; 2019), sugerem que a origem da sílica é tanto precoce, quanto sin- e logo após a deposição; e ocorre também tardiamente associado a hidrotermalismo (Figura 11), principalmente no Albiano Médio (Tritlla *et al.*, 2019). Hunt *et al.*, (2019) associado aos zoneamentos realizados por Vieira de Luca *et al.* (2017), segmentaram o intervalo carbonático silicificado, da base para o topo, em unidades U3, U2 e U1: 1) A unidade 3 (U3) é caracterizada por cunhas (*wedges*); sobreposta pela 2) Unidade 2 (U2), definida por seu teor de dolomita; 3) A Unidade 1 (U1), mais rasa, é interpretada como *mounds*.

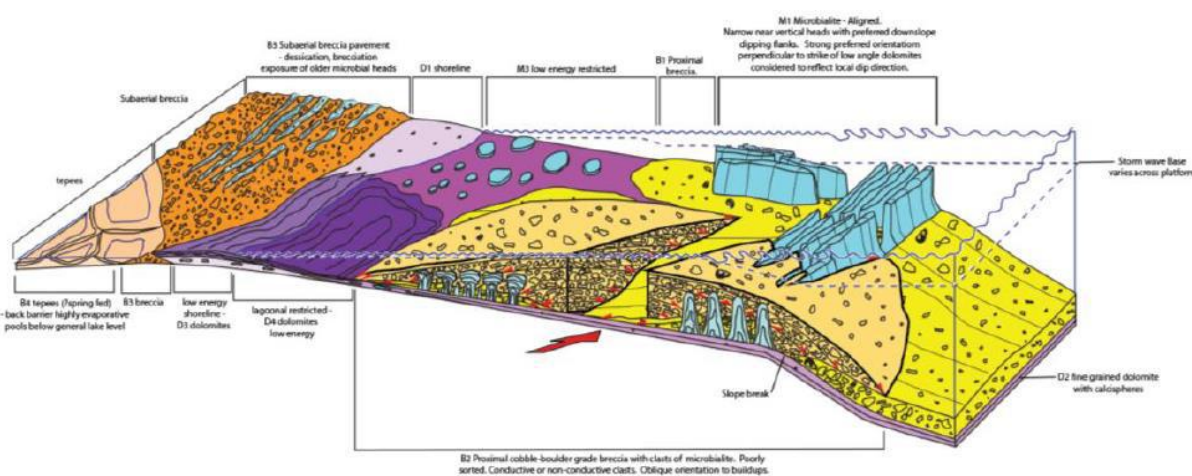


Figura 10: Diagrama conceitual 3D mostrando as relações observadas entre o mergulho do ciclo delimitado por dolomitos, microbialitos e corpos de brechas associadas, tanto dentro do lago (amarelo) quanto acima do nível médio do lago (*tepee*-brechas e brechas subaéreas). Observe que, para simplificar, a % e a extensão dos acúmulos estão sub-representadas neste esboço (Hunt *et al.*, 2019).

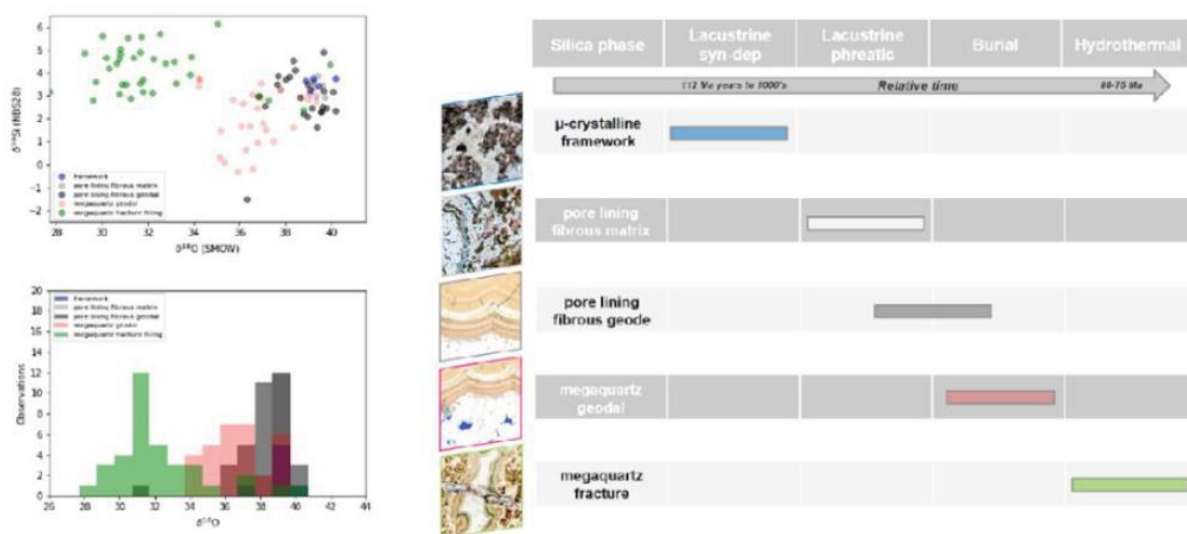


Figura 11: Template estratigráfico para a geração do reservatório principal com potencial de desenvolvimento do sistema de macro a mega-porosidade, relacionado à frequente exposição subaérea, que pode ter caracterizado a bacia durante a deposição, rebaixando o papel do soterramento “hidrotermal” tardio no desenvolvimento do sistema de poros principal e características de alta permeabilidade. No entanto, a quantidade anômala de sílica observada em associação com o sistema Leque Fibrosos Esferulíticos, mais típico nos intervalos elevados, reduz a aplicabilidade holística deste modelo para todas as unidades do reservatório (Lapponi *et al.*, 2019).

A porosidade primária se desenvolve como texturas de *framestone* nos microbialitos e porosidade intra- e interclasto nas brechas. O que torna o sistema ainda mais complexo, é o fato de todo sistema poroso ser afetado por intensos e multifásicos processos de cimentação, silicificação e fraturamento, alterando significativamente suas estruturas primárias, assembleias mineralógicas e sistema poroso. As texturas foram retrabalhadas devido à carstificação epigenética e colapso, resultando em formação de cavernas, associado a falhas e fraturamento – o que resulta nas brechas devido ao colapso do teto das cavernas –, juntamente a processos hidrotermais (Vieira de Luca *et al.* 2017; Lapponi *et al.* 2019), principalmente durante o Albiano médio (Tritlla *et al.*, 2018). As significativas perdas de fluido durante a perfuração em determinados poços na seção reservatório contribuem para a interpretação de um sistema poroso de grande escala, composto por cavernas, vugs, micro-poros e fraturas, resultando em um reservatório inteiramente único e complexo, principalmente quando comparados a outros reservatórios nas bacias de margem passiva do Brasil (Hunt *et al.* 2019; Lapponi *et al.* 2019). Estas zonas de intenso fraturamento e colapso é definida por Wennberg *et al.*, 2021 como *Amalgamated Carvern Damage Zones* (ACDZ). As fraturas possuem papel importante sobre as propriedades permo-porosas da formação, variando de escalas milimétricas a métricas, parcialmente abertas ou alargadas devido à dissolução, associado a desenvolvimento de *vugs*.

Dados isotópicos publicados por Lapponi *et al.* (2019) sugerem que grande parte da sílica que compõem a trama da rocha possui gênese associada a um ambiente lacustre, incorporado durante a diagênese, em soterramento raso, refletindo condições geoquímicas bem específicas. Esta silicificação/cimentação persistiu durante a sedimentação e durante o posterior retrabalhamento dos microbialitos, reorganizando toda a estrutura primária, desenvolvendo feições como micro-poros, substituição completa e cimentação de componentes porosos, abertura de fraturas precoce, preenchidas ou não, e nodulação com formação de geodos (Figura 10). O hidrotermalismo é corroborado devido à presença de quartzos microcristalinos de alta T, com inclusões fluidas, por toda complexa rede de fraturas (Tritlla et al. 2018, 2019; Lapponi *et al.* 2019) (Figura 11). Estas mesmas características são observadas nos carbonatos presentes no Pré-sal da Bacia de Kwanza, Angola (Saller *et al.*, 2016).

As amostras recuperadas por Vieira de Luca *et al.* (2017) evidenciam que a complexidade do reservatório não se limita apenas em suas características texturais, mas, consequentemente, são corroboradas também através das análises laboratoriais. A permeabilidade medida nos *plugs* não se comparam as permeabilidades obtidas através das técnicas de testagem *in situ*, que retornam valores de centenas de milidarcies. Yose *et al.* (2001) denomina essa grande variedade em escala entre as propriedades dentro dos carbonatos microbiais silicificados da Formação Macabu de excesso de permeabilidade.

2.4.1 Campo Pão de Açúcar

Vieira de Luca *et al.* (2017) interpreta os carbonatos do Pré-sal no campo Pão de Açúcar como lacustres, de textura pouco preservada, intensamente silicificado, e de idade Barremiano-aptiano – Formação Macabu. Interpretação sísmicas no mesmo estudo permitiu, juntos às análises petrofísicas, a segmentação em 2 unidades, ambas altamente brechadas e silicificadas devido a processos hidrotermais posteriores (Figura 12). A ação de processos hidrotermais impactou drasticamente as propriedades do reservatório no campo Pão de Açúcar. A sucessão lacustre é cortada por uma rede de veios de quartzo gerados pós fraturamento hidráulico, o que permite sugerir que estas fraturas serviram como condutos para a migração do fluido hidrotermal rico em Si através dos carbonatos.

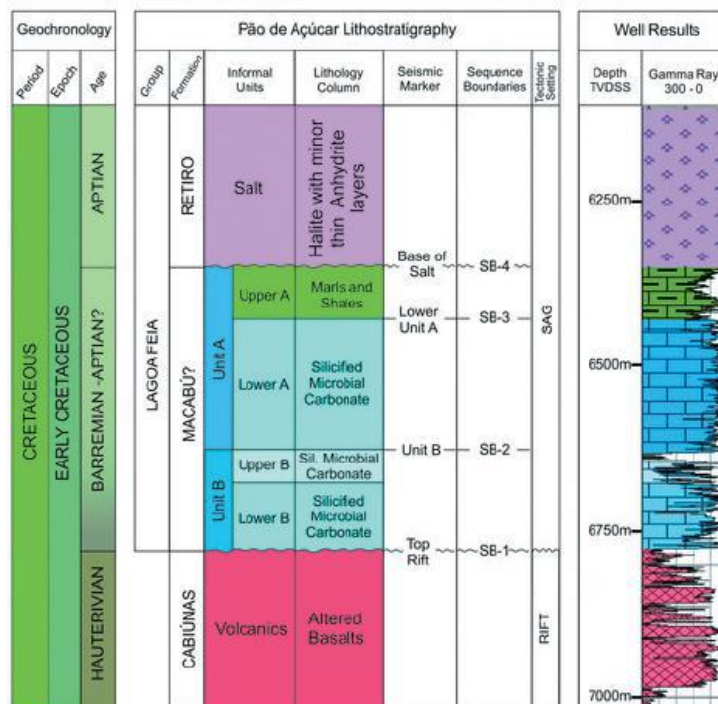


Figura 12: Carta estratigráfica simplificada do campo Pão de Açúcar (Vieira de Luca *et al.*, 2017).

Unidade B: dados petrofísicos permitiram segmentar esta unidade em basal e superior. A porção basal é pouco entendida próxima ao contato com as vulcânicas da Formação Cabiúnas (Figura 13). Em direção ao topo, a porção superior é representada por carbonatos silicificados, de granulometria fina a grossa, com presença de clastos de dolomita e calcário misturados a sedimentos clásticos e vulcanoclásticos. Esta unidade foi depositada em um ambiente transgressivo gradando para mar alto, onde o Vieira de Luca *et al.* (2017), justificam os altos teores de urânio no topo do intervalo superior a uma superfície de inundação máxima.

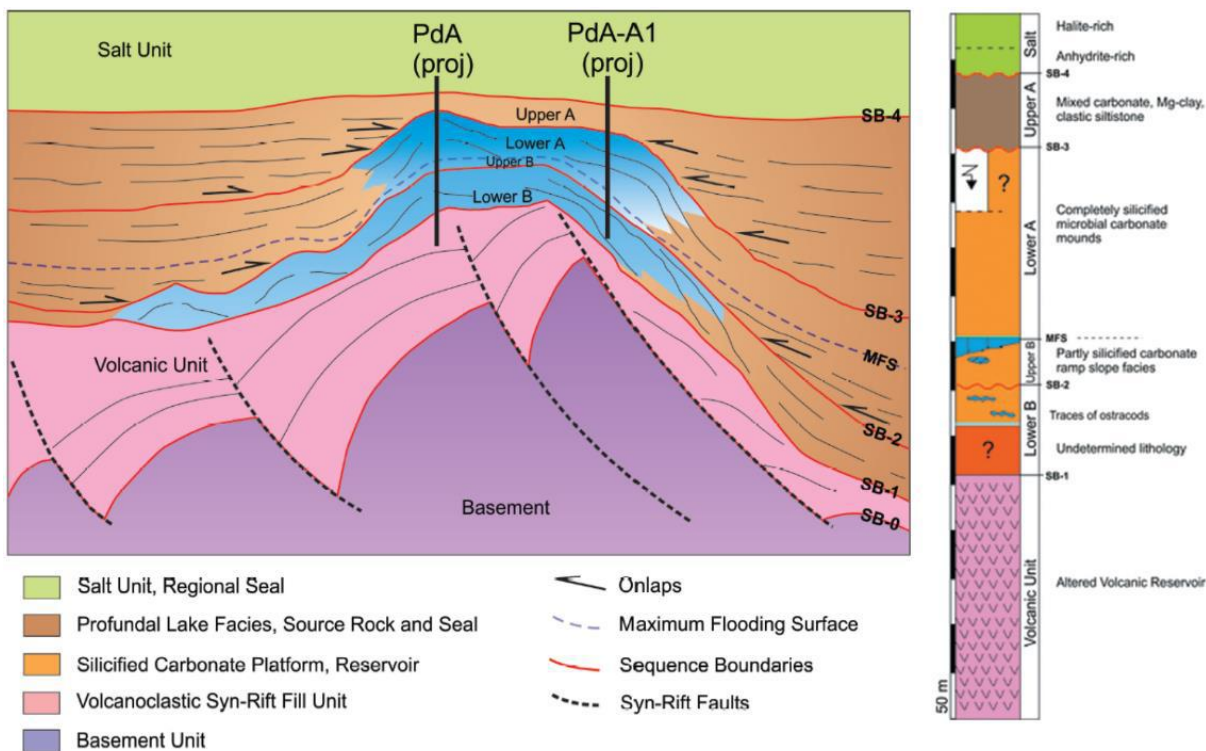


Figura 13: Desenho esquemático com os limites das sequência interpretados em azul, ilustrando o modelo conceitual do Pão de Açúcar, mostrando a coluna estratigráfica do poço descobridor PdA (Simplificado de Vieira de Luca *et al.*, 2017).

Unidade A: seu intervalo basal é composto por estruturas de carbonatos microbiais dolomitizados, com desenvolvimentos de *vugs*, brechas e até cavernas, devido à silicificação e fraturamento. O intervalo superior é caracterizado por filossilicatos e granulometria mais fina, mal selecionado, com detritos de fundo oceânico profundo, altamente recristalizado. Trata-se de um intervalo bastante heterogêneo, onde, de acordo com a sísmica, este intervalo faz *onlap* no topo do intervalo inferior da Unidade A, gradando lateralmente até os *mounds*.

Em busca de uma melhor caracterização do intervalo reservatório na Formação Macabu, Wennberg *et al.* (2021) definiram 3 *Petrophysical Rock Types* nos carbonatos microbiais silicificados, utilizando-se da integração entre logs, perfis de imagem e análises de SWC, entre elas: 1) *Microporous dolomite*, caracterizada principalmente por sua porosidade micro-porosa, baixa conexão entre poros, interpretado como carbonatos de baixa energia, podendo ocorrer junto a silte-argila; 2) *Macroporous dolomite*, definido como um sistema poroso intercrystalino, com porosidade vugular e maior conexão entre o sistema. É mencionado que a posterior dissolução de clastos e componentes estruturais aprimorou as propriedades permo-porosas

desta PRT; 3) *Silicified carbonate rocks* é caracterizada pelo mais diversificado sistema poroso, com microporos, mesoporos, macroporos, *vugs*, fraturas e cavernas. Esta PRT sofreu por intensas mudanças devidos a repetidos eventos diagenéticos, mudando completamente a textura primária da rocha, seja por processos de precipitação mineral (abundante calcedônia, quartzo, calcita e dolomita), ou por abertura de espaço poroso (dissolução ou recristalização).

3. REFERENCIAL TEÓRICO

3.1 Perfis elétricos

3.1.1 Caliper (Cal)

Entender a integridade de um poço é de extrema importância para avaliar as limitações que as ferramentas petrofísicas podem apresentar. Além disso, um poço pode apresentar diâmetros muito variados no decorrer de sua profundidade devido a problemas mecânicos ocorridos durante a perfuração.

O perfil de Caliper se refere ao dado que mede o diâmetro do poço, assim como seu formato, em uma leitura, ou corrida, vertical ou desviada. A ferramenta consiste em um tubo com hastes articuladas – calipers – acopladas, nas quais cada uma mede o raio do poço, em movimento lateral das hastes – podendo haver 2, 4 ou até 8 hastes – em relação ao tubo da ferramenta, onde posteriormente o dado é traduzido em variações de diâmetro no decorrer do poço, através das calibrações da ferramenta. O Azimute da ferramenta é controlado por um giroscópio que orienta o equipamento, mantendo ambos os calipers simétricos durante a leitura (Rider, 2011).

O perfil de Caliper é representado pelo valor contínuo da leitura do diâmetro do poço no decorrer da profundidade, com o intuito de verificar regiões com presença de arrombamento ou reboco – *mudcake* –, que podem comprometer a leitura das outras ferramentas. Altos valores de caliper, em relação ao tamanho da broca, pode consistir em zonas colapsadas – *key seat*, *washout* ou *breakout* – enquanto baixos valores podem representar *mudcakes* formados pela filtração do fluido de perfuração através da rocha permo-porosa (Figura 14) (Rider, 2011).

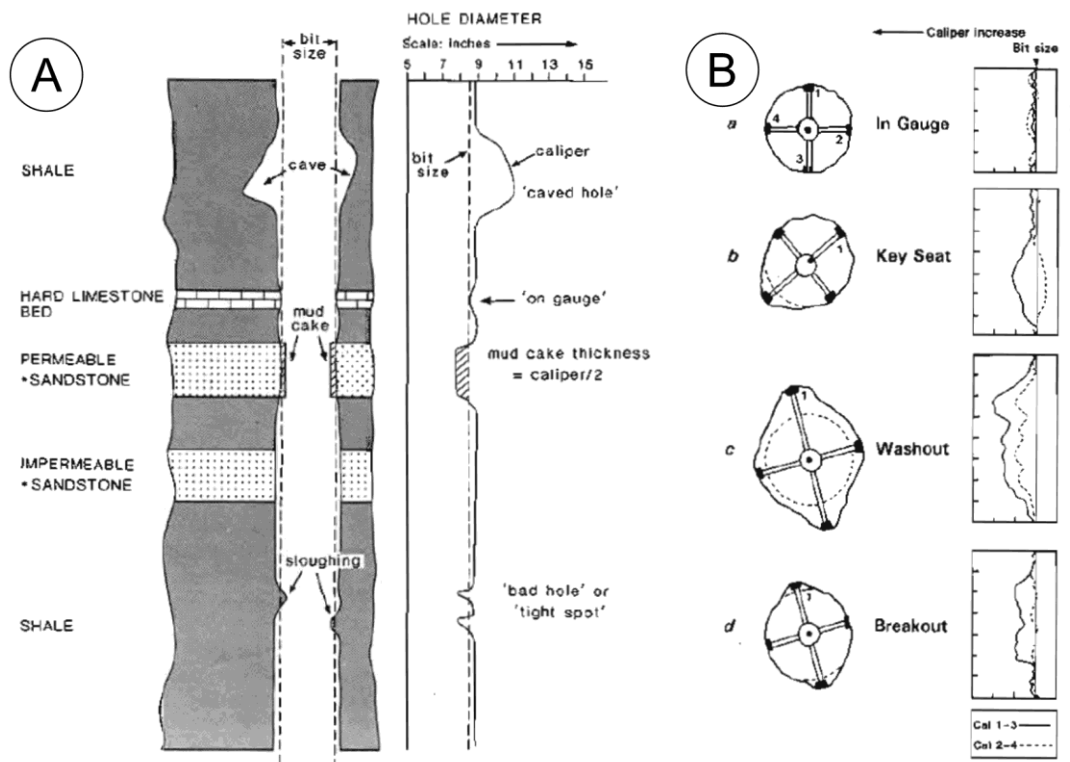


Figura 14: A) Perfil Caliper mostrando o diâmetro do poço e algumas interpretações da leitura. Em ordem estratigráfica: folhelho, arenito impermeável, arenito permeável, calcário duro e folhelho; B) diagrama representativo dos tipos de formato no poço identificados através do caliper de 4 hastes (Rider, 1996).

3.1.2 Raios Gama (GR)

O perfil de raios gama (GR) se refere a uma leitura contínua da radioatividade natural da formação, ou seja, consiste na medição da soma – ou individual, no caso do perfil de raios gama espectral – da emissão da radiação natural e espontânea dos elementos radioativos da série tório (Th) e urânio (U), e dos isótopos de potássio 40 (K) presentes nas rochas, convertidos posteriormente pela ferramenta em densidade relativa (API) (Rider, 2011) (Figura 15).

Muitas rochas são radioativas naturalmente em determinado grau, sendo as ígneas e metamórficas com teores maiores do que as sedimentares. Esta radiação, principalmente, se baseia na emissão radioativa destes 3 principais elementos. Os folhelhos tendem a apresentar altas radioatividades, apesar de ser uma rocha sedimentar (Rider, 2011).

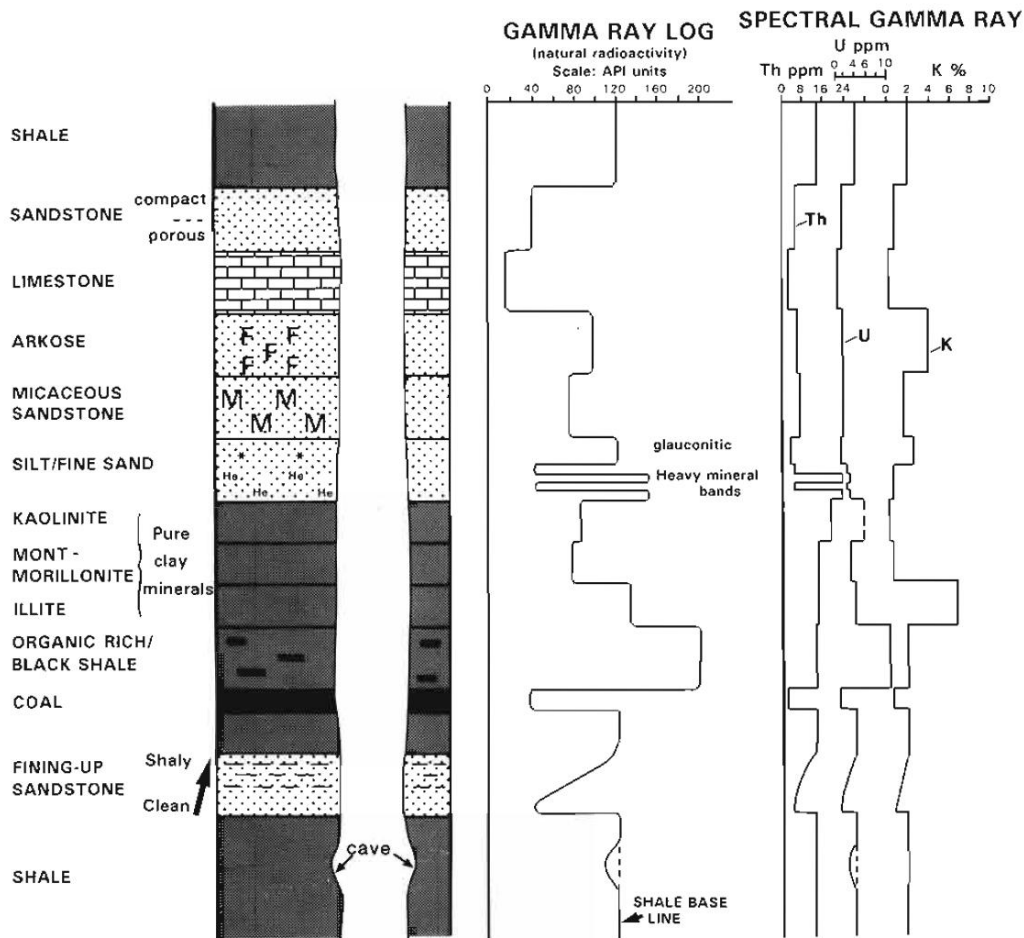


Figura 15: Perfil de raios gama e raios gama espectral e algumas respostas características de determinadas litologias. O perfil de raios gama mostra a radioatividade natural. O perfil de raios gama espectral fornece a leitura individual da radioatividade de U, Th (ppm) e K (%) (Rider, 1996).

Os folhelhos tendem a apresentar altas radioatividades, apesar de ser uma rocha sedimentar. Deve-se a isso, o fato de ser composto principalmente por filossilicados, ricos destes elementos em sua estrutura cristalina. Contudo, a relação direta do folhelho com altos valores de GR não deve ser considerada uma regra, principalmente em formações carbonáticas (Rider, 2011).

A profundidade de investigação da ferramenta é, geralmente, curta, atingido profundidades horizontais de até 50 cm, e verticais de até 40 cm. Dito isso, a ferramenta terá limitações em poços apresentando zonas cavernosas e de *washout*, zonas permo-porosas com reboco e com uso de fluido de perfuração com barita.

3.1.2.1 Comportamento geoquímico do K, Th e U.

É comum duas formações apresentarem semelhantes concentrações de material radioativo, porém com diferentes densidades, resultando em diferentes teores de radioatividade na curva de GR. Dito isso, a resposta da curva será proporcional ao peso das concentrações do material radioativo na formação, obtida através de equações que relacionam densidade do mineral radioativo e da matriz, volume e radioatividade dos minerais, em grau API ($^{\circ}$ API) (Jolanta & Dudek, 2016)

O potássio (K) é um dos elementos mais abundantes na natureza, podendo ocorrer, não só na estrutura cristalina dos feldspatos, mas também na estrutura cristalina da illita, glauconita, caulinita e esmectita, assim como, porém, menos comum, em silvita, carnalita, entre outros, podendo apresentar teores significativos (Figura 16a). Devido à grande variação em relação ao teor de K nos argilominerais, misturas argilosas irão apresentar menores teores de K do que rochas compostas principalmente por illita, e isso se aplica também ao U e Th (Rider, 2011).

O urânio (U) é bastante comum em rochas ígneas ácidas – sua principal fonte – apresentando valores de até 4.65 ppm. Na água do mar, o urânio dissolvido se transmite para os sedimentos através dos processos químicos de precipitação e redução, adsorção pela MO, e por reação química em fosforitas, sendo o meio mais comum através da associação com MO, contudo não existe uma relação absoluta entre urânio e MO. O urânio é comum em ambientes ácidos, mas também pode ocorrer em cenários de águas anóxicas e estagnadas, com baixa carga e deposição sedimentar, produzindo os famosos folhelhos negros (*black shale*). Empiricamente, é entendido que a presença de MO nos folhelhos contribuem, consideravelmente, na radioatividade e conseqüente altos valores no perfil de raio gama para esta litologia. O mesmo não se aplica aos carbonatos. (Rider, 2011).

O tório (Th) também possui sua origem, principalmente, em rochas ígneas ácidas – assim como o urânio – e intermediárias. Apesar da semelhança sobre a ocorrência, é um isótopo muito mais estável, apesar de haver a possibilidade de o elemento ser adsorvido em minerais argilosos, dificilmente entra em solução e geralmente é depositado, relativamente uniformemente, junto aos sedimentos, em pequenos clastos, de torita e monazita (Figura 16b), tamanho argila. Estes pequenos clastos transportados tendem a possuir melhores afinidades com minerais argilosos

terrestres – caulinita, bauxita – mas podendo ocorrer em minerais de origem marinha – glauconita – em menores teores (Figura 16c) (Rider, 2011).

a			
*Potassium content			
Mineral	% by weight	Average %	Construction
Illite	3.51–8.31	5.20	K, Al, Silicate
Glauconite	3.20–5.80	4.50	K, Mg, Fe, Al, Silicate
Kaolinite	0.00–1.49	0.63	Al, Silicate
Smectite	0.00–0.60	0.22	Ca, Na, Mg, Al Silicate
Chlorite	0	0	Mg, Fe, Al, Silicate

*Average shale = 2% – 3.5% potassium

Species	Formula	%	Potassium by weight*	Typical gamma ray value API'
Sylvite	KCl		52.5	500
Carnallite	KCl.MgCl ₂ (H ₂ O) ₆		14.1	200
Polyhalite	K ₂ SO ₄ MgSO ₄		12.9	190

b		
	Composition	ThO ₂ content (%)
Thorite	Th, Si, O ₄	25–63
Monazite	Ce, Y, La, PO ₄	4–12
Zircon	Zr, Si, O ₄	less than 1

	Uranium ppm	Thorium pm
Zircon	300–3000	100–2500
Sphene	100–700	100–600
Epidote	20–50	50–500
Apatite	5–150	2–150

c		
Mineral	Thorium ppm (approximate average)	
Bauxite	8–132 (42)	More continental
Kaolinite	18–26	
Illite–muscovite	6–22	
Smectite	10–24	
Glauconite	2–8	More marine

Figura 16: a) Teor de potássio presente nos argilominerais e em evaporitos; b) Teor de tório e urânio em minerais portadores pesados; c) Abundância de tório em minerais argilosos (Rider, 1996).

3.1.3 Sônico (DT)

O perfil sônico é um dos mais tradicionais utilizados na indústria de exploração. Ele fornece uma contínua leitura do intervalo de tempo de trânsito da formação (Δt) – em microssegundos/pés (us/ft) – em determinados intervalos de profundidade, o que é inversamente proporcional à densidade da formação e, conseqüentemente, à velocidade das ondas sonoras emitidas pela ferramenta através da formação (Figura 17). Dito isso, o perfil sônico nos fornecerá a capacidade que determinadas rochas possuem de transmitir ondas P e S. Neste trabalho, o perfil analisado será apenas o de tempo de trânsito das ondas compressoriais (P), uma vez que o enfoque do trabalho não está relacionado à amarração sísmica e propriedades elásticas das rochas (Rider, 2011).

O tempo de trânsito nos fornece informações importantes sobre a porosidade da rocha, a partir do fato que esta propriedade terá alta influência no tempo de trânsito da formação. Formações mais densas, consolidadas e pouco porosas resultarão em Δt 's mais baixos, em contrapartida, formações mais porosas, com poros preenchidos de fluidos de baixas densidade, apresentarão Δt 's mais altos. Além disso, o perfil sônico é tradicionalmente utilizado para

amarração com a sísmica, pois a partir desse perfil conseguimos extrair um perfil de velocidade (V_p ou V_s) que será utilizado para calibração da sísmica e para cálculo de impedância acústica. Também é utilizado para identificar zonas altamente compactadas, fraturadas ou comprometidas, e com outras variações texturais (Rider, 2011)

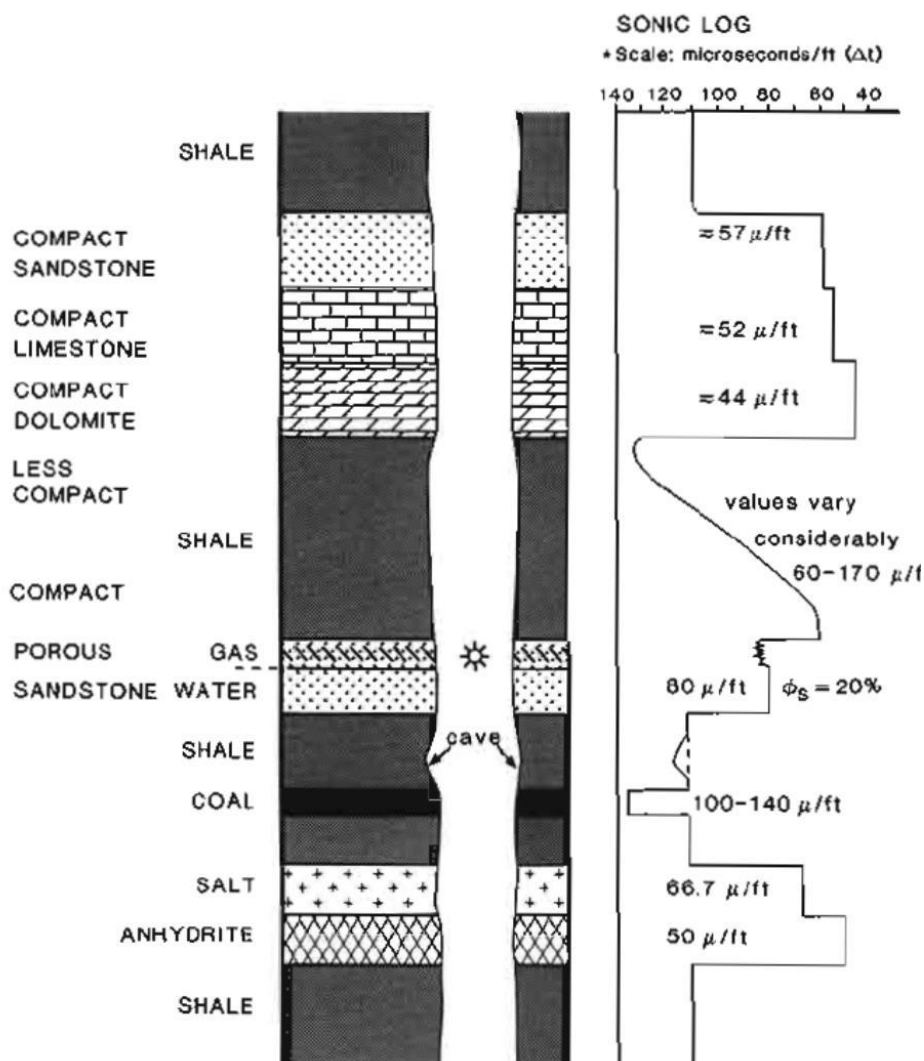


Figura 17: Perfil sônico e tempo de trânsito de determinadas litologias. Observe a variação de Δt no folhelho compactado e não-compactado, e os semelhantes valores de Δt entre o arenito, calcário e dolomita, todos compactados (Rider, 1996).

Como mencionado, a ferramenta irá medir o tempo que um pulso de onda sonora compressional levou para percorrer o trajeto entre a fonte e o receptor. A resolução vertical da ferramenta é relativamente alta e vai depender da distância entre o transmissor e os receptores, porém gira em torno de 60 cm (2 pés), e sua profundidade de investigação é significativamente baixa, em torno de 2.5-25 cm a partir da parede do poço (Rider, 2011). Atualmente, a ferramenta

mais utilizada é o Imageamento Sônico Dipolar (DSI), que mede com precisão as propriedades elásticas axialmente, radialmente e azimutalmente para suportar modelagem geomecânica, geofísica, fraturas e petrofísica. A integração de múltiplos transmissores monopolo e dipolo com 13 estações receptoras formações de perfis em 3D enquanto simultaneamente obtém um perfil de ligação de cimento quando executado em furos revestidos A profundidade de investigação, geralmente, aumenta proporcionalmente à densidade total da formação (Schlumberger).

3.1.4 Densidade (RHOB)

O perfil de densidade se refere a uma contínua leitura da densidade total de uma formação, ou seja, este perfil representa uma leitura da densidade da assembleia mineral da matriz (sólidos) somada à densidade dos fluidos, por volume, contidos ou não, nos poros da formação. Dito isso, uma rocha composta majoritariamente de arenito quartzoso, porém com porosidade de 15%, apresentará uma densidade menor do que 2.65 g/cm^3 – densidade característica do quartzo. Por outro lado, zonas menos porosas ou mais compactadas tendem a apresentar maiores densidades (Figuras 18 e 19) (Rider, 2011).

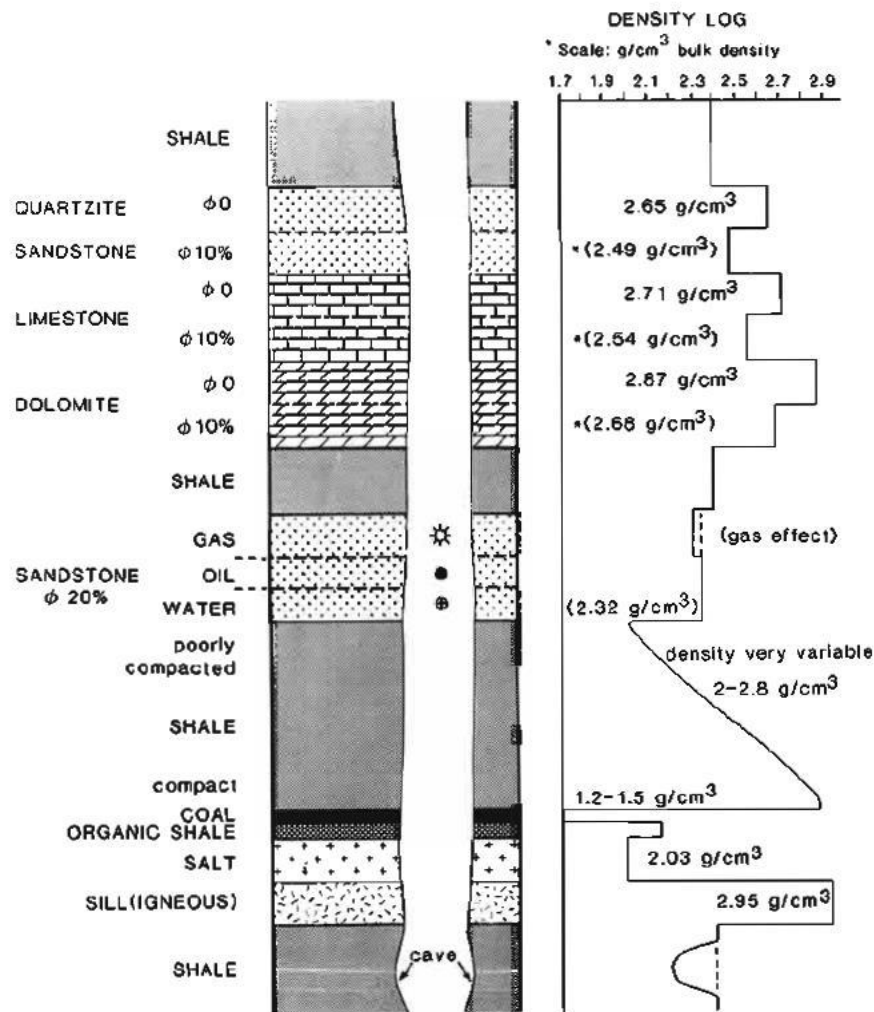


Figura 18: Algumas respostas comuns em uma perfil de densidade. *Os espaços porosos estão preenchidos por água com densidade 1.0 g/cm³ (Rider, 1996).

A densidade total de uma rocha nos fornece informações utilizadas para calcular a porosidade da formação e, por vezes, a densidade do fluido contido no poro, seja ele hidrocarboneto ou não. Além de ser um bom indicador litológico e, conseqüentemente, mineralógico, o perfil também é utilizado para cálculo de impedância acústica – importante dado para correlação sísmica – e também para identificação intervalos muito fraturados (altas porosidades). Contudo, a ferramenta possui limitações em relação à sua profundidade de investigação e resolução, sendo muito afetada em zonas comprometidas dentro do poço. Sua profundidade de investigação atinge cerca de 10-20 cm e sua resolução vertical cerca de 15 cm, podendo atingir 60 cm em ROP mais baixos em ferramentas LWD. Ainda assim, o perfil de densidade um bom indicativo de limites de camadas (Rider, 2011).

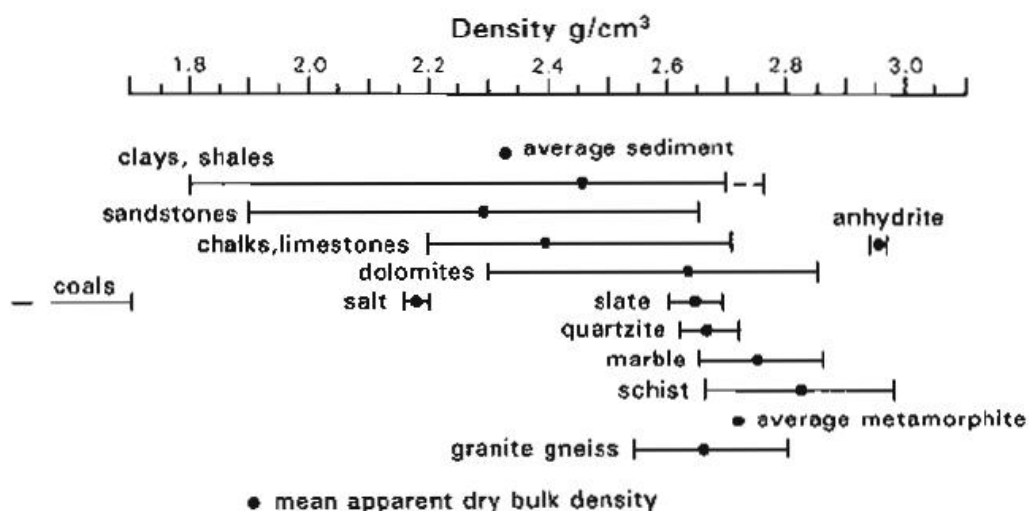


Figura 19: Ranges de litologias e suas respectivas densidades totais estimadas. Observe o range similar entre os folhelhos, arenitos e carbonatos (Rider, 1996).

A ferramenta mede a densidade da formação a partir de uma fonte de radiação emitida, que colide com os elétrons da formação e é detectada por dois detectores de raios gama. A relação entre colisões é proporcional à densidade de elétrons da formação, dependente da densidade da matriz, da porosidade e da densidade dos fluidos contidos nos poros (Rider, 2011).

3.1.5 Fator fotoelétrico (PEFZ)

O perfil de fator fotoelétrico (PEFZ) é uma contínua leitura do índice de absorção fotoelétrica da formação (Pe) – em barn – em determinada profundidade, dependente da média do número atômico (Z) dos constituintes da formação. Conseqüentemente, isso implica que o fator fotoelétrico vai nos fornecer a composição dominante naquela formação, onde, a partir disso, poderemos estimar sua litologia dominante da matriz, principalmente quando cruzamos com o perfil de densidade total (Rider, 2011).

A porosidade no perfil fotoelétrico possui pouca influência. Um exemplo claro disso é quando comparamos arenitos e carbonatos porosos e não porosos. O Pe de um arenito com 0% de porosidade e com 35% de porosidade preenchidos por água doce, é 1.81 e 1.54, respectivamente. Já carbonatos nas mesmas condições, terão valores de Pe de 5.08 e 4.23, respectivamente (Figura 20). Portanto, as diferenças entre os valores de Pe entre as diferentes litologias é mais significativo devido à sua composição, do que devido à porosidade (Rider, 2011).

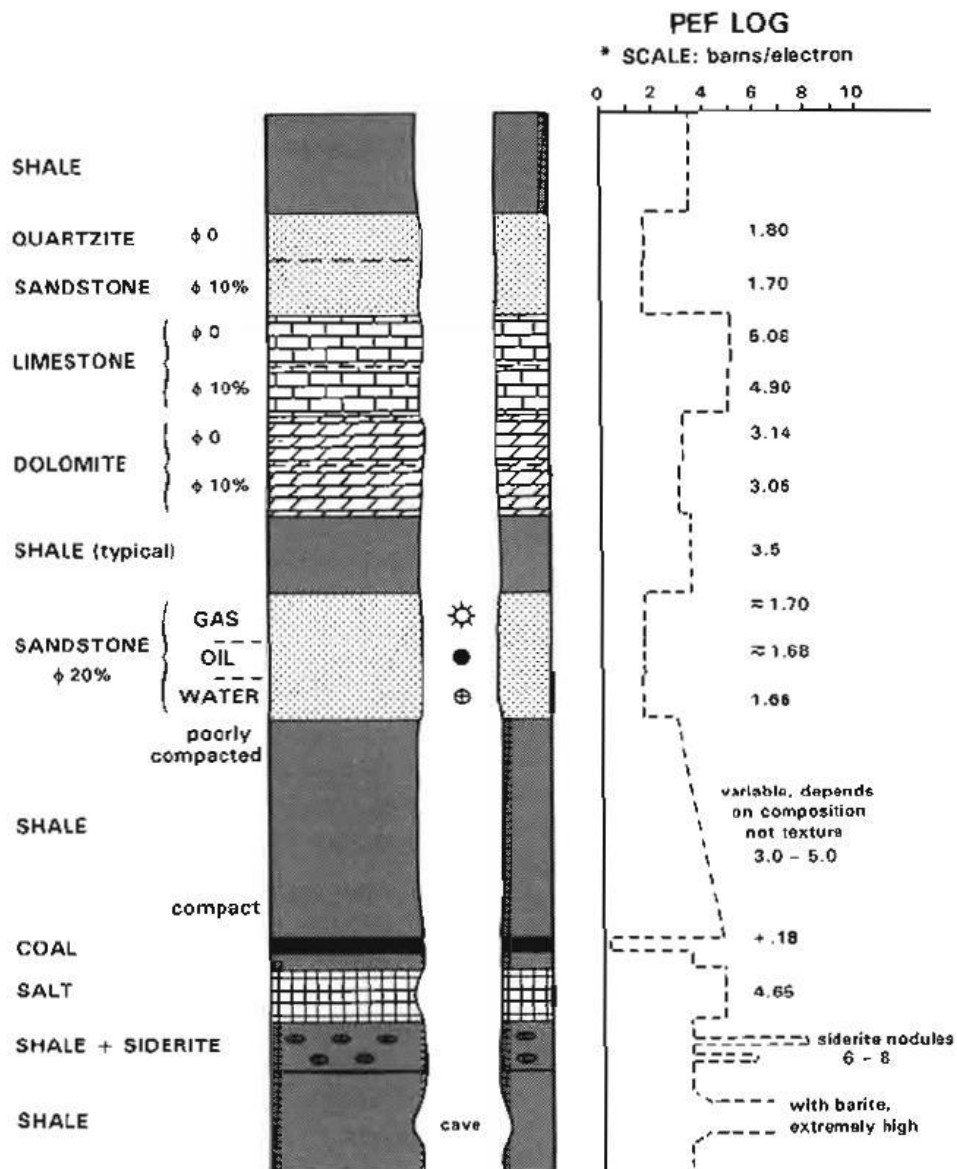


Figura 20: Perfil de fator fotoelétrico para diferentes litologias e porosidades. O Índice de absorção fotoelétrica é dependente no número atômico dos elementos que a constituem. Observe as diferenças entre as litologias e o papel mínimo da porosidade no valor de Pe (Rider, 1996).

O método de aquisição do dado é semelhante ao do perfil de densidade, onde raios gama emitidos por uma fonte, colidem com os elétrons da formação até perder energia o suficiente para ser absorvido e vinculado aos átomos. Este fenômeno é lido por detectores. Dito isso, fica claro o motivo dos valores de Pe serem dependentes do número atômico dos elementos constituinte e da densidade dos elétrons, em outras palavras, da composição química da matriz. A ferramenta PEFZ possui resolução vertical de 50-60 cm, podendo ter variações dependendo do ROP em ferramentas LWD, e sua profundidade de investigação é semelhante a do perfil densidade. Contudo, a ferramenta possui limitações, como por exemplo, quando há presença de

barita no fluido de perfuração ou na formação, o que desregula toda a leitura, já que a barita possui um valor de Pe 150 vezes maior do que outras composições (Rider, 1996).

3.1.6 Porosidade Neutrão (NPHI)

O perfil porosidade neutrão se refere a uma leitura contínua da reação da formação quando submetida a um bombardeamento de nêutrons – em % de unidade de porosidade –, diretamente relacionado ao índice de hidrogênio na formação (Figura 21). Deste modo, este perfil nos fornece importantes dados sobre o volume e tipos de fluidos presentes na formação – também fluidos intersticiais e capilares, e não só os livres nos poros – e, conseqüentemente, a porosidade.

Apesar de possuir necessidades de calibrações em outras litologias, o perfil de porosidade neutrão funciona bem em carbonatos limpos. Ele irá fornecer o índice de hidrogênio (HI), que é o enriquecimento de hidrogênio da formação. Os nêutrons, ao serem emitidos da fonte, colidem com as moléculas que compõem a formação. Ao chocar-se com as moléculas de hidrogênio, eles perdem energia, pois suas massas são semelhantes. Portanto, o aquietamento é resultado das interações dos nêutrons com as moléculas e está diretamente relacionado ao HI da formação.

Semelhantes a outras ferramentas petrofísicas, esta ferramenta consiste em uma fonte de nêutrons bombardeando a formação e dois detectores fazendo a leitura da perda de energia desses nêutrons. Diferentes composições de fluidos, resultarão em diferentes respostas do perfil de porosidade neutrão, e partir daí que é feita a interpretação, nos permitindo, inclusive, a inferir que tipo de fluido está contido na rocha, principalmente quando interpretado junto ao perfil de densidade total.

A ferramenta possui resolução vertical em torno de 40 cm, e uma profundidade de investigação relativamente alta, se levar em conta a resolução, chegando a 60 cm. Contudo, a ferramenta ainda é afetada pela rugosidade e zonas de colapso do poço, salinidade da lama e por fatores de T e P, mas nada que comprometa, significativamente, a leitura.

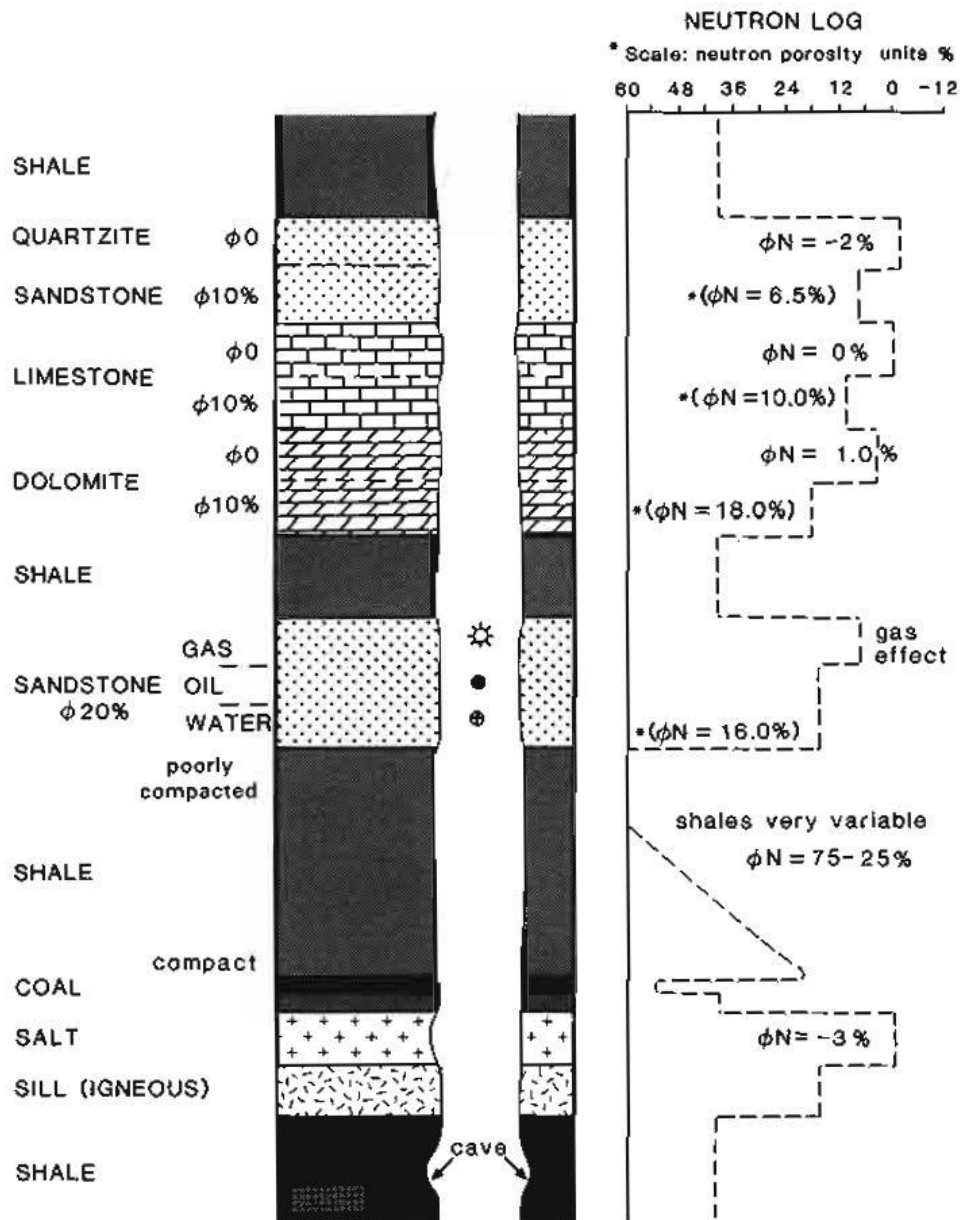


Figura 21: Perfil de porosidade neutrão mostrando o valor em unidade de porosidade para cada diferente litologias. Observe a variação em folhelhos compactados e entre as rochas de semelhante litologia, porém com porosidades diferentes (Rider, 1996).

3.1.7 Resistividade (RES)

O perfil de resistividade, como o nome já diz, refere-se a uma leitura contínua da resistividade da formação – em ohms.m²/m –, ou seja, a resistência que a formação possui de conduzir uma corrente elétrica – o oposto da condutividade. A rocha em si, normalmente, possui baixa condutividade e, conseqüentemente, alta resistividade. Já os fluidos contidos nos poros, principalmente água marinha, possui propriedades condutivas significantes, com exceção dos

hidrocarbonetos, que possuem alta resistividade. Resumindo, uma formação porosa saturada de hidrocarbonetos, apresentarão altas resistividades, em contraproposta, formações saturadas em água marinha, apresentarão baixas resistividades (Figura 22) (Rider, 2011).

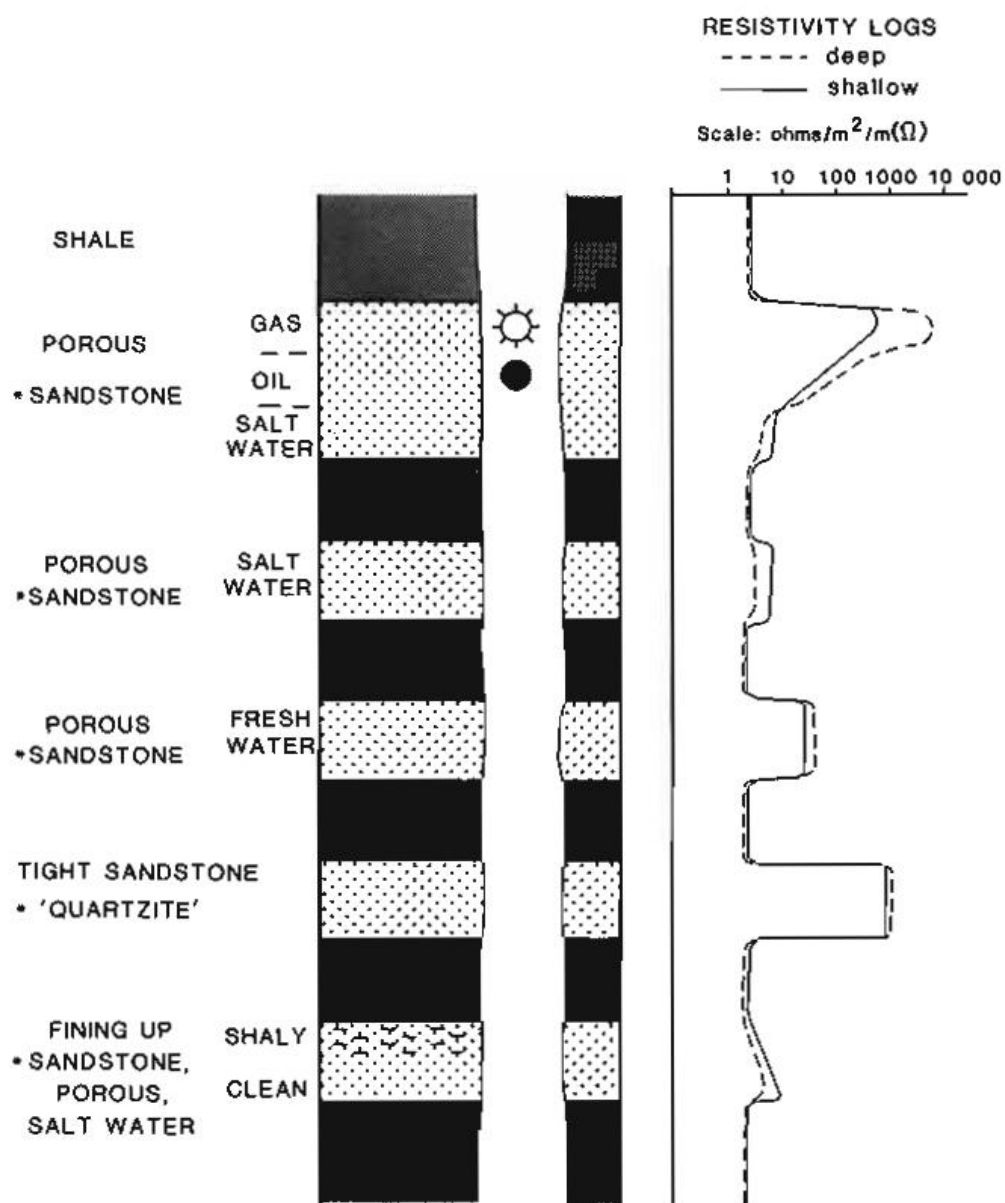


Figura 22: Perfil de resistividade rasa e profunda para diferentes litologias. Observe a variação de valores na mesma rocha, sendo ela saturada de gás, óleo e água marinha (Rider, 1996).

O perfil de resistividade foi desenvolvido por Conrad Schlumberger, em 1919, e foi o principal perfil petrofísico para o estabelecimento de sua empresa. Isso devido ao fato do perfil ser um excelente indicador de hidrocarbonetos. Além disso, este perfil é bastante utilizado para correlações, pois pode fornecer informações sobre textura, litologia e características da rocha

geradora, pois matéria orgânica também irá apresentar altas resistividades. Também é possível calcular a saturação de água da formação a partir da equação de Archie. Contudo, a ferramenta possuía limitações em relação a leitura quando utilizada com fluido de perfuração resistivos, como lama a base de óleo, mas isso já foi corrigido pelas ferramentas mais modernas (Rider, 2011).

As ferramentas mais modernas permitem fazer leituras em diferentes raios de profundidade de investigação, portanto, tem-se leitura tanto dentro da zona invadida pelo filtrado de lama de perfuração, quanto na zona virgem. Além disso, existem uma gama de ferramentas que medem a resistividade da formação, cada uma com suas características e métodos de aquisição (laterolog, indução e propagação, e seus derivados), e todas serão afetadas pelos mesmos fatores, como invasão pelo filtrado de lama, efeitos de acamamento, anisotropia da formação, propriedades dielétricas, entre outros. Sendo assim, é importante observar qual ferramenta foi utilizada para a leitura e comparar, durante a interpretação, os dados de resistividade rasa, média e profunda, pois suas diferenças podem estar relacionadas zonas comprometidas devido às limitações das ferramentas (Rider, 2011).

3.1.8 Ressonância magnética nuclear (NMR)

O perfil de ressonância magnética nuclear (NMR), introduzido em 1991 pela NUMAR, utiliza os mesmos princípios físicos dos equipamentos utilizados em hospitais e laboratórios para análises do cérebro humano, e introduzem dentro de um poço, adquirindo importantes informações sobre a porosidade e sua distribuição de poros dentro da formação, assim como informações sobre a quantidade de fluido na rocha e suas propriedades. É um dos perfis petrofísicos mais importantes em relação a estimativas de propriedades reservatório dentro da formação (Coates *et al.*, 2000).

Trata-se de uma leitura dos comportamentos dos núcleos atômicos de hidrogênio quando sujeito a um campo magnético externo (B_0), ou seja, quando o campo magnético estático é perturbado por um campo magnético externo, os núcleos de hidrogênio responderão produzindo um sinal eletromagnético, com uma frequência característica, alinhados a este campo magnético externo. Este processo é conhecido como polarização e desenvolve uma constante de tempo longitudinal de relaxação (T_1), ou seja, a medida de tempo para que os spins dos núcleos se alinhem paralelamente ao campo magnético externo aplicado (Coates *et al.*, 2000).

Após ocorrer a polarização por completo, os spins dos núcleos de hidrogênio passam a se orientarem em uma posição ortogonal devido à aplicação de uma outra perturbação (B1) normal a B0. Com o passar do tempo, os spins começam a defasar e a ferramenta envia pulsos para reorientar e controlar esta defasagem. Após o pulso de 180°, os spins se tornam coerentes e resulta em um sinal detectável de eco (amplitude) da formação, que é então registrado pela antena da ferramenta. Todo este processo é repetido diversas vezes, gerando um fluxo de ecos, conhecido como trem de eco-spins Carr-Purcell-Meiboom-Gill (CPMG). Este processo, quando repetido por um determinado tempo, resulta em uma diminuição gradual do eco vindo da formação. Esta taxa de decaimento da amplitude é conhecida como relaxação transversal, ou distribuição de porosidade T2 (Coates *et al.*, 2000).

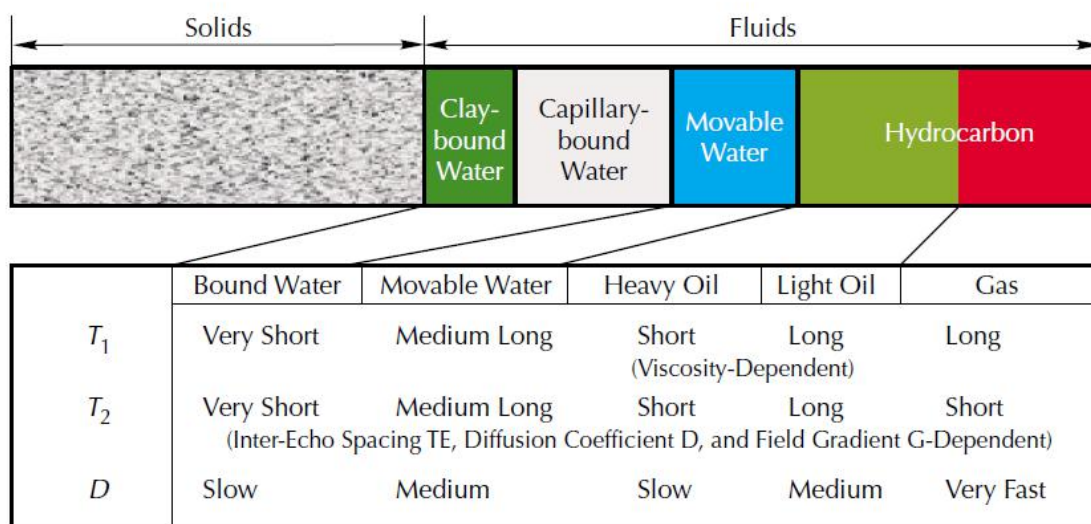


Figura 23: Valores qualitativos típicos para T1, T2 e Difusão para diferentes tipos de fluidos e tamanhos de poros, demonstrando a variedade e complexidade das medições de relaxação T1 e T2 (Coates & Pramer, 1999).

Estes resultados (ecos) serão posteriormente processados, trabalhados e convertidos de acordo com as características da formação, para então obtermos o resultado, que são os logs de ressonância magnética nuclear. Estes resultados são altamente dependentes do processamento, dos *cutoffs* utilizados e parâmetros de calibrações escolhidos (Figura 23).

Diferente dos outros perfis petrofísicos, como densidade, neutrônico e sônico, o perfil de ressonância magnética é praticamente independente dos componentes da matriz da rocha, respondendo apenas ao conteúdo de hidrogênio presente nos poros, ou seja, os fluidos, os quais conceitualmente, são dividido em *clay-bound water* (CBW), *capillary-bound water* (BVI) – também conhecido como *Bound Volume Irreducible* – e volume de fluido móvel, ou

produzível, (CMFF), seja ele água, gás, óleo leve, óleo de média viscosidade ou óleo pesado (Figura 24) (Rider, 2011; Allen, 1997).

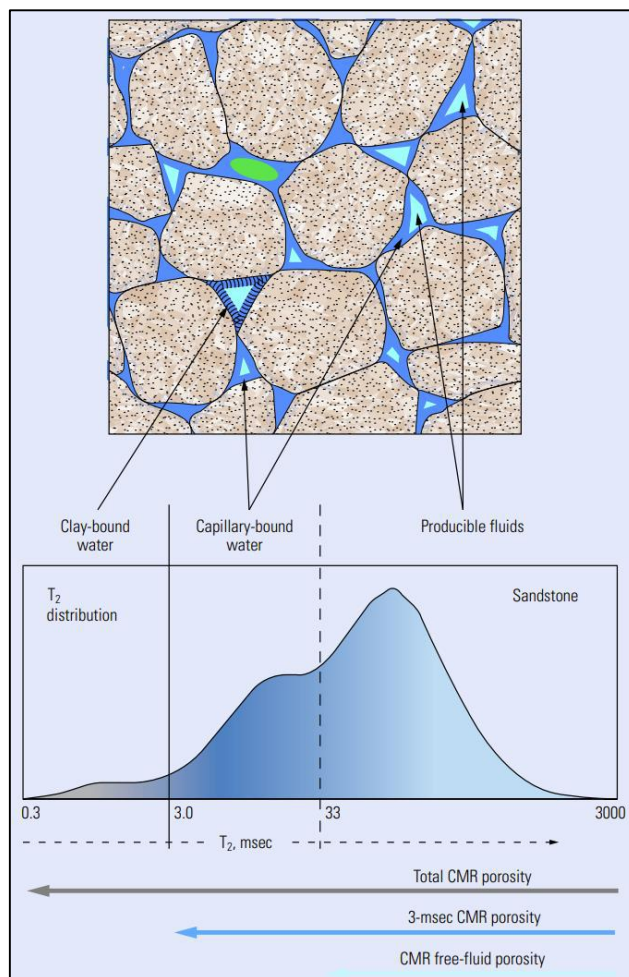


Figura 24: Modelo esquemático demonstrando as distribuições T_2 em um reservatório de arenito, obtidas através da ferramenta de NMR (base), para cada tipo de componente de fluido dentro da formação (topo). Em reservatórios saturados em água, a distribuição de tempo T_2 reflete a distribuição dos tamanhos dos poros dentro da formação. Os fluidos produzíveis são representados pela cor azul clara (CMFF) e verde (óleo aprisionado) dentro dos poros maiores, e refletem os maiores tempos de relaxação T_2 . Já o BVI é representado pela cor azul escura e está agregada aos grãos por pressão capilar e não pode ser produzido. Em preto, temos o CBW, que representa o volume de água presente na estrutura dos filossilicados, também não produzível. Os dois últimos componentes, representam o menor tempo de relaxação T_2 . Observe que o *cutoff* BVI/CMFF utilizado no esquema (33 ms) é diferente do utilizado no trabalho (100 ms). Isso ocorre pois em carbonatos pois em reservatórios carbonáticos são muito mais complexos e variados do que os reservatórios siliciclásticos (Allen *et al.*, 1997)

Suas principais aplicações na caracterização de reservatório são inúmeras, dentre elas obtêm-se informações como: porosidade; estimativa da permeabilidade; identificação do fluido, podendo até identificar que tipo de hidrocarboneto está presente nos poros, e suas propriedades;

pressão capilar; distribuição dos tamanhos dos poros; saturação; fácies petrofísicas; além dos já mencionados, como CMFF, CBW e BVI.

Apesar de ser independente da matriz da formação, como já mencionado, deve-se atentar para a litologia. Um exemplo disso é o fato do tempo de polarização ser muito maior em rochas carbonáticas, devido a presença de Fe, Mg, Ca, do que em rochas clásticas. Por este motivo, o *cutoff* no processamento será mais alto para carbonatos. Portanto, devemos sempre ficar atento em relação ao processamento dos dados, quais parâmetros foram ou devem ser utilizados para determinado reservatório (Coates *et al.*, 2000).

3.1.8.1 Porosidade a partir do perfil de NMR

A porosidade total (TCMR) será obtida a partir da conversão dos dados obtidos pela ferramenta, e será equivalente ao máximo de amplitude observado no decaimento T2 ou pela área total sob a distribuição T2 em um gráfico. A porosidade total engloba todos os fluidos presentes na rocha, sejam eles livres ou não, portanto, iremos dividir este parâmetro em categorias, ou bins, nas quais já mencionamos: *clay-bound fluid* – ou *water* – (CBW); *capillary-bound fluid* (or bulk volume irreducible, BVI), ou seja, o volume de fluido não produzível preso a parede dos grãos da rocha por pressão capilar – que junto ao CBW, constituem o *bound fluid volume* (BFV) –; e volume de fluido móvel (CMFF). A porosidade efetiva é adquirida a partir de um cutoff de 3 milissegundos, ou seja, CMFF mais BVI (Rider, 2011) (Figura 24).

3.1.8.2 Permeabilidade a partir do perfil de NMR

Prever a permeabilidade através do perfil de NMR é desafiador tanto em reservatórios siliciclásticos, quanto em carbonáticos. Os reservatórios carbonáticos se diferem dos siliciclásticos pela sua complexidade no que diz respeito a sistemas porosos, onde os reservatórios carbonáticos não só apresentam grande variedade, como também podem coexistir. Além disso, o tamanho dos poros não necessariamente indica que o fluido presente nele é produzível. Dito isso, o tempo de relaxação transversal (T2) divergirá entre as unidades, onde o limite entre o BVI e o CMFF em carbonatos é de 100 ms, e em siliciclásticos, 33 ms (Coates *et al.*, 2000).

A porosidade T2, obtida através da ferramenta de NMR, nos permite inferir a permeabilidade na formação, mas não a absoluta. Como já mencionado, a porosidade T2 é um

perfil que reflete o tamanho dos poros, enquanto a permeabilidade possui uma relação íntima com os espaços entre os poros – garganta. Para obtermos uma medição mais real da garganta entre os poros, e da permeabilidade da formação, é necessário um teste de laboratório com injeção de mercúrio (MICP) em *plugs* retirados de SWC, não disponível este trabalho (Coates *et al.*, 2000).

Entretanto, a distribuição dos tamanhos de poros obtidas a partir da porosidade T2 possui uma relação proporcional com os resultados obtidos no laboratório, permitindo que seja utilizado nas estimativas de permeabilidade (Figura 25). Já a relação entre permeabilidade e o volume de água irreduzível, ou água capilar (BVI), são inversamente proporcionais (Rider, 2011).

A estimativa de permeabilidade a partir do perfil de NMR é baseada em uma combinação entre os modelos teóricos e ensaios práticos. Dois modelos são frequentemente utilizados para estimar a permeabilidade com dados a partir do perfil NMR: Timur-Coates model (KTIM), proposto por Coates *et al.* (1991); e o modelo Schlumberger-Doll Reserach (KSDR), proposto por Kenyon *et al.* (1988).

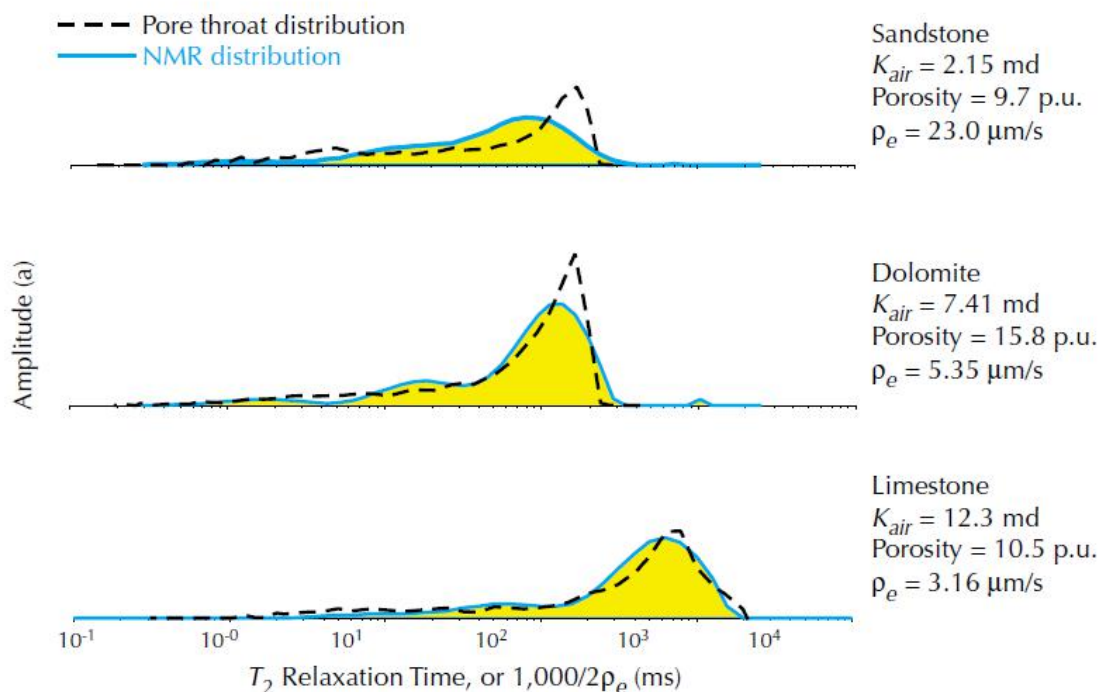


Figura 25: Comparação entre a análises obtidas através de ensaios com injeção de mercúrio (MICP) para estimativas de distribuição de garganta de poros e os valores obtidos através da distribuição T2, em diferentes tipos rochas (Coates *et al.*, 2000).

O modelo KTIM utiliza-se o *cutoff* entre o BVI e o CMFF no espectro T2 (Equação 1; Figura 26) – no presente trabalho utilizamos o *cutoff* de 100 ms, pois apesar de ter sido muito alterado pós-diagênese com consequente substituição por sílica, ainda se utilizou o *cutoff* característico de carbonatos (Coates *et al.*, 2000) – e é necessária calibração com resultados em análises de *testemunho* obtidos a partir do MICP. É o modelo mais flexível, pois permite seu uso em reservatórios saturados de diferentes fluidos, e comumente utilizado para obter a permeabilidade em intervalos onde não houve recuperação de SWC (Rider, 2011). Em zonas de gás, a permeabilidade é subestimada devido ao baixo índice de hidrogênio, exigindo a correção das variáveis, como TCMR e BVI – zonas saturadas de gás em uma determinada pressão retornará resultados superestimados de fluidos irreduzíveis, onde óleos pesados, que geralmente apresentam baixos T2 poderão ser lidos como BVI (Coates *et al.*, 2000).

Equação 1: Equação para estimar a permeabilidade da formação a partir do método Timur-Coates (Coates *et al.*, 2000) k = permeabilidade Timur-Coates; Φ = porosidade efetiva do NMR; FFI = Índice de fluido livre; BVI = Volume de fluido irreduzível; C = constante de calibração (obtida através de análises de testemunho).

$$k = \left[\left(\frac{\phi}{C} \right)^2 \left(\frac{FFI}{BVI} \right) \right]^2$$

O modelo KSDR utiliza a média logarítmica do T2 como representante da propriedade que reflete a distribuição de garganta entre poros (Equação 2; Figura 26). Este método funciona melhor em reservatórios saturados em água. Em reservatórios saturados de gás, a média T2 é suprimida devido a efeitos de difusão entre as moléculas, onde resultado é subestimado. O contrário acontece em reservatórios saturados em óleo leve ou filtrado de lama, pois a polarização parcial de algumas moléculas de hidrogênio superestima os resultados (Coates *et al.*, 2000).

Equação 2: Equação para determinar a permeabilidade através do método Schlumberger-Doll Research. (Kenyon *et al.* 1988). Φ = porosidade efetiva do NMR; T_{2gm} = média geométrica da distribuição T2; a = variável dependente da formação

$$k = a T_{2gm}^2 \phi^4$$

Em reservatórios fraturados, ambos os modelos apresentarão valores muito baixos de permeabilidade, isso pois estes modelos apenas refletem a permeabilidade na matriz. Também deve-se manter em mente que a estimativa da permeabilidade a partir dos *logs* sempre será problemática, pois esta é uma propriedade de grande escala na formação e os logs nos fornecem propriedades pontuais. Além disso, é extremamente necessário a calibração junto as análises de testemunho (Coates *et al.*, 2000).

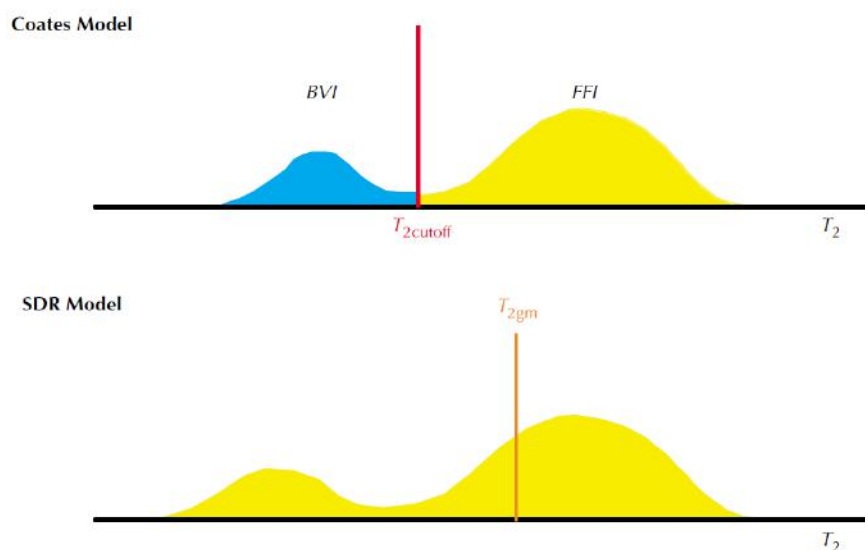


Figura 26: O modelo Coates (KTIM) utiliza a razão fluido livre (CMFF) e volume de fluido irreduzível (BVI) para explicar as mudanças na razão superfície/volume. Já o modelo Schlumberger (KSDR) utiliza da média T_2 para descrever a mesma razão (Coates *et al.*, 2000).

3.1.8.3 Light Hydrocarbon Corretion (LHC)

A avaliação de um reservatório heterogêneo é extremamente complexa, ainda mais quando saturado em gás ou hidrocarbonetos leves, como o caso da Formação Macabu, no bloco BM-C-33. A ferramenta de ressonância magnética (NMR), como já mencionado, se difere das convencionais por fornecer uma leitura independente da matriz – litologia – ou seja, provém de dados detalhados relacionados à porosidade da formação e fornece uma boa avaliação do potencial reservatório da rocha (Hamada, 2009). Contudo, hidrocarbonetos gasosos e condensado possuem longos valores de T_1 e baixos valores de Índice de hidrogênio (HI), o que impacta diretamente nas estimativas de porosidades.

As porosidades a partir do RHOB são superestimadas devido à densidade reduzida do gás. O efeito é oposto ocorre no perfil TCMR, nos quais os valores são muito baixos devido a dois fatores: (1) o baixo IH do gás; e (2) déficit de polarização do gás. (Freedman, *et al.*, 1998; Freedman, *et al.*, 2006). O baixo IH é familiar, pois o mesmo ocorre na ferramenta NPHI. O déficit de polarização ocorre devido ao fato reservatórios saturados em gás, aparentemente, possuem altos ranges de tempo T1. Este efeito faz com que os perfis de porosidade de densidade e NMR exibam um efeito de cruzamento em zonas de gás, semelhante ao exibido em perfis de nêutrons/densidade, resultando na subestimação das porosidades a partir do NMR. Para isso, é necessário aplicar o *workflow Light Hydrocarbon Correction* (LHC), ou Método de correção da porosidade a partir da combinação de densidade e ressonância magnética para reservatórios com gás (DMR), que combina os resultados do NMR com densidade da matriz, a fim de prever a porosidade e saturação de gás na zona lavada (Freedman *et al.*, 2006).

A figura 27 exemplifica o método. O intervalo registrado é um folhelho sobreposto por um arenito lamoso saturado por gás. Note que o cruzamento entre NPHI/RHOB na areia gasosa é suprimido. A resposta da ferramenta NMR na zona de gás não é afetada pelos folhelhos e exibe um efeito de cruzamento entre as porosidades NMR/Densidade. O volume de gás presente no *track 1* e a porosidade total corrigida para gás no *track 2* foram calculados a partir do *workflow*. O método DMR fornece uma técnica simples e robusta para avaliar reservatórios contendo gás; no entanto, outros métodos são necessários para diferenciar a água dos óleos viscosos (Freedman *et al.*, 2006).

Este *workflow* de correção de porosidade a partir da curva de densidade fornece certas vantagens em relação à tradicional combinação RHOB-NPHI para avaliação de zonas saturadas em gás. Primeiro, o uso da combinação RHOB-NPHI para detecção de gás nem sempre é confiável devido aos efeitos de folhelhos e de possível absorvedores térmicos de nêutron, que podem suprimir o efeito de cruzamento. Sob essas condições, o método DMR fornece um sinal de gás mais robusto porque o perfil de NMR responde apenas aos fluidos na formação e é menos afetado pela mineralogia. Em segundo lugar, ao combinar diferentes medições, é desejável que as ferramentas investiguem o mesmo volume de formação (ou seja, nas dimensões radial, vertical e azimutal). A este respeito, a resolução vertical e a cobertura azimutal da ferramenta NMR coincidem com a da ferramenta de densidade. Por causa da invasão do filtrado, também é vantajoso combinar medições que tenham profundidades de investigação próximas.

Ferramentas de NMR de leitura superficial, combinam bem com a profundidade de investigação das ferramentas de densidade (Freedman, *et al.*, 1998).

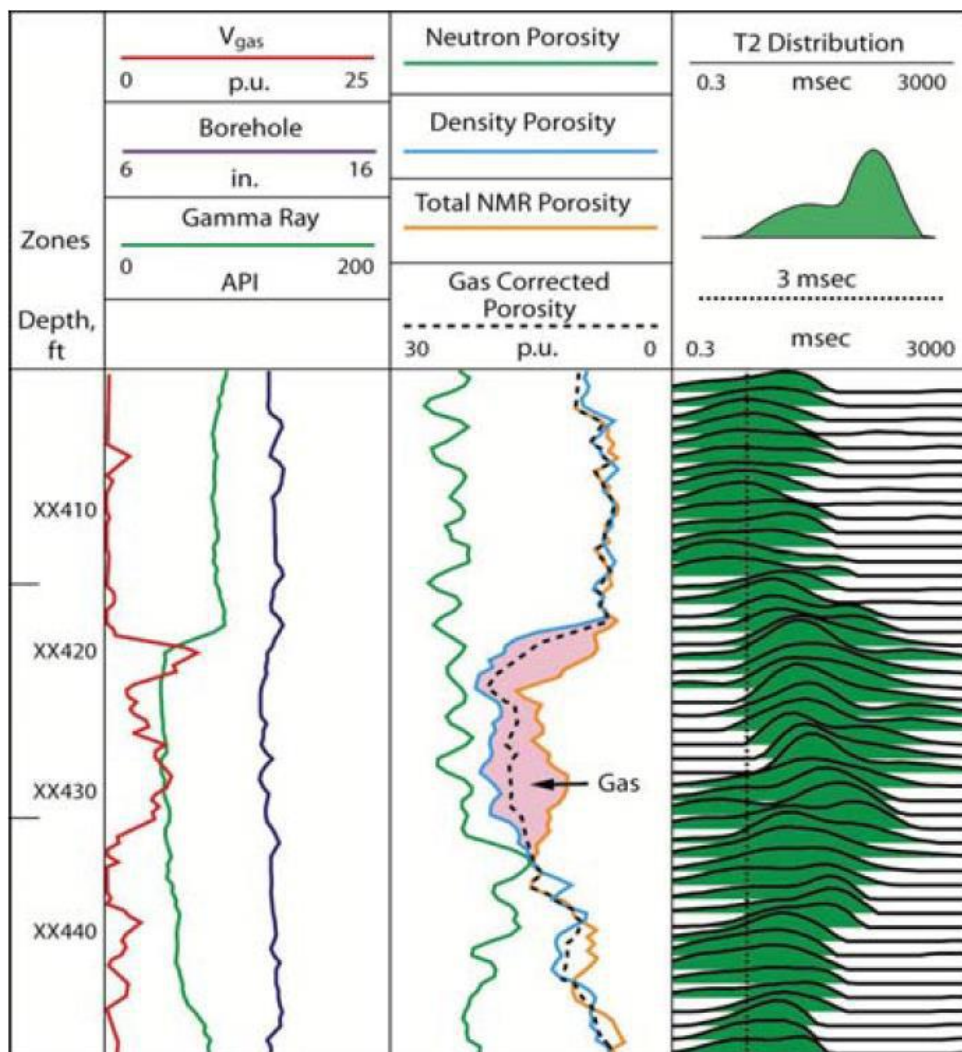


Figura 27: Log mostrando o método DMR em um arenito folhelhoso contendo gás. Os logs de densidade e porosidade NMR exibem um efeito de cruzamento no intervalo do gás. Absorvedores de nêutrons térmicos no arenito lamoso fazem com que as porosidades dos nêutrons sejam lidas muito altas e suprime o cruzamento nêutron/densidade. O volume de gás (V_{gas}) no track 1 e porosidade corrigida de gás no track 2 são calculados com uso das equações DMR (Freedman *et al.*, 2006).

A correção para hidrocarbonetos leves (LHC) é baseada em soluções determinísticas entre a densidade da matriz e a porosidade NMR, e é possível executá-la facilmente no Software IP. O primeiro passo do método é calcular a porosidade da densidade úmida (Equação 3), onde, caso o resultado seja maior do que a porosidade efetiva NMR (CMRP_3MS), é necessário

aplicar o LHC, caso não, não é necessário. O método pode ser aprimorado caso se tenha dados de densidade de SWC, o que não é o caso neste estudo (Help IP 2021; Freedman *et al.*, 2006).

Equação 3: Equação para determinação da porosidade da densidade úmida da formação (Help IP 2021)

$$PHID_W = (Rhoma - Rhob - VCL * (\frac{Rho - Rhowcl}{Rhoma - Rhofluid}))$$

As polarizações de gás e água são calculadas para essas equações com base no parâmetro de polarização e nos parâmetros de tempo T1 do fluido, junto ao fator de índice de hidrogênio (HI). Em uma rocha molhada com água, assume-se que todo o gás está contido no Fluido Livre. Supõe-se que a água ligada seja 100% polarizada, de modo que apenas HI é aplicado ao termo do NMR (Equação 4). Os outros termos de fluido na equação de NMR têm fatores HI e de polarização aplicado (Help IP 2021). A partir daí, é calculada, simultaneamente, as seguintes equações:

Equação 4: Equação para determinação da porosidade efetiva a partir da correção DMR-LHC.

$$\begin{aligned} P_W &= HI_W * 1 - e^{\left(\frac{-T_W}{T_{1W}}\right)} \\ P_G &= HI_G * 1 - e^{\left(\frac{-T_W}{T_{1G}}\right)} \end{aligned} \quad \rightarrow \quad PHIE_{NMR} = (FF * Sgff * P_G) + (FF * (1 - Sgff) * P_W) + (HI_W * BFE)$$

As correções para porosidade efetiva (PHIE_f), o fluido livre (FF) e a porosidade total (PHIT_f) são então calculadas a partir dos dados de contribuição de gás e água no fluido livre, e água capilar adsorvida (Help IP 2021).

Também é possível capturar bins segmentando as respostas de T2_norm (ms), corrigido para LHC, onde valores entre 0.3 e 3 ms são característicos de CBW, enquanto valores entre 3 e 100 ms, são característicos de BVI, e valores entre 100 e 3000 ms são característicos de FF em rochas carbonáticas (Figura 28) (Help IP 2021). Estes bins, ou caixas, auxiliam na avaliação e caracterização da formação em diferentes tamanhos de poros, onde os elevados valores de T2 representam fluidos em poros maiores, e conseqüentemente os menores valores, representação fluidos irreduzíveis e/ou menores tamanhos de poros.

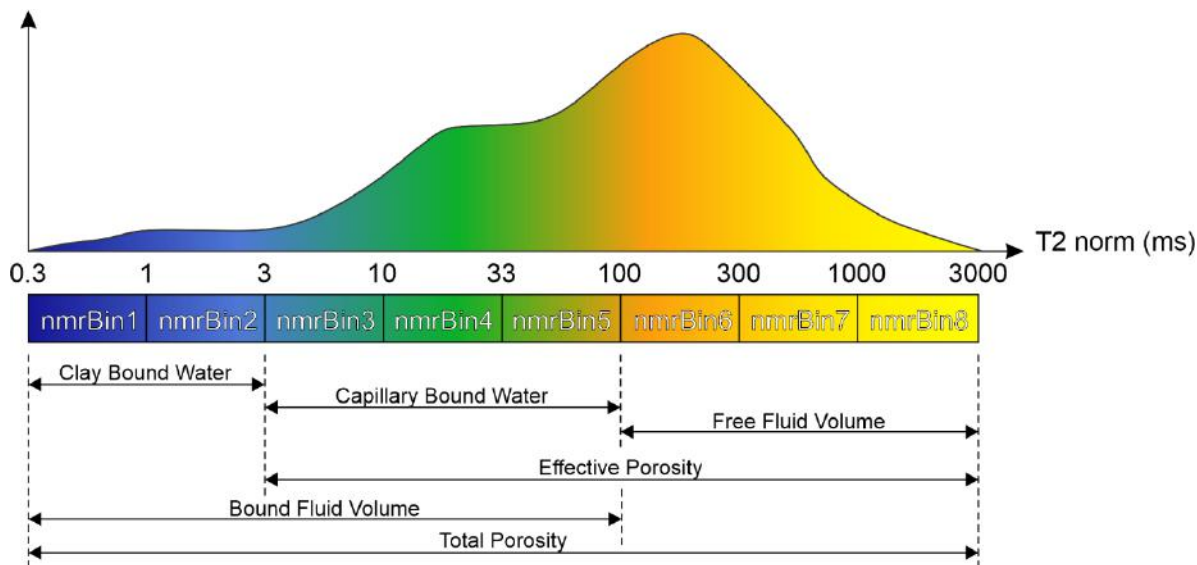


Figura 28: Desenho esquemático representando a distribuição T2 para os bins estabelecidos pelo autor. Os Bins 1 e 2 são representantes da água ligada a argila (CBW); Bins 3, 4 e 5 representam a água ligada por capilaridade em carbonatos (BVI). Acima do *cutoff*, de 100ms ocorrem o fluido livre em carbonatos. Quando maior o tempo de relaxação, maior o tamanho do poro. Esta distribuição e segmentação auxilia na caracterização da formação em relação a tamanho de poros.

3.1.8.4 Clay-bound water saturation como indicativo de volume não reservatório.

O volume água ligada à argila (CBW) pode ser obtido a partir da relação entre a porosidade total obtida no perfil de NMR e a porosidade efetiva (Equação 5). O resultado pode ser subestimado em reservatórios com baixos índices de hidrogênio, característica comum em reservatórios saturados de gás. Esta metodologia é contraindicada em reservatório majoritariamente carbonáticos (Coates *et al.*, 2000).

Equação 5: Equação para obtenção do volume de água contida na estrutural dos argilominerais (CBW) (Coates *et al.*, 2000). CBW = volume de água ligada a argila; TCMR = porosidade total do NMR; CMRP_3MS = porosidade efetiva do NMR.

$$CBW = \frac{TCMR - CMRP_3MS}{TCMR}$$

3.1.9 Espectroscopia de elementos (ECS)

A ferramenta de Espectroscopia de Captura Elementar (ECS) e fornece dados relacionados à ocorrência e percentual de elementos presentes na formação, possibilitando o cálculo de mineralógico da matriz da rocha. Através do princípio de espectroscopia de raios gama de

captura induzida por nêutrons, a sonda determina o teor elementar relativo ao medir os raios gama remanescentes, produzidos quando nêutrons bombardeiam a formação e perdem energia conforme sofrem espalhamento, começando pelo H. Os elementos primários mensurados pela ferramenta incluem Si, Ca, Fe, S, Ti, Gd, Cl e H (Schlumberger). É uma ferramenta que fornece robustez na avaliação petrofísica de poços, e uma das mais importantes ferramentas atuais utilizadas no Pré-sal.

Além disso, é uma ferramenta que fornece o quantitativo de litologia, onde é possível combinar diferentes elementos para calcular estimativas de litologia, como argila, a partir da concentração de Si, Ca e Fe, e carbonatos a partir da concentração de Ca, ou até Si por si própria (Schlumberger) (Figura 29). Também contribuem para a determinação de anidrita, a partir do Ca e S, como também de pirita, siderita, entre outros. O restante da formação é interpretado como QFM (quartzo + feldspato + mica). Possui um papel importante fornecendo as propriedades correspondente a matriz da rocha, incluindo a densidade da matriz (RHGE) e sigma da matriz, a partir da resposta do peso seco (DW) da formação (combinação entre Si, Ca, Fe e RHOB), que são parâmetros importantes na correção LHC (Schlumberger).

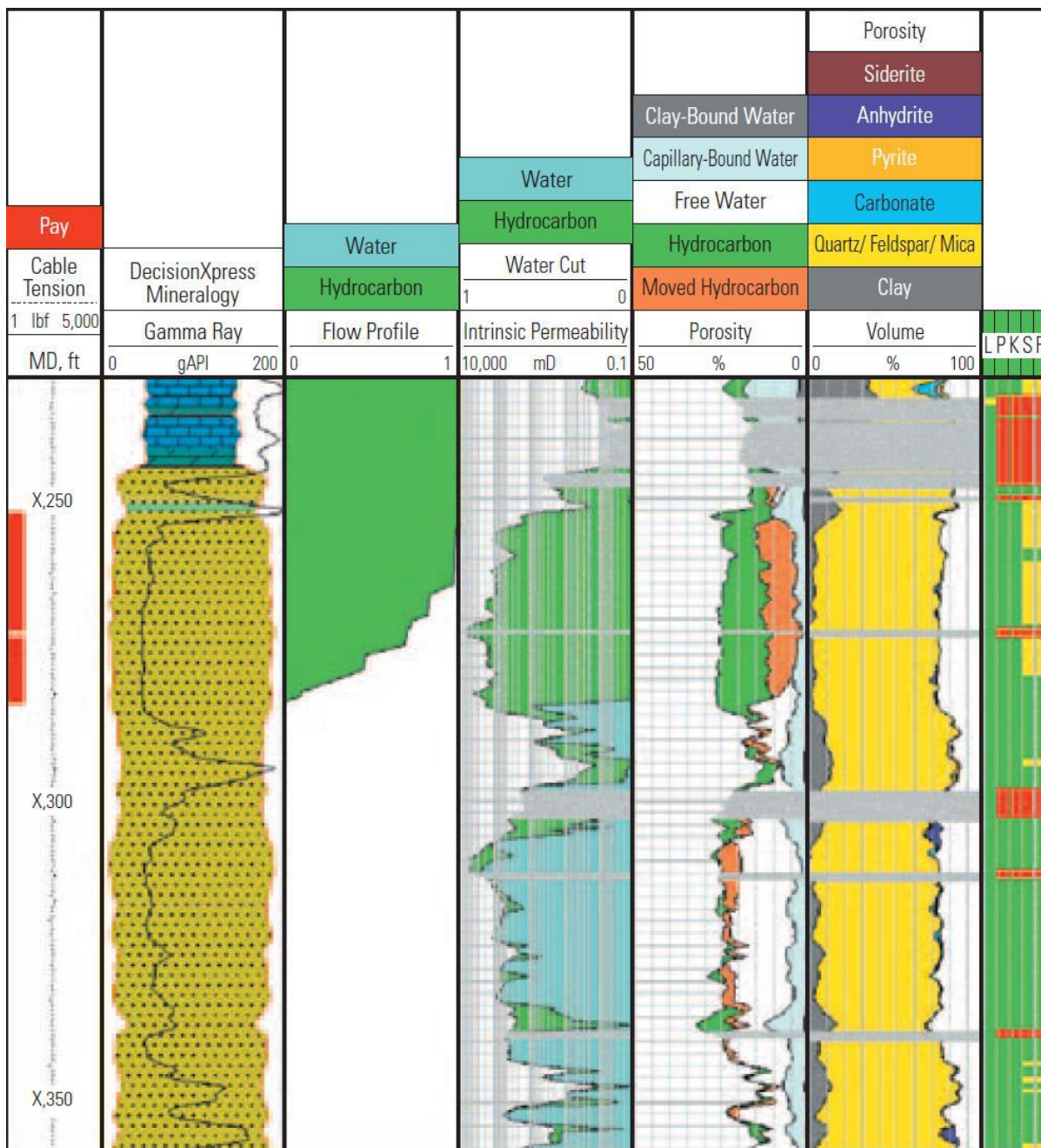


Figura 29: Plot de um perfil geofísico de poço de uma sequência siliciclástica. Os *flags* em cinza demonstram intervalos os quais os dados de input possuem baixa qualidade devido à instabilidade no poço ou outras razões. A porosidade, permeabilidade e saturação de fluido são utilizadas como input para determinar o intervalo *pay*, através de *cutoffs* (Schlumberger. Acesso em: 01/09/2022).

A precisão estatística da ferramenta é dependente das condições do ambiente. A medição é baseada na captura através da parede do poço, o que inclui a lama de perfuração e a zona invadida, onde o diâmetro do poço e o fluido contido na formação, detêm papel importante em respeito à qualidade do dado. O peso da lama é insignificante para a ferramenta. Em poço com

diâmetro < 8in, preenchidos por água ou óleo, a intervenção no dado é mínima (< 20%). Altas salinidades também podem afetar a qualidade dos dados (Figura 30) (Schlumberger).

Element	Si (wt %)	Ca (wt %)	Fe (wt %)	S (wt %)	Ti (wt %)	Gd (ppm)
Statistical Uncertainty	2.16	2.19	0.36	1.04	0.10	3.48

Figura 30: Incertezas relacionadas a leituras de determinados elementos (Schlumberger, 2000).

4 MATERIAIS E MÉTODOS

4.1 Materiais

Para a realização deste trabalho, foi necessário a requisição de 1 poço exploratório (1-REPF-12D-RJS) e todos os seus dados de perfis e informações adicionais relacionadas a pasta de poço, fornecidos pelo Banco de Dados de Exploração e Produção (BDEP) da Agência Nacional do Petróleo (ANP), obtidos através do Projeto Campos, intitulado “Evolução tectonossedimentar do intervalo Pré-sal da Bacia de Campos” (EQUINOR/COPPETEC/Lagesed-UFRJ), através da política de obtenção de dados públicos como usuário eventual, com ofício de número PED7919/BR9302.

O envio dos dados pela ANP para o poço 1-REPF-12D-RJS, localizado na estrutura de Pão de Açúcar, apresenta perfil composto com as informações litoestratigráficas, descrições de SWC, Relatório de Análise de Fluido de Reservatório, e os perfis elétricos utilizados neste trabalho (Tabela 1), em formato DLIS.

Tabela 1: Resumo da perfilagem no poço 1-REPF-12D-RJS (Perfil composto do poço - ANP) e distribuição dos perfis elétricos que fazem parte do banco de dados do estudo.

Corrida	Diâmetro poço/revest.	Perfis	Intervalo (m)	Curvas utilizadas	Observações
LWD R5	8 ½”	Ecoscope-Sonic	6574,8-6753,8	DWSU; DWSI; DWFE; DWCA; DWAL; WCLA; WSID; WQFM; WPYR; WCLA; DTCO	4 Descendentes. Lama a base de água. Intervalo (6773,6-6858,3m) perfurado sem LWD.
LWD R6	6”	HDAM-MFR-BAP	6842,1-7151,0	GR	3 descendentes. Perfilado pela Weatherford. Lama a base de água.
WL L1R1	8 ½”	CMR-HNGS-HRLA-GR	6557,9-6780,3	GR; HFK; HURA; HTHO; CMFF; CMRP_3MS; TCMR; BFV; CBW; KTIM; KSDR; T2_Dist; RES	Perfilagem normal, sem perda de tempo
WL L2R1	8 ½”	CMR-HNGS-GR	6711,4-6855,0	GR; HFK; HURA; HTHO; CMFF; CMRP_3MS; TCMR; BFV; CBW; KTIM; KSDR; T2_Dist	Perfilagem normal, sem perda de tempo.
WL L2R2	8 ½”	FMI-MSIP-PPC-GR	6604,9-6861,1	CAL; DT; GR	Sem tempo perdido. MSIP foi corrido

					(6652-6043m) no modo CBL dentro do revestimento 9 5/8 “
WL L2R4	8 ½”	TDD-CNL-HRLA-ECS-GR	6590,2-6845,1	CAL; RES; DWSU; DWSI; DWFE; DWCA; DWAL; WCLA; WSID; WQFM; WPYR; WCLA; PEFZ; GR; RHOB; NPHI; RHGE	Sem tempo perdido. TD do poço não atingida. Profundidade máxima alcançada: 6845m. Arrasto. 1000lb de overpull aplicado.
WL L4R1	6”	CMR-HNGS-PPC	6844,9-7159,8	GR; HFK; HURA; HTHO; CMFF; CMRP_3MS; TCMR; BFV; CBW; KTIM; KSDR; T2_Dist;	TD alcançada a 7153,6m. Profundidade correlacionada e amarrada à segunda corrida em 6” (FMI-MSIP) pois houve dificuldade em encontrar correlação de profundidade entre os logs CMG de 6” e de 8 ½”
WL L4R2	6”	FMI-MSIP-PPC-GR	6408,4-7156,0	CAL; DT; GR	MSIP foi corrido em poço aberto e no modo CBL-VDL no liner de 7”
WL L4R3	6”	HRLA-TDD-CNL-GR	6859,0-7144,0	RES; GR; CAL; RHOB; NPHI; PEFZ	Ferramenta alcança TD ou preenchimento em 7144m

4.2 Métodos

Inicialmente, antes de carregar as curvas no software Interactive Petrophysics® (Lordy’s Register), foi feito um estudo do resumo da perfilagem contido no perfil composto do poço (Tabela 1), onde constou que a seção Pré-sal, foco deste trabalho, foi perfurada com lama a base de água e a análise petrofísica prévia das curvas identificou a presença de hidrocarbonetos no intervalo entre 6610m e 7020m de profundidade, compreendendo a Formação Macabu e Formação Cabiúnas. Além disso, foi realizado um teste de formação revestido no intervalo 6612-6830m de profundidade, identificando uma possível produção de óleo leve com gás. Também vale ressaltar que, no intervalo 6536-6609m, o poço sofreu com perda de fluidos, chegando a valores de 600bbl/h, além perda de amostragens, com ocorrência de *kick* e *packoff* de ferramentas, e comprometimento da aquisição de determinados dados petrofísicos. Dito isso, o foco de estudo será apenas na Formação Macabu, abaixo da zona de perda, ou seja, o intervalo reservatório da formação, não compreendendo a formação vulcânica Cabiúnas. A figura 31 demonstra o fluxograma seguido durante este estudo.

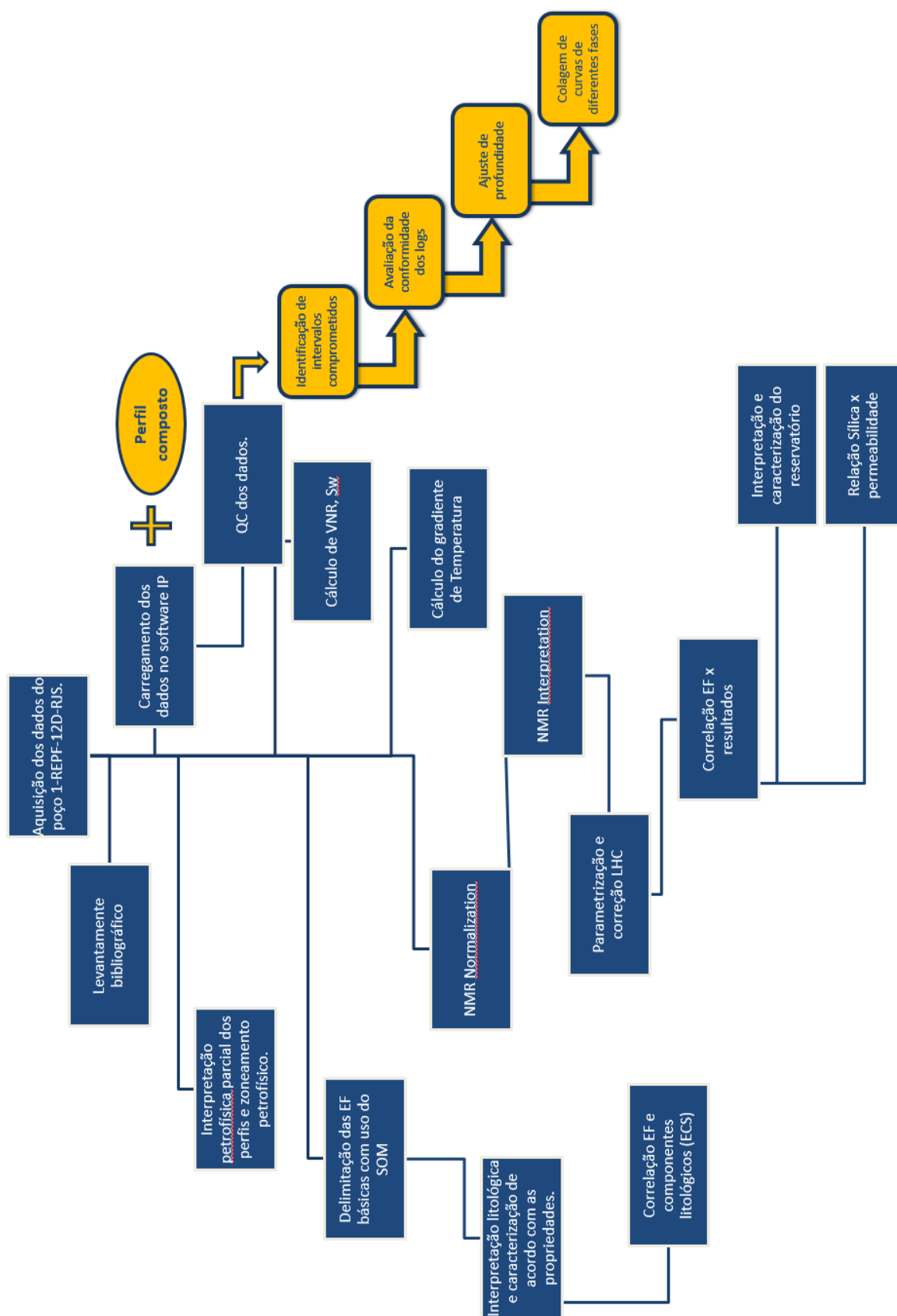


Figura 31: Fluxograma para execução da avaliação petrofísica integrada desenvolvido para este estudo.

Ao serem carregados no software IP, os dados se apresentaram repetidos e com problemas em determinadas profundidades, além de apresentarem diferentes fases de aquisição (Tabela 1), por vezes resultando em sobreposição de curvas da mesma propriedade em determinados intervalos. Como critério para a seleção das curvas mais confiáveis, foi dada uma preferência pelas curvas que cobriam maiores intervalos de profundidade, ou que possuíam início de leitura mais rasa na coluna (Figura 32). Apesar da base de dados DLIS possuir muitos dados LWD, também foi dada uma preferência para dados adquiridos via *wireline*, pois estes são os que definem a profundidade final do poço, além de possuírem qualidade superior aos dados de perfis adquiridos durante a perfuração (LWD).

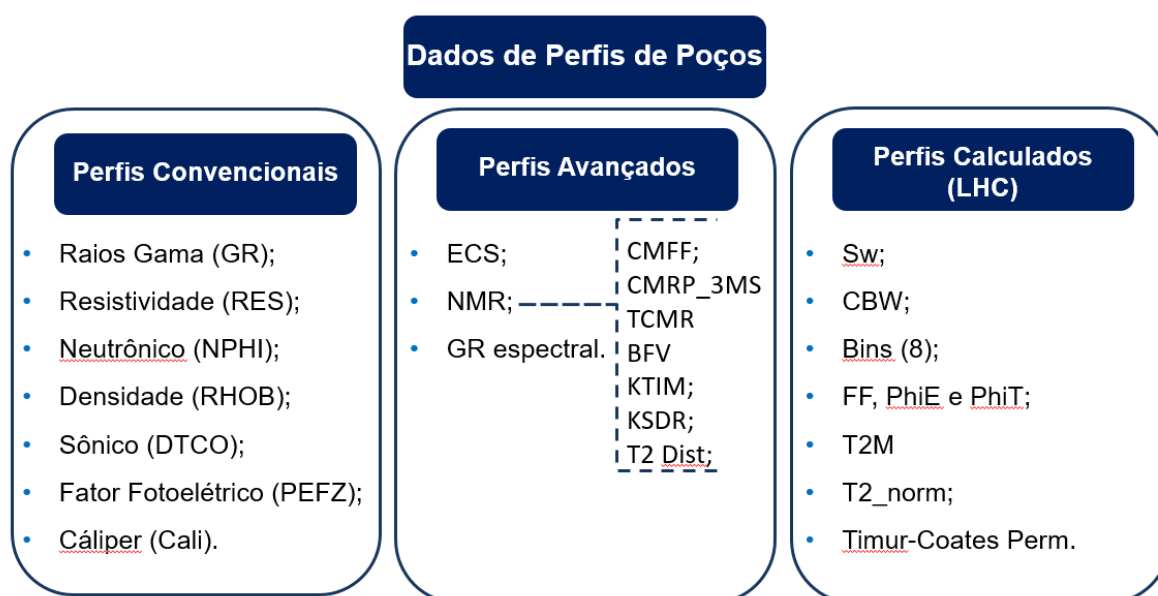


Figura 32: Perfis elétrico selecionados e utilizados como inputs durante a avaliação petrofísica do poço.

Com as curvas selecionadas (Figura 33a), foi necessário realizar o ajuste de profundidade, visto que as curvas não apresentavam correlação de profundidade entre as diferentes corridas. Esta etapa é extremamente importante quando se busca uma maior confiabilidade nos dados. Feito o ajuste de profundidade, foi necessário realizar a união entre as curvas (Figura 33b), resultando em uma curva contínua. As curvas obtidas através da ferramenta de ressonância magnética (CMFF, CMRP_3MS, TCMR, BFV e T2 Dist) e ECS necessitaram de um cuidado especial, principalmente aquelas em formato *array*. O ajuste de profundidade nos dados *array* foi feito apenas em um ponto específico. Estas curvas foram utilizadas como *input* nas análises de porosidade, permeabilidade e caracterização do intervalo reservatório.

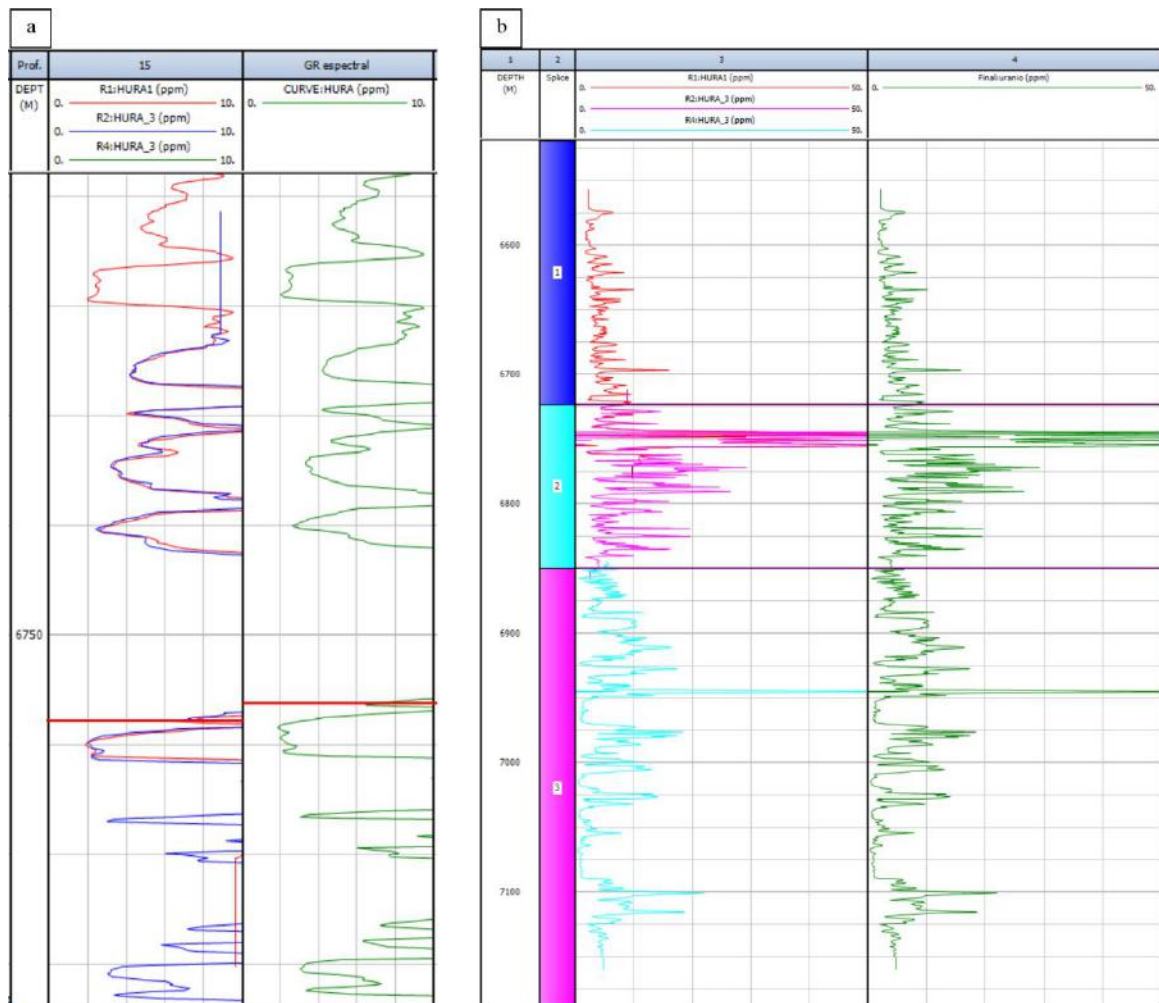


Figura 33: Curvas de diferentes corridas antes do ajuste de profundidade (*track 2*) e após o ajustes de profundidade (*track 3*). Observa a discrepância em torno da profundidade 6759m, corroborando com a necessidade do ajuste; b) Feitos os ajustes de profundidade, é aplicado a união entre as curvas selecionadas (*track 3*), resultando em uma curva contínua (*track 4*).

Foram identificados intervalos, além da zona de perda, onde há ausência de leitura ou dados comprometidos, anômalos, principalmente relacionados às curvas PEFZ, DT e RHOB. Estes efeitos são relacionados às zonas de perdas de fluidos ou à troca de sapata de revestimento não planejada. Estes intervalos foram reconhecidos, zoneados, e ficaram fora da posterior análise de eletrofácies com o uso da ferramenta SOM (Figura 34).

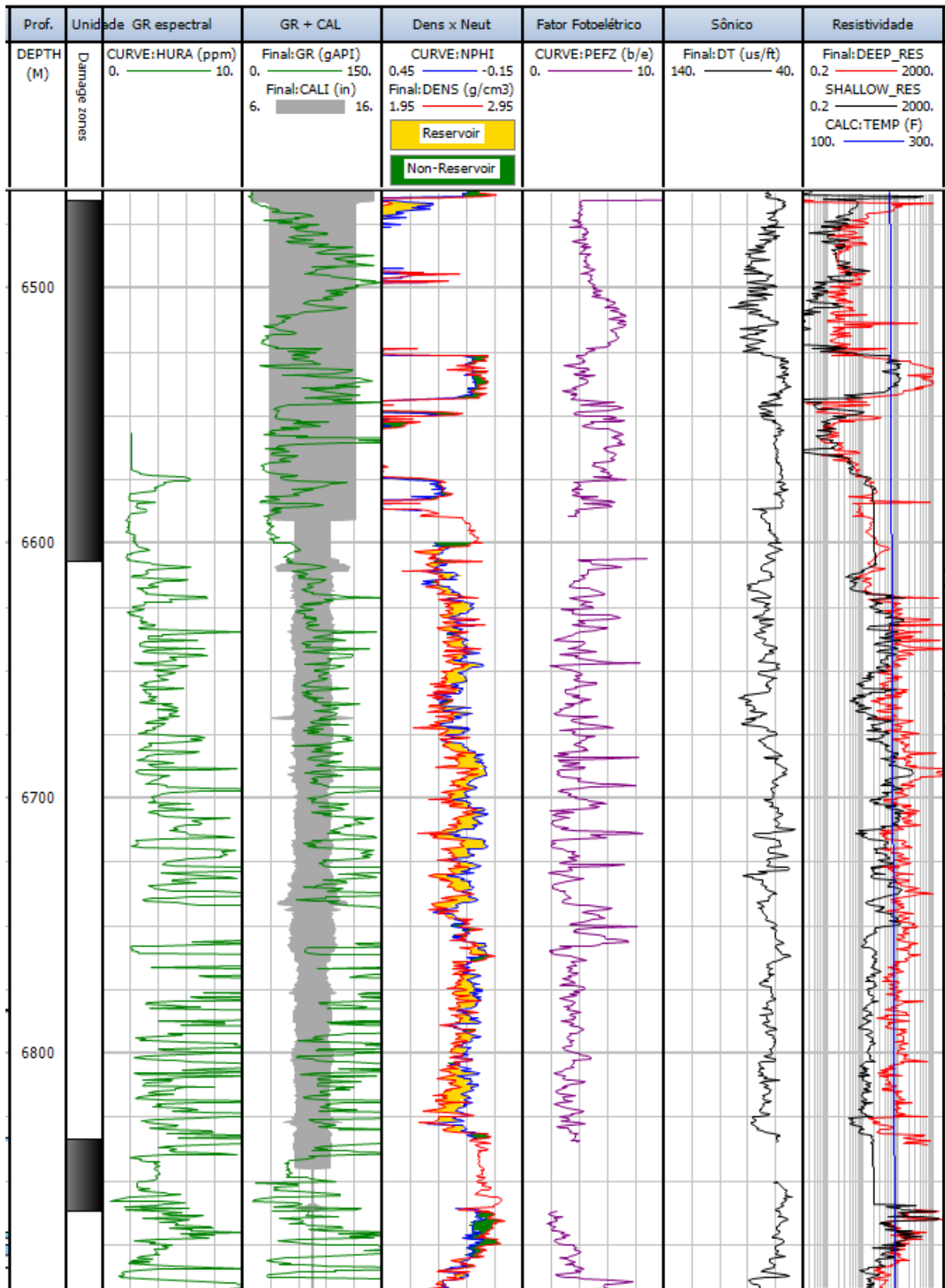


Figura 34: Perfil geofísico de poço destacando o zoneamento de intervalos (*track 2*) com dados comprometidos ou ausência de dados. Da esquerda para a direita, Profundidade (*track 1*), zonas de dano (*track 2*), Urânio (*track*

3), Raios Gama/Caliper (*track 4*), Densidade/Neutrão (*track 5*); Fator fotoelétrico (*track 6*); Sônico compressional (*track 7*); Resistividade (*track 8*). Observe o intervalo superior, com dados anômalos nas curvas RHOB e NPHI, resultado de invasão com perda de fluido na profundidade 6541m. A ausência de dados nos perfis NPHI, PEFZ e DT no intervalo inferior é devido a troca de diâmetro do revestimento.

O software Interactive Petrophysics® possui ferramentas, com *workflows* que auxiliam na interpretação dos dados obtidos com a ferramenta NMR, em conjunto com as curvas convencionais. Estas ferramentas são denominadas *NMR Normalization* e *NMR Interpretation* (Figura 35). Primeiramente, foi feita uma normalização da curva T2_Dist, utilizando como parâmetro a curva CMRP_3MS e configurando para valores de T2 entre 0.3 e 3000 ms, resultando na curva T2_norm. Esta normalização é necessária para configurar a curva dentro do software de acordo com a ferramenta utilizada para adquiri-la.

Feito isso, iniciou-se a ferramenta *NMR Interpretation*, configurando os parâmetros que seriam utilizados nos cálculos dos nossos resultados (Figura 35). Antes disso, foi necessário calcular a curva de temperatura (°F) com o auxílio da ferramenta *Calculate Temperature Gradient* utilizando as informações constadas no perfil composto (Figura 34). Por se tratar de um reservatório que apresenta óleo leve e gás, foi necessário utilizar o *workflow* no software IP 2021 para correção de déficit de porosidade, uma vez que a leitura da ferramenta é afetada pelo baixo valor do IH (índice de hidrogênio) e pela insuficiente polarização que ocorrem em reservatórios portadores de gás. Como input, foi utilizado os perfis de porosidade NMR, RHOB, Densidade da Matriz e RES. Para aplicar este *workflow*, foi preciso estimar a densidade do hidrocarboneto e índice de hidrogênio (IH) do fluido, e o tempo longitudinal de relaxação (T1) do hidrocarboneto (gás) com o uso da ferramenta *Basic Log Functions*, através da densidade do gás registrada no Relatório de Análise de Fluido de Reservatório (Figura 35). Como resultado deste *workflow* ferramenta *NMR interpretation* e aplicação da correção LHC, foram gerados como resultado os perfis calculados (LHC), presentes na figura 36.

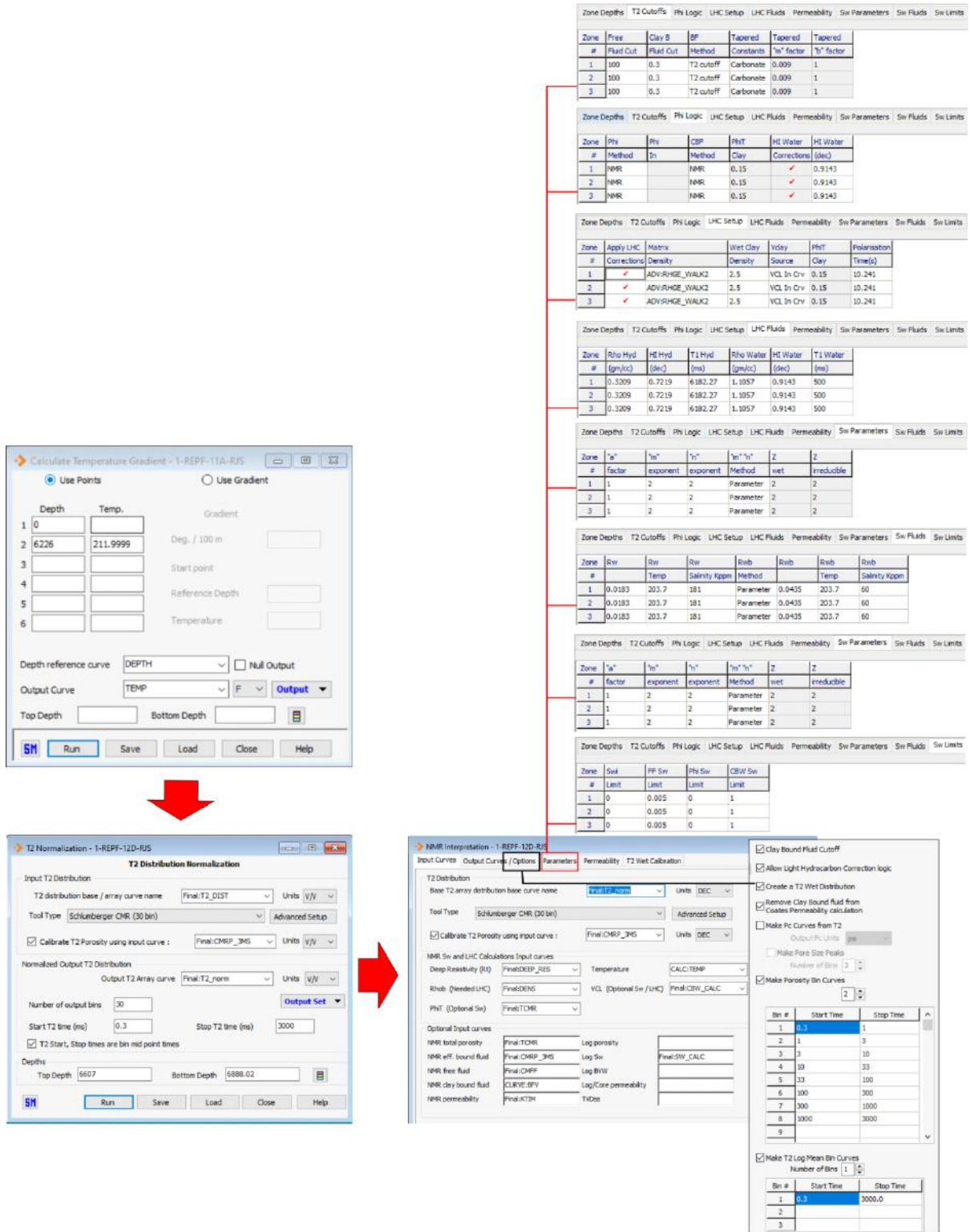


Figura 35: Fluxograma da ferramenta *NMR Interpretation* utilizada neste trabalho.

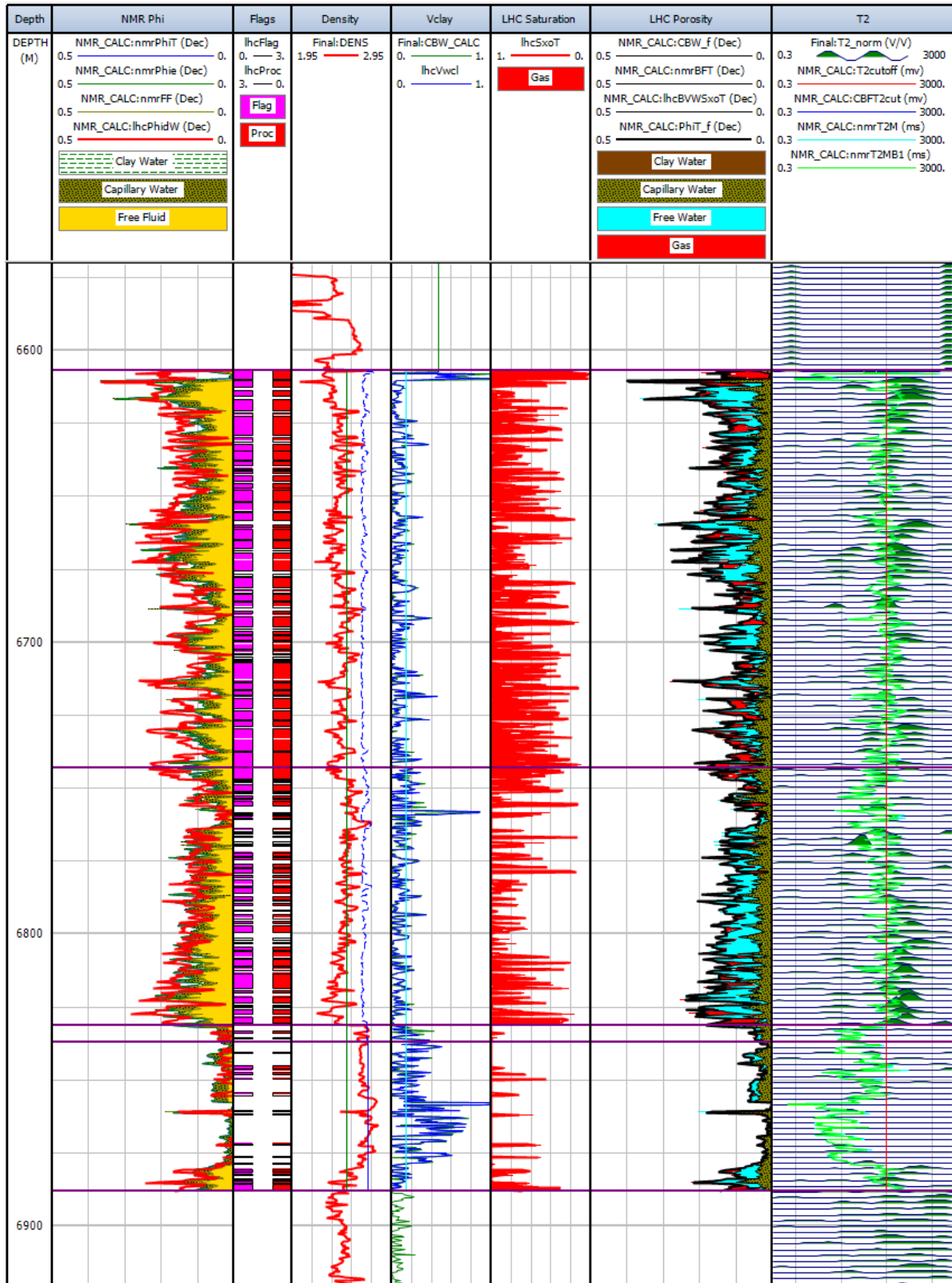


Figura 36: Plot de comparação entre as curvas antes e depois da correção para hidrocarbonetos leves. O track *NMR Phi* mostra nmrPHIT, nmrPHIE e nmrFF, com sombreados entre eles para mostrar água ligada a argila, água ligada por capilaridade e fluido livre. Ao lado destes é plotado lhcPhidW, a porosidade de densidade calculada assumindo $\rho_{\text{fluid}} = 1$. A separação entre as porosidades lhcPhidW e nmrPhi sinaliza uma zona afetada por hidrocarbonetos

leves. A comparação é feita com nmrPHIE no caso em que a Porosidade da Densidade foi corrigida com argila, e com nmrPHIT no caso em que a Porosidade da Densidade não é corrigida com a argila (fonte Vclay = Curva de de input calculada CBW); O track *Flag* mostra 2 curvas de flag: lchFlag indica uma subestimação de porosidade NMR e é gerado quando $lhcPhidW > nmrPHIE$, e lhcProc que indica onde as correções foram aplicadas. O track *Density* mostra a curva de Densidade de entrada, juntamente com linhas interativas para ajustar os parâmetros *Matrix Density* e *Clay Density*. O track *Vclay* mostra a curva Vclay de entrada e a curva lhcVwcl junto com a linha interativa para ajustar o parâmetro PHIT Clay. O track de *LHC saturation* mostra a saturação SxoT final resultante, calculada pela solução simultânea das equações de resposta da ferramenta Densidade e NMR. Os gráficos do track *LHC porosity*: água de ligação de argila (CBW_f), fluido irreduzível total (nmrBFT) e lhcBVWSxoT e PHIT_f corrigidos pelo LHC. As sombras são empilhadas da seguinte forma: 0 - CBW é Clay-Bound Water; de CBW para BFT é água capilar irreduzível; da capilaridade para o BVWSxo é Água Livre, e do restante do Fluido Livre para PHIT é Gás. O track T2 mostra a distribuição T2 de entrada, com linhas interativas para os pontos de corte.

Para determinar o *Gross Pay* e *Net Pay*, ou seja, os intervalos reservatórios e os intervalos produtíveis, respectivamente, foram definidos de acordo com os seguintes parâmetros, retirados de um estudo no Campo de Mero, nos carbonatos da Formação Barra-Velha, Pré-sal da Bacia de Santos (Jesus *et al.*, 2019).

Tabela 2: Fatores de corte para geração da razão NTG.

Parâmetro	Fator de corte	
	GROSS PAY	NET PAY
PHIE	≥ 0.06	≥ 0.06
SW	-	≤ 0.6
CBW	≤ 0.2	≤ 0.2
KTIM	-	≥ 1

Por se tratar de um poço saturado por hidrocarbonetos, ou seja, sua profundidade total está acima do OWC, praticamente todo o intervalo da Formação Macabu poderia ser considerado como um *Gross Pay*. Contudo, para determiná-lo foram utilizando os parâmetros presentes na tabela 2, juntamente com a interpretação do perfil geofísico de poço.

O intervalo *Net Pay* tem como objetivo destacar os intervalos com melhores qualidades reservatório, e eliminar aqueles intervalos improdutivos (Jesus *et al.*, 2019), a fim de calcular o volume de *gas in place* (GIIP). A razão *Net to Gross* (NTG) é razão entre o *Net Pay* e o *Net Gross*

em determinado intervalo, ou seja, indica a porcentagem do reservatório que preenche os requisitos para produção

Com todos estes dados/curvas configurados e plotados, inicia-se a etapa de clusterização com o uso da ferramenta *Self Organising Map* (SOM). Foram criadas 4 eletrofácies, no intervalo 6606-6888m. Os intervalos anteriormente delimitados como zonas de dano ficaram de fora do *workflow*. Foram utilizados como *input* os *logs* RHOB, DT, PEFZ, HURA, HFK e HTHO. Estas curvas foram selecionadas pois, entre as curvas convencionais, são aquelas que mais refletem as propriedades da matriz da rocha, podendo fornecer bons insights durante a caracterização litológica das eletrofácies. Para treinamento da ferramenta SOM, foi escolhido um formato do mapa hexagonal, pois este apresenta menor efeito de borda quando se comparado com o quadrático. A distorção total ficou em torno de 2,202, o que de certa forma é um valor aceito para o treinamento. A largura do mapa estabelecida foi de 30, ou seja, foi gerado um mapa 30x30, com 900 neurônios (*Nodes*), e o número de interações escolhido foi de 60000, com uma taxa de aprendizagem de 0.1. A calibração dos neurônios (*Nodes*) escolhida foi o agrupamento de neurônios por clusterização hierárquica, utilizando um método de Minimização da Distância da Soma dos Quadrados dentro do cluster, que consiste na clusterização formada de modo a minimizar o aumento nas somas dos quadrados dentro do cluster. A distância entre dois clusters é o aumento dessas somas de quadrados se os dois clusters forem mesclados. Com ajuda do *Cluster Randomness Plot*, foi determinado o número de eletrofácies escolhido e a partir daí o modelo foi rodado, resultando nos dados exemplificados na figura 37. Todos os parâmetros utilizados foram escolhidos através de testes dentro da ferramenta.

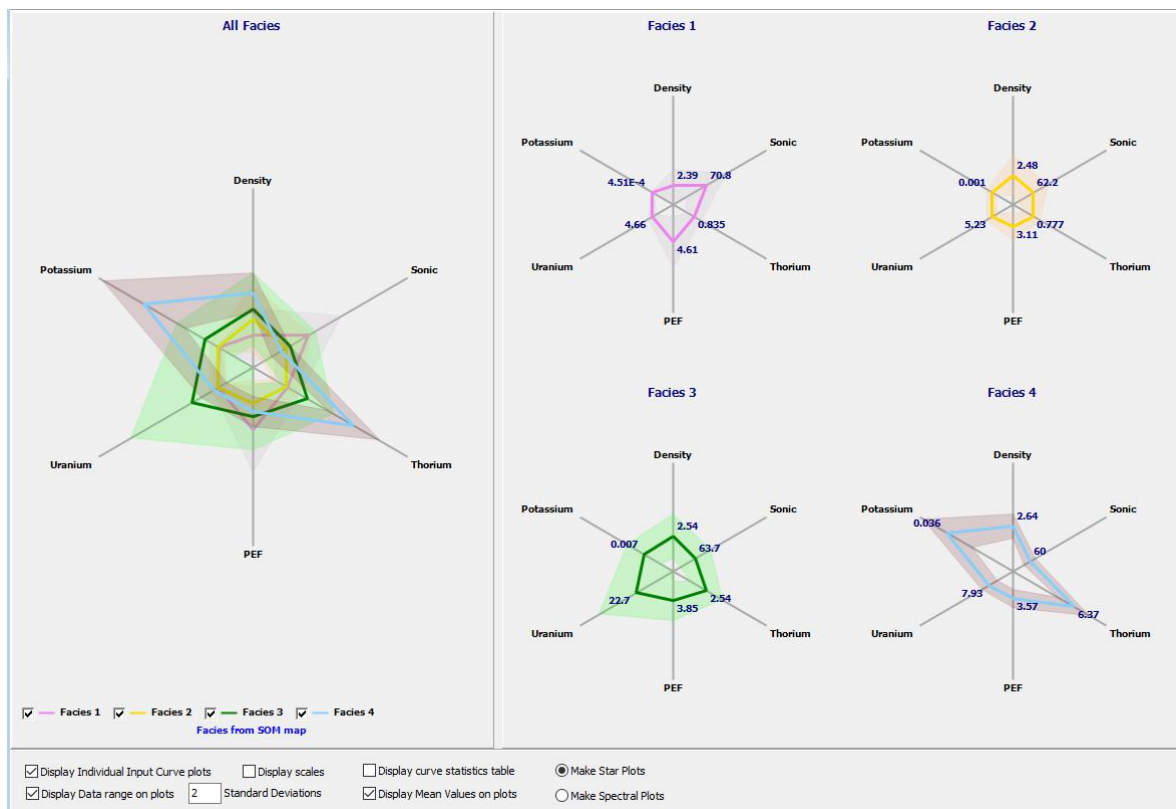


Figura 37: Starplot das eletrofácies obtidas através do *workflow Self Organising Maps*. Observe as médias em seus vértices e o *range* de valores destacados pela sombra com a cor da eletrofácies. A EF-1 (rosa) se destaca pelos seus baixos valores de RHOB e altos de PEFZ, assim como a EF-2 (amarelo), bem semelhante a anterior. A EF-3 (verde), se destaca por seus anômalos valores de U, assim como a EF-4 (azul), por seus altos valores de Th e K.

4.2.2 Self Organizing Maps

Self Organizing Map (ou *Kohonen Map* ou SOM) é um tipo de Rede Neural Artificial, introduzida por Teuvo Kohonen, na década de 80', que também é inspirada em modelos biológicos de sistemas neurais da década de 1970. Ele segue uma abordagem de aprendizado não supervisionado e treinou sua rede por meio de um algoritmo de aprendizado competitivo. O SOM é usado para técnicas de agrupamento e mapeamento (ou redução de dimensionalidade) para mapear dados multidimensionais em dimensões inferiores, o que permite que as pessoas reduzam problemas complexos para facilitar a interpretação (Kohonen, 1998).

Os mapas auto organizáveis possuem duas camadas. A primeira é a camada de entrada e a outra é a camada de saída, ou mapa de recursos. Cada neurônio em um SOM recebe um vetor de peso com a mesma dimensionalidade do espaço de entrada (Figura 38) (Kohonen, 1998).

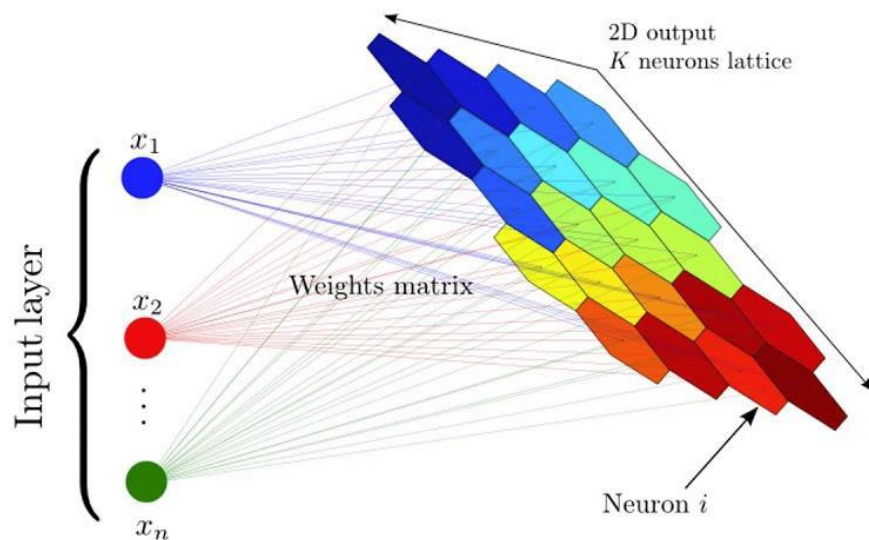


Figura 38: Arquitetura do SOM com dois clusters e n recursos de entrada de qualquer amostra (Towards Data Science Forum).

Ao contrário de outros tipos de rede neurais, o SOM não possui função de ativação nos neurônios, é passado diretamente os pesos para a camada de saída sem fazer nada. Cada neurônio em um SOM recebe um vetor de peso com a mesma dimensionalidade d do espaço de entrada. Este tipo de rede neural artificial não-supervisionado usa de aprendizado competitivo para atualizar seus pesos. A aprendizagem competitiva é baseada em 3 processos, entre eles: Competência, Cooperação e Adaptação (Kohonen, 1998).

Como já mencionado, cada neurônio no SOM recebe um vetor de peso com a mesma dimensionalidade do espaço de entrada. A figura 39 mostra um exemplo onde, em cada neurônio da camada de saída, teremos um vetor com dimensão n . A distância entre o neurônio na camada de saída e os dados de entrada é calculado, e o neurônio com menor distância será o vencedor da competição (Kohonen, 1998).

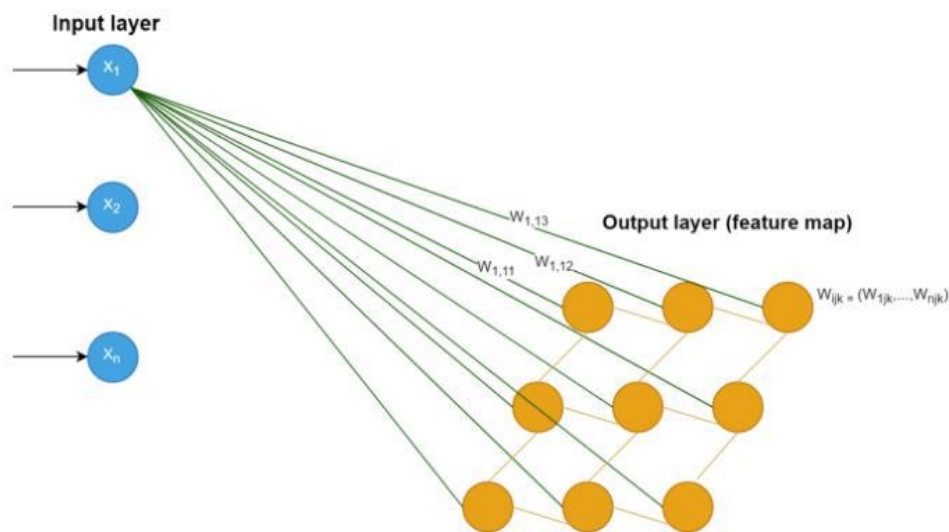


Figura 39: Desenho esquemático destacando o processo de competição, onde o neurônio com menor distância entre a camada de saída e entrada, ganha a competição (Towards Data Science Forum).

Escolhido o neurônio vencedor, é iniciada as etapas de cooperação e adaptação. O processo de cooperação consiste no fato que não somente o neurônio vencedor terá seu vetor de peso ajustado, como também seus vizinhos, que são escolhidos a partir da função de Kernel. Esta função é dependente do tempo e da distância entre o neurônio vencedor e seus vizinhos. Quanto maior a distância entre o neurônio e os dados de entrada, menos ajustado é o peso (Kohonen, 1998).

O processo é executado para o número de iterações de treinamento conforme definido pelo usuário. Após a conclusão, o SOM está pronto para calibração. O cálculo de distorção do SOM fornece uma medida de quão bem o SOM treinado está, desta forma corresponde ao conjunto de dados de treinamento e, portanto, a adequação do mapa treinado para trabalhar com esses dados. O software IP 2021 utiliza uma versão modificada de um cálculo de distorção SOM, que garante que os cálculos de SOM para mapas quadráticos para esféricos sejam igualmente ponderados e comparáveis. A modificação altera a distorção da entrada para ser a distorção média sobre a vizinhança da unidade de melhor correspondência (Help IP 2021).

5 RESULTADOS E DISCUSSÃO

A avaliação petrofísica realizada com a metodologia de *Light hydrocarbon corrections* (LHC) demonstrou que as porosidades estimadas pelo NMR apresentam déficit devido ao baixo IH e insuficiente tempo de polarização das moléculas pela presença de gás nos reservatórios da Formação Macabu. A curva de densidade de matriz estimada pelo ECS foi utilizada para calcular a porosidade pelo perfil de densidade e comparada com a porosidade efetiva do NMR. Diversas zonas de reservatório apresentaram grande discrepância entre as duas porosidades, corroborando a presença do *undercall* de porosidade (Figura 36). Esta metodologia pode ser interessante pois a densidade da matriz é uma das grandes incertezas nos cálculos de porosidade pelo perfil de densidade, e o NMR é independente de litologia. Porém existe também uma incerteza quanto ao efeito dos fluidos nas estimativas de porosidade. No presente trabalho, a curva de porosidade pela densidade foi estimada considerando a densidade de fluido da água de formação, para auxiliar na correção da PHIE pelo NMR, minimizando assim as incertezas associadas aos cálculos de porosidade pelo NMR e densidade.

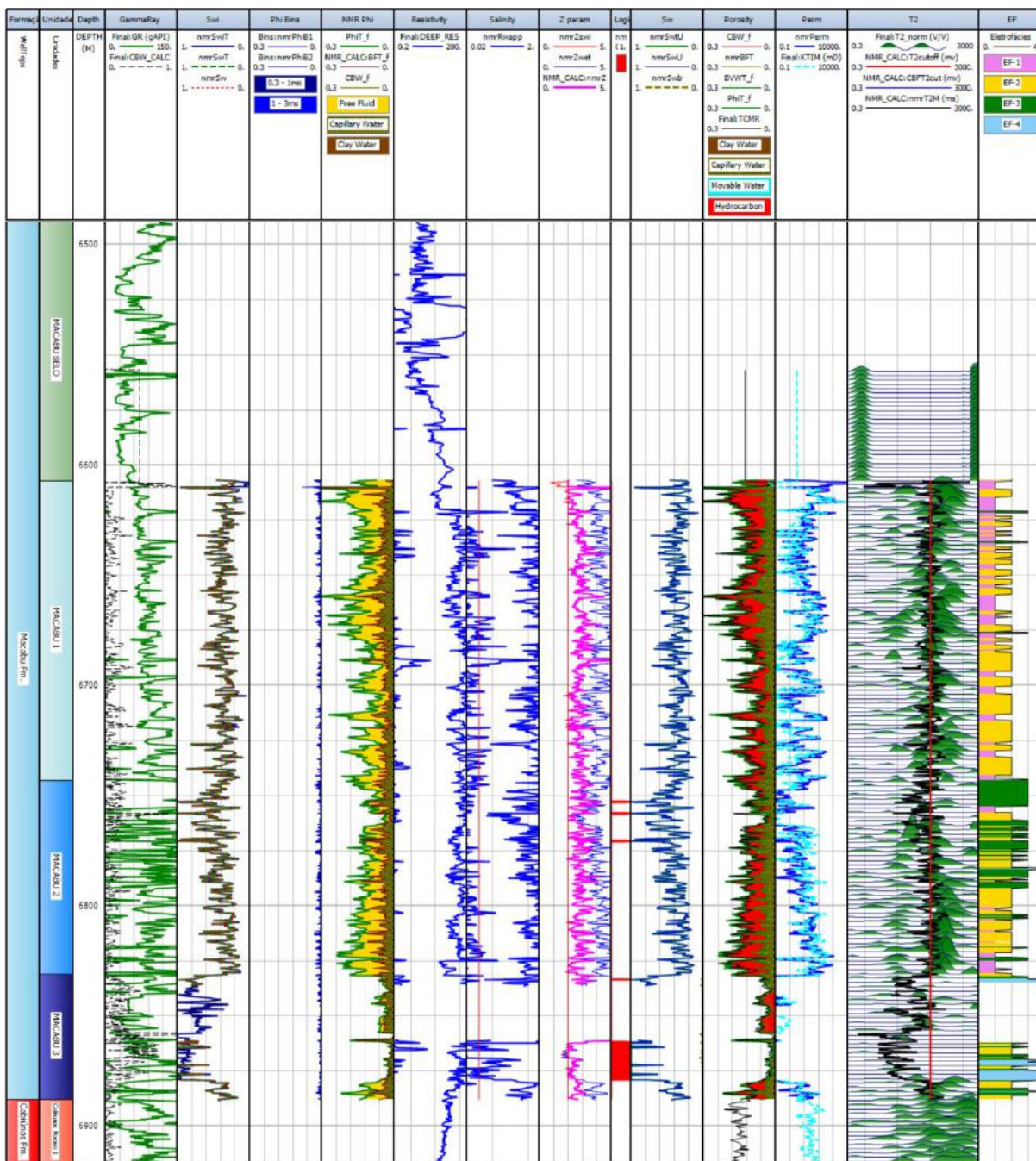


Figura 40: Plot de interpretação entre as curvas antes e depois da correção para hidrocarbonetos leves. O track SWi contém o nmrSWiT (irredutível) calculado a partir do NMR; a saturação de água calculada a partir de porosidades NMR e resistividades de entrada nmrSWT. O track Phi Bins contém os resultados do compartimento relacionados a água ligada a argila. O track NMR Phi fornece a divisão dos volumes de fluidos ligados a argila, ligados a capilares e livres conforme visto pela NMR. Observe que o volume de fluido ligado a argila é insignificante. O track de resistividade contém a curva de resistividade de entrada. O track Salinidade exhibe a curva aparente R_w nmrRwapp que é calculada a partir de PHIT e R_t assumindo que o intervalo é úmido. O track Z param exhibe os parâmetros *Dual Water* 'Z'. nmrZSWi é o fator Z assumindo que a zona está em saturação de água irredutível. nmrZwet é o fator Z assumindo que a zona é 100% molhada. A curva nmrZ é o parâmetro 'Z' calculado. O track

logic usa a curva *nmrLogic* para exibir os resultados lógicos especiais dos cálculos SW. Um valor de 0,0 significa que os cálculos foram feitos sem a aplicação de lógica de limite. O *track SW* exibe a curva *nmrSWtU* que é o SWT ilimitado (não cortado entre 0,0 e 1,0) da equação de saturação Dual Water. A curva *nmrSWU* é a curva efetiva SW equivalente calculada a partir dos resultados SWT e SWb. A curva *nmrSWb* é calculada a partir da água ligada à argila do NMR. As curvas SW são exibidas em vez das curvas *nmrSWT* e *nmrSW* para que você possa ver qualquer *overshoot* de valores 100%. O *track porosity* mostrará os volumes de água ligada, água móvel e hidrocarboneto vistos na rocha. O *track perm* exibe a permeabilidade NMR comparada a permeabilidade DLIS. O *track T2* exibe a forma de onda NMR T2 com os cortes T2 interativos para fluido livre.

A saturação de água irreduzível foi estimada com o NMR a partir da aplicação de um corte de 100ms na distribuição do espectro de T2. Foi utilizada também uma metodologia que a curva de resistividade e o NMR são utilizados em conjunto como *input* para estimar a SW através da equação de Archie. As duas metodologias obtiveram resultados muito semelhantes, o que pode indicar que o reservatório se encontra em condição de SWI na Formação Macabu (Figura 40).

Os cálculos de PHIE, SW e KTIM foram realizados sem o auxílio de dados laboratoriais de petrofísica básica e avançada, ferramentas essenciais para estimativas mais acuradas e robustas destas propriedades petrofísicas (Figura 40). Existe também uma grande incerteza quando ao corte de T2 aplicado no espectro obtido a partir do NMR. Estas limitações devem ser consideradas no presente trabalho, uma vez que as interpretações foram realizadas somente com os dados indiretos dos perfis geofísicos de poços.

Dentro deste contexto, através da análise e avaliação de perfis geofísicos de poços com o uso da ferramenta SOM, foi possível delimitar, no poço 1-REPF-12D-RJS, 4 eletrofácies no intervalo Macabu Reservatório, caracterizadas por seus teores elementares e propriedades petrofísicas. Dentre elas, as eletrofácies EF-1 e EF-2 são bem semelhantes em termos de propriedades reservatório, diferenciando-se apenas por sua densidade da matriz e PEFZ, refletindo em suas propriedades permo-porosas, ambas intensamente silicificadas. A EF-3 é bem singular devido a seus altos valores de urânio e as piores propriedades reservatório – RHOB, FF, etc – quando posta em comparação com as duas primeiras. Já a EF-4, menos presente na coluna estratigráfica, possui menor dados amostrais, devido à sua profundidade de concentração, que sofreu importantes perdas, contudo é bem marcada pelos seus altos valores de tório e potássio, completamente destoante das outras. A nomenclatura da rocha foi diagnosticada através o gráfico RHOB x PEFZ, com o auxílio das curvas ECS. Embora todas

estão intensamente silicificadas, fato mostrado pelo perfil de teor seco de Si – ECS –, há uma variação marcante em seus valores, o que reflete em suas propriedades permo-porosas e litológicas (Figura 37; 41).

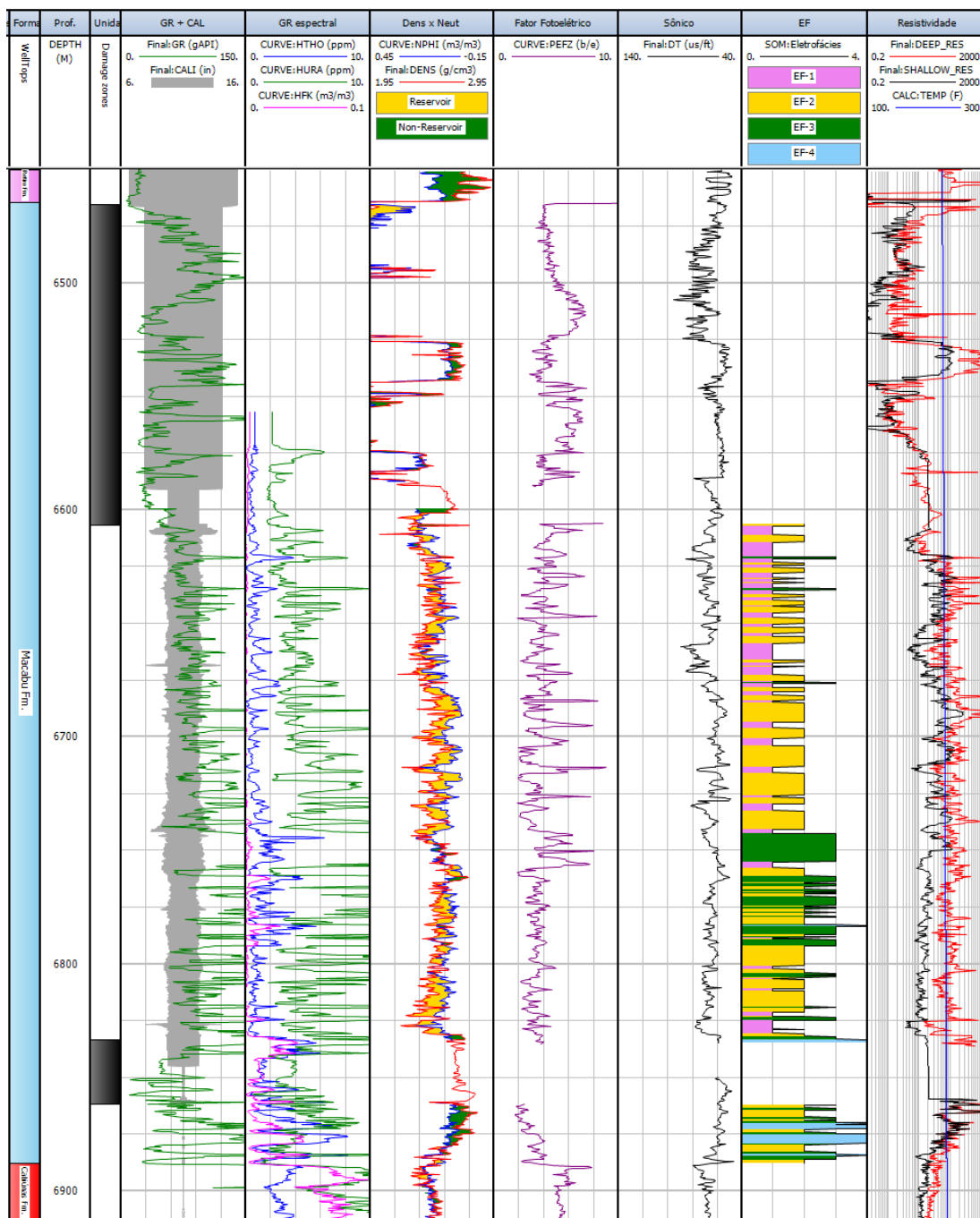


Figura 41: Plot com os logs que foram utilizados como *input* durante a delimitação de eletrofácies com uso da ferramenta SOM, com exceção das curvas NPHI, RES, CAL e GR total. O *track* 1 mostra as formações; *track* 2: profundidade MD; *track* 3: zonas excluídas da delimitação de eletrofácies, devido à ausência ou comprometimento dos dados.; *track* GR+Cal mostra as curvas de raios gamma x caliper; O *track* Gr espectral contém as curvas

HURA, HFK e HTHO; O *track* Dens x Neut contém as curvas RHOB e NPHI; O *track* Fator Fotoelétrico contém a curva PEFZ; O *track* Sônico contém a curva DTCO; O *track* EF contém as eletrofácies mapeadas a partir do algoritmo SOM; Por fim, o *track* Resistividade contém as curvas de resistividade rasa e profundo, além da curva de gradiente de temperatura.

- **EF-1:** Destaca-se pelo seu alto DT e PEFZ e baixos RHOB. Possui um teor de Ca relativamente alto e um alto teor de Si, além do comum em carbonatos. Sua porosidade a torna a melhor eletrofácies reservatório do estudo, com boas permeabilidades, junto a EF-2 (Tabela 3). O *crossplot* PEFZ x RHOB caracteriza esta eletrofácies como um calcário-sílica com presença de pontos *outlier* com altos valores de PEF (Figura 42a). O *crossplot* RHOB x NPHI plota os pontos no campo do arenito, podendo ser consequência da intensa silicificação presente nesta formação. Contudo, vale ressaltar o efeito do gás na curva NPHI, o que pode influenciar na plotagem dos pontos (Figura 42b)

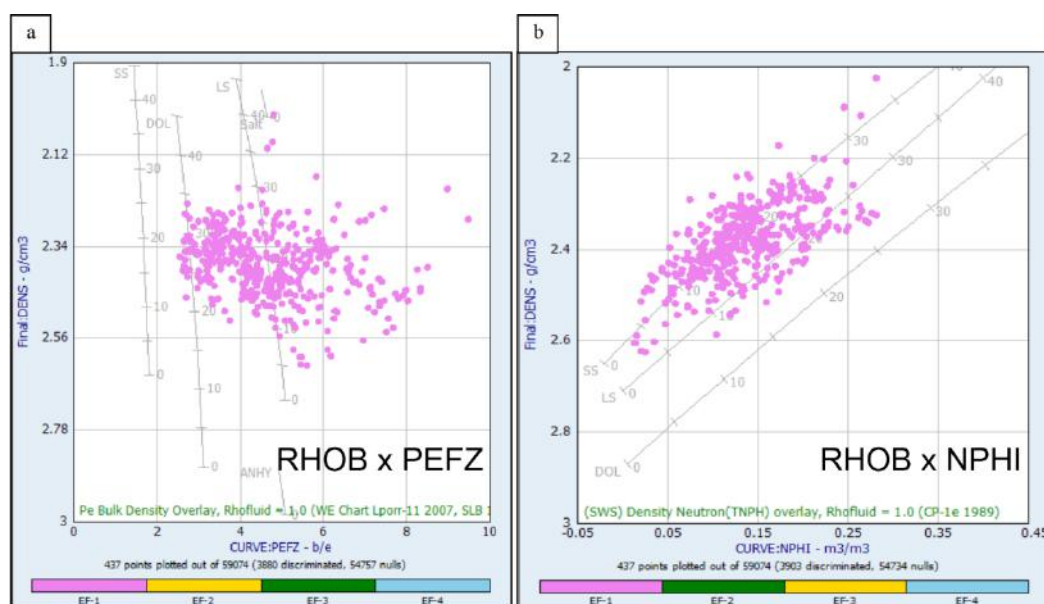


Figura 42: *Crossplot* RHOB x PEFZ e RHOB x NPHI para definição de litologia (EF-1).

- **EF-2:** semelhante a EF-1, contudo destacando-se pelo seu maior teor de Si e menor ainda de Ca. Essa eletrofácies possui uma densidade um pouco maior e fator fotoelétrico menor do que a EF-1, porém em características permo-porosas, se assemelham bastante a anterior (Tabela 3). O *crossplot* PEFZ x RHOB permite caracterizar essa eletrofácies como dolomita-silica (Figura 43a), e o perfil de ECS destaca o alto teor de Si, e menores teores de Ca se comparada a EF-1, e com pouco ou nenhum Al. Assim como EF-1, o

crossplot RHOB x NPHI destaca a presença de arenito nesta eletrofácies, contudo isso pode estar sendo afetado pela intensa silicificação e IH do gás (Figura 43b).

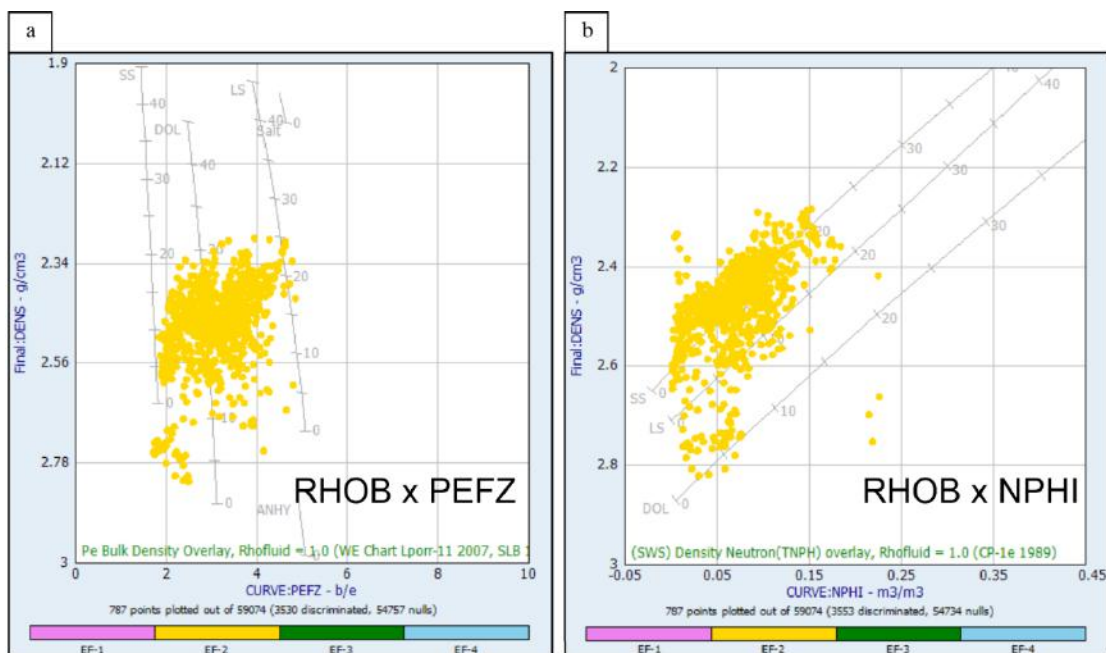


Figura 43: *Crossplot* RHOB x PEZFZ e RHOB x NPHI para definição de litologia (EF-2).

As eletrofácies EF-1 e EF-2 são bastante semelhantes em termos de elementos abundantes (Si e Ca), além em propriedades permo-porosas. O que as diferenciam, principalmente, são os teores de RHOB e PEZFZ, que destacam a abundância ou pouca ocorrência de dolomita na eletrofácies, assim como maiores valores de tempo de transito observado no DT para a EF-1 (Tabela 2; Figuras 42 e 43).

- **EF-3:** esta é a que mais se destaca, principalmente por seus valores anômalos de urânio. Possui densidade mais alta que os dois anteriores e relativamente altos valores de tório. É o intervalo com maiores teores de Ca entre as eletrofácies e, conseqüentemente, menores teores de sílica. Os maiores valores de PEZFZ e menores de RHOB (Figura 44), aliados aos teores de Ca, Si e Al (Tabela 3), permitem classificar esta eletrofácies como dolomito-calcário com alta radioatividade provindo do urânio, que junto aos teores de Ca, a diferencia das outras eletrofácies.
- **EF-4:** esta eletrofácies é bem definida pelos seus altos teores de tório e potássio e a maior densidade entre as eletrofácies, além de valores intermediários de fator fotoelétrico (Tabela 3). Ocorre com mais raridade na coluna estratigráfica e o perfil elementar (ECS)

não compreende a região de sua ocorrência. Além disso, na porção basal do perfil, região de maior ocorrência, sofre com um intervalo com ausência de DT e PEFZ, comprometendo-a. Além disso, pelo mesmo motivo já citado, não foi possível aplicar a correção LHC devido ausência da curva de densidade da matriz na porção basal. Dito isso, o *crossplot* de RHOB x PEFZ permitem caracterizá-la como um dolomito compacto com pouca ou nenhuma presença de calcário (Figura 45).

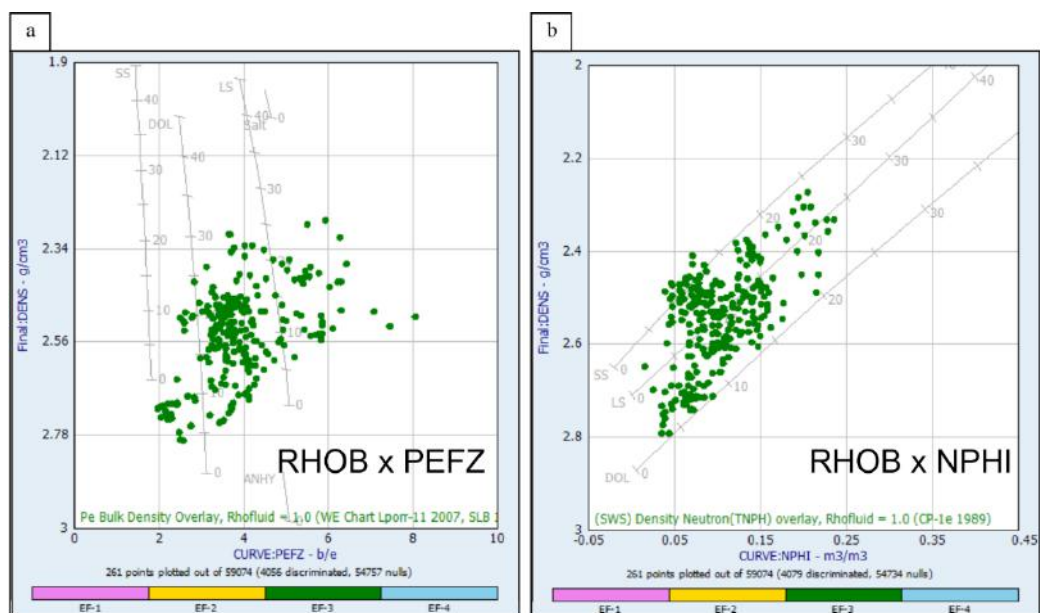


Figura 44: *Crossplot* RHOB x PEFZ e RHOB x NPHI para definição de litologia (EF-3).

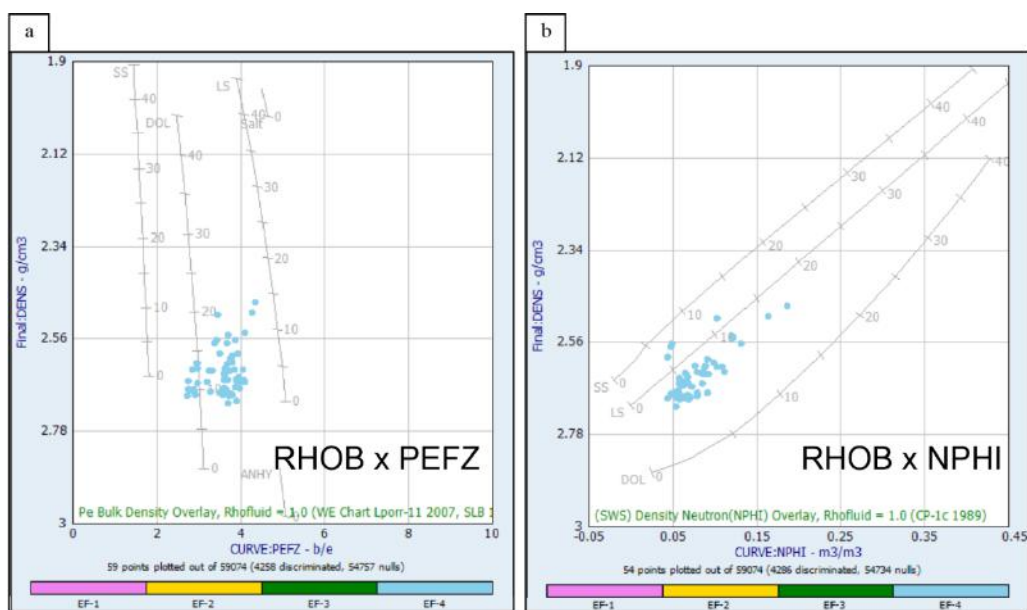


Figura 45: *Crossplot* RHOB x PEFZ e RHOB x NPHI para definição de litologia (EF-4).

Tabela 3: Valores médios dos perfis elétricos para cada eletrofácies.

Curvas	EF - 1	EF - 2	EF - 3	EF - 4
DT	70,8	62,2	63,7	60
PEFZ	4,67	3,13	4,08	3,70
RHOB	2,38	2,46	2,52	2,61
HFK	0,0004	0,001	0,005	0,04
HTHO	0,83	0,70	2,37	5,26
HURA	4,63	5,37	27,80	14,44
DWAL	0,008	0,004	0,01	0,02
DWCA	0,07	0,05	0,14	0,11
DWSI	0,37	0,39	0,27	0,17
DWSU	0,005	0,003	0,008	0,011
FF	0,11	0,07	0,05	0,02
PHIE	0,16	0,12	0,10	0,06
PHIT	0,16	0,12	0,10	0,06
BFT	0,05	0,04	0,05	0,04
CBW	0,0003	0,0003	0,0004	0,0002
SW	0,33	0,38	0,48	0,77
T2M (~50%)	>106,62 até 361,48	>102,92 até 450,15	>68,23 até 394,80	>27,44 até 72,98

A aplicação da correção para hidrocarbonetos leves (LHC) se mostrou bastante promissora, destacando as eletrofácies EF-1 e EF-2 como as com melhores propriedades reservatório (Tabela 3). O CBW se mostrou irrelevante na análise, atribuindo toda a água presente no reservatório ao fluido capilar preso as paredes dos grãos, presente em todas as eletrofácies, com valores relativamente iguais (Tabela 3). Em termos de porosidade e permeabilidade, EF-1 se mostrou a mais permeável entre todas, seguida pela EF-2, também com boas propriedades (>4 mD). As outras eletrofácies se mostraram com valores bastante variáveis, o que levanta dúvidas sobre suas qualidades em termos de reservatório. Vale ressaltar que, devido à ausência de dados de SWC, não é possível realizar a correção a partir dos resultados dos ensaios. A curva calculada e corrigida a partir do *workflow NMR Interpretation*, se mostrou mais promissora e de melhor qualidade que a curva provinda do DLIS.

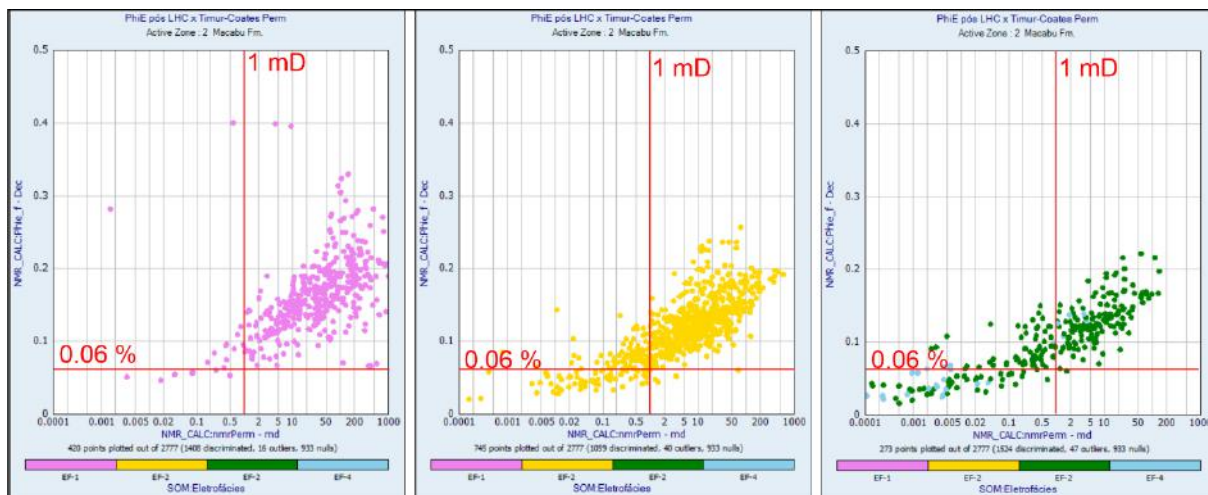


Figura 46: Crossplot PHIE X KTIM, com fatores de corte para definição de *Net Pay*. Com exceção da eletrofácies EF-4, todas possuem valores acima dos *cutoffs* estabelecidos, dando maior destaque para EF-1 e EF-2.

As médias da distribuição do espectro T2 se mostraram promissoras para as eletrofácies EF-1, EF-2 e, em determinados pontos de EF-3, chegando a valores de até 450ms. Ao avaliar os dados, a eletrofácies EF-2 se destaca por seu menor teor de SW, o que permite caracterizá-la, junto a EF-1, como as eletrofácies com melhores propriedades porosas (Figura 46). É observada uma relação direta entre os maiores teores de SW e menores valores de tempo de relaxação T2, o que corrobora com a prerrogativa que o reservatório está saturado por fluido irreduzível, ocupando os menores poros (Figura 47).

A partir da análise e avaliação petrofísica dos perfis, foi possível segmentar a Formação Macabu em 4 intervalos (Figura 48). O intervalo superior, Macabu Selo, não foi analisado a fundo devido à sua deficiência de dados petrofísicos. Esta região também sofreu intensas perdas de fluido durante sua perfuração com *washout*, o que impacta significativamente na leitura da formação, além disso não houve amostras recuperadas neste intervalo. Contudo, as curvas GR e DT indicam uma zona mais argilosa e com média de valores baixos de tempo de trânsito, variando com picos e baixos, sugerindo um intervalo heterogêneo, com folhelhos e carbonatos.

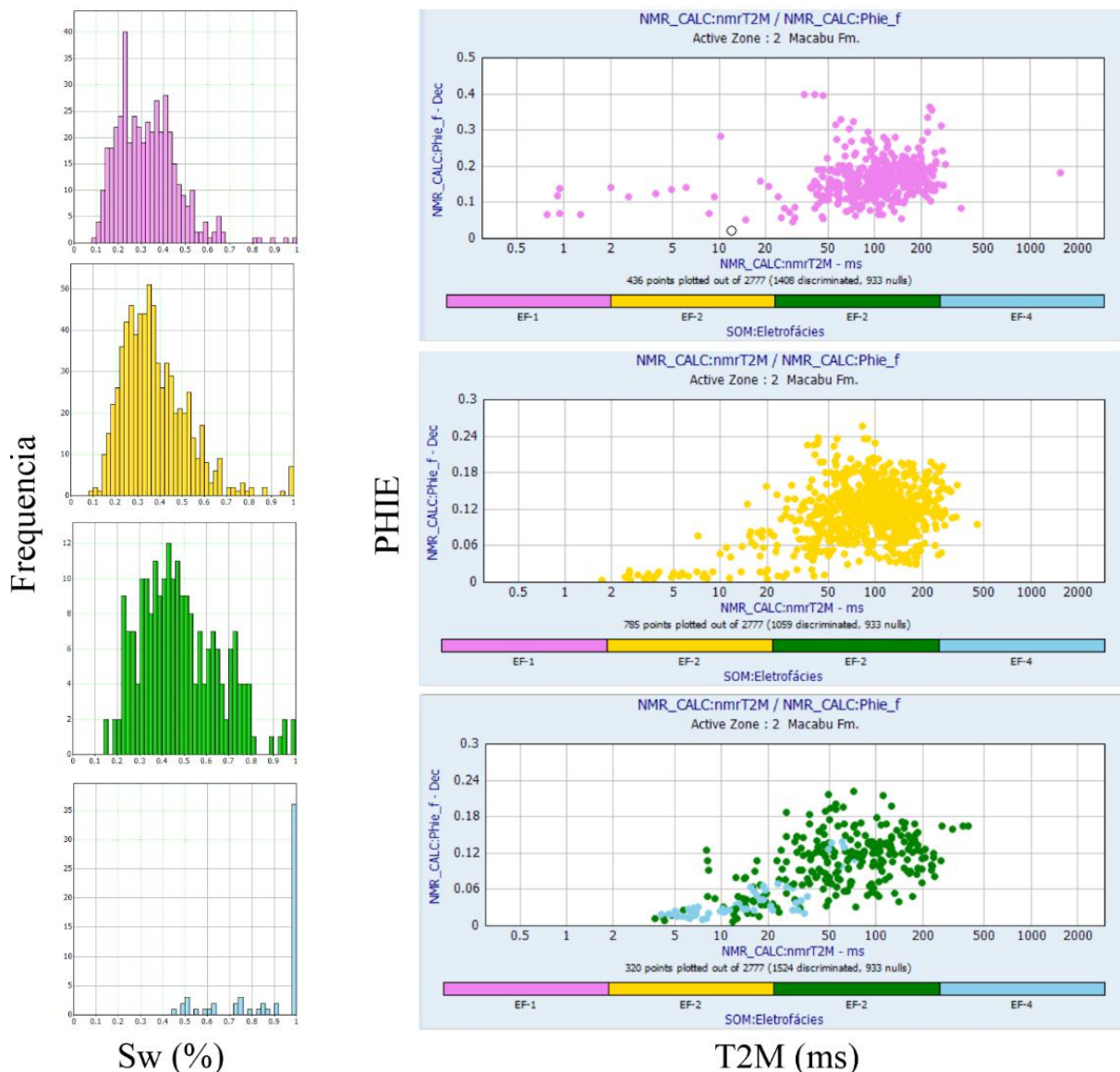


Figura 47: Esquerda) histogramas de frequências para SW segmentado por eletrofácies; direita) *crossplots* PHIE X T2M segmentado por eletrofácies. Observe os altos valores. Acima de 100ms nas eletrofácies EF-1 e EF-2, destacando um conjunto maior de poros. A eletrofácies EF-3 também apresenta valores acima do *cutoff*, contudo menos significativo que as duas primeiras.

Subjacente, a unidade interpretada como Macabu Reservatório I se destaca por suas excelentes propriedades permo-porosas, sendo composta majoritariamente pelas eletrofácies EF-1 e EF-2, calcário dolomítico e dolomito respectivamente, ambos intensamente silicificados (Figura 48). Possui altos valores de tempo de relaxação T2 e PHIE, e eletrofácies de baixa densidade total. Também é a zona com menores valores de SW e BFT, o que contribui para a possível ocorrência de hidrocarbonetos no volume de vazios (poros) (Rider, 2011), mostrando também excelente permeabilidade a partir do perfil KTIM, contudo estes resultados necessitam

de calibração junto a análises de testemunho. A unidade Macabu I também se destaca pelos seus altos teores de Si, sugerindo uma intensa silicificação (Figura 48).

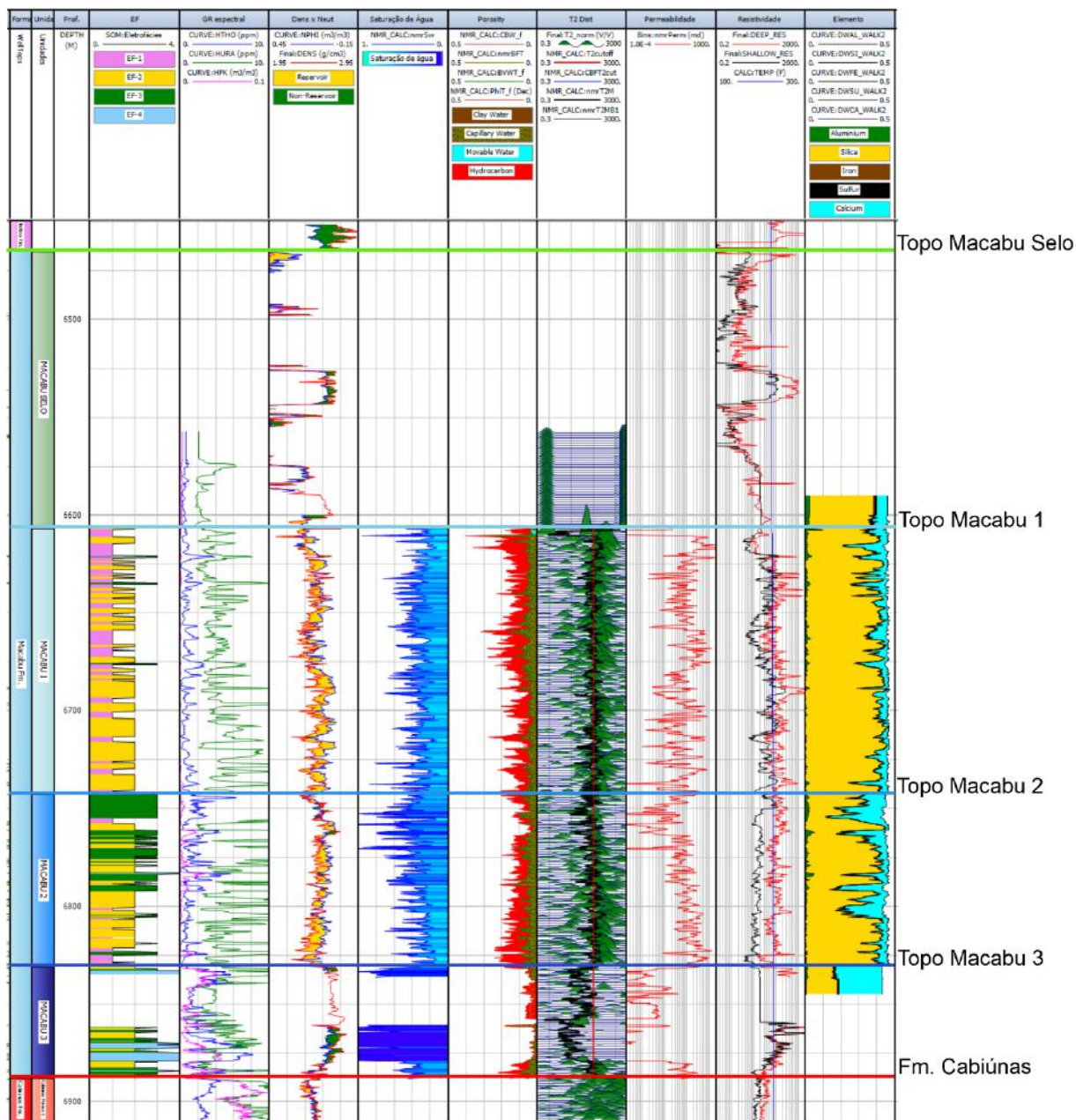


Figura 48: Plot do perfil geofísico do poço, destacando os limites entre as unidades mapeadas. Da esquerda para direita, as *tracks* são compostos por: (1) Formação; (2) Unidades interpretadas; (3) profundidade; (4) eletrofácies definidas; (5) teores de U, Th e K; (6) RHOB x NPHI; (7) saturação de águas corrigida para LHC; (8) destacando o volume de gás e de água ligada por capilaridade. Observe os valores anormalmente baixos de CBW; (9) Distribuição do espectro T2. Observar as melhores propriedades pertencentes as unidades reservatório Macabu I e Macabu II; (10) Permeabilidade Timur-Coates KTIM; (11) Resistividade profunda e rasa; (12) perfil ECS destacando os teores de Si, Ca e Al.

A unidade interpretada, denominado Macabu Reservatório II, intermediário, é caracterizado por ser uma zona de mudança gradual entre eletrofácies as eletrofácies, evoluindo de predomínio de EF-1 e EF-2, para EF-3, contudo possuindo, ainda sim, boas propriedades permo-porosas (Figura 48). Seu topo é marcado por um intervalo mais compacto com anômalos valores de urânio, caracterizado pela eletrofácies EF-3, dolomito calcário, a qual predomina na unidade. A eletrofácies EF-1 é menos recorrente, no entanto EF-2 intercala com a mais comum – EF-3 – tendo maior predomínio na porção basal. Sua média T2 e PHIE são promissores, mesmo que não tão altos quando as unidades Macabu I. Os teores SW) não são tão promissores quanto a unidade sobrejacente, contudo ainda são satisfatórios em termos de propriedades reservatório. Ao contrário da unidade Macabu I, esta unidade se destaca por um aumento no teor de Ca nas rochas associado a um aumento significativo de urânio. É observado que quanto maior os teores de Ca, maiores o de urânio, o que sugere uma relação entre estes elementos, ainda desconhecida.

O intervalo basal, Macabu Reservatório III é o mais incerto entre as unidades avaliadas, visto que temos ausência de dados PEF, DT e RES. Contudo, é possível avaliá-lo de acordo com suas propriedades permo-porosas com o uso dos perfis NMR, e teor de elementos radioativos com os perfis GR espectral (Figura 48). A unidade Macabu 3 é caracterizada, principalmente, pelos seus altos teores de Th, K e intermediário de U. Suas propriedades permo-porosas são reduzidas, com baixos PHIE e KTIM e elevados valores de SW. A média da distribuição do espectro T2 destaca um padrão de poros menores, preenchidos por água capilar. A eletrofácies EF-4 prevalece, junto a EF-3 e EF-2. Esta unidade é o pior reservatório da Formação Macabu, visto que o Macabu Selo é muito incerto de caracterizar neste poço. Infelizmente, a ausência de perfil ECS neste intervalo limita sua caracterização litológica, assim como da EF-4. Faz contato na base com as vulcânicas da Formação Cabiúnas.

Após a determinação dos fatores de corte para cálculo de NTG, foi possível calcular o *Net Pay* nas unidades reservatório da Formação Macabu, de forma que, os valores que não atendem os fatores de corte estabelecidos, foram descartados. Os resultados se encontram na tabela 4. O volume de argila foi descartado devido a seus valores insignificantes.

Tabela 4: Resultados obtidos através do *workflow* para determinar a razão NTG.

Unidade	Gross (m)	Pay (m)	NTG (%)	SW (%)	PHIE (%)	KTIM (mD)
Macabu I	136	117,73	87	33	14	70,2
Macabu II	88	69,8	79	34	13	22,7
Macabu III	56,9	8,83	15	38	12	1

De acordo com Hunt *et al.*, (2019), os reservatórios Barremiano-Aptianos do Pré-sal, na região sul do Atlântico, se desenvolvem em 3 distintas associações de fácies, segmentadas por refletir grandes mudanças na química da água do lago durante o rife. Dentre elas: 1) Bioclastos – acumulações depositadas em água doce moderadamente salinas; 2) Leques esferulíticos fibrosos = grandes precipitações abióticas em águas altamente alcalinas; e 3) sílica peloidal – dominada por microbialitos biogênicos e brechas depositadas em um grande intervalo de águas alcalinas – presente em grande parte do bloco BM-C-33. Na Bacia de Campos, este último sistema deposicional é observado nos flancos e nas cristas dos altos estruturais de blocos de falhas e altos vulcânicos erodidos. Devido à ausência de dados de testemunho, imagem e sísmica, não é possível correlacionar os resultados do presente trabalho com as associações de fácies propostas por Hunt *et al.*, (2019).

Workflows petrofísicos convencionas tem falhado em tentar interpretar feições importante dos reservatórios do bloco BM-C-33 e novos *approaches* têm sido desenvolvido para superar os desafios (Vieira de Luca *et al.*, 2019). A análise de testemunho possui um papel importante nas estimativas de propriedades das rochas, assim como para sua caracterização, onde junto aos perfis de imagem, são fundamentais na construção de um conceito geológico (Hunt *et al.*, 2019), assim como para calibrar as porosidades e permeabilidades das rochas que compõem o reservatório. Vieira de Luca *et al.*, 2019 propôs um modelo baseado na subdivisão das rochas em proximais (*macroporous*), distais (*microporous*) e carbonatos silicificados, associados a vugs, fraturas, falhas e caverna, resultando em um reservatório com grande escala de heterogeneidade e excesso de permeabilidade presente nos dados, o que reflete nos resultados obtidos neste presente trabalho.

De acordo com Lapponi *et al.*, (2019), o sistema poroso é representado por uma rede complexa e de multiescala, incluindo porosidade inter e intraestruturas mal preservada, porosidade em grande escala principalmente 'vuggy' e cavernosa, juntamente com microporosidade e fratura intraestrutura. A assembleia mineralógica dos carbonatos silicificados é

caracterizada por: componentes microcristalinos, granular a coagulado de sílica, formando uma trama cimentada; evidências de carbonatos precursores a sílica, geralmente dolomito; presença de intervalos ricos em ostracodes, geralmente em posição de vida (proximal); vugs apertados e sistema poroso composto por fraturas. Estudos petrográficos sugerem 1) a presença de sedimento rico em sílica, principalmente precipitado e cimentação de sílica precoce, antecedendo a compactação mecânica e química; 2) a cimentação multifásica, incluindo calcedônia fibrosa de comprimento rápido e comprimento lento, e cimentos de quartzo laminados a blocos formando geodos; 3) a dissolução foi precoce, formando brechas de colapso, com desenvolvimento de sistemas macro-porosos; e 4) fraturamento tardio, dissolução e cimentação parcial de quartzo, acompanhada de migração de óleo (Lapponi *et al.*, 2019), o que favoreceu as propriedades permo-porosas do reservatório, abrindo espaço vazio na rocha.

Os altos teores de Si, PHIE e NTG possuem uma relação direta entre eles. As eletrofácies com maiores teores de Si – EF-1 e EF-2 – são as mesmas que possuem altos teores de PHIE, assim como as unidades com predomínio destas eletrofácies, conseqüentemente, também são aquelas que apresentam melhores propriedades permo-porosas (Figura 49). Estes fatores possuem íntima relação com a gênese da Si presente nos carbonatos do bloco BM-C-33.

Segundo Tritlla *et al.*, 2019, sua gênese possui múltiplos estágios, sendo eles 1) um evento inicial, representado por precipitação lacustre, formando discretas crostas de opala, atualmente micro-porosa. 2) O segundo estágio, sindiagenético ocorre posteriormente a uma corrosão carbonática precoce, com registro de texturas variando de cimentação de Si de granulação fina até substituição total em escassos calcários e dolomitos. Registros de ambientes freáticos – lagoa hidrotermal -, ambientes vadosos e indicativos de *boiling* hidrotermal, em ambiente sublacustre. 3) O último estágio, tardio, desenvolvendo veios, *stockworks*, brechas hidrotermais e vugs, sobrepujando as texturas já silicificadas. Esta silicificação tardia é causada por um influxo de alta T, associado a uma pluma hidrotermal média-alta salinidade, com migração de hidrocarbonetos (inclusões de fluido na sílica). O hidrotermalismo tardio foi o responsável pelo fraturamento hidráulico da formação e posterior cimentação; recristalização da sílica anterior; corrosão e silicificação dos componentes carbonáticos remanescentes; e geração *in situ* de pirobetume após degradação térmica de hidrocarbonetos líquidos, sobrando apenas gás e/ou condensado.

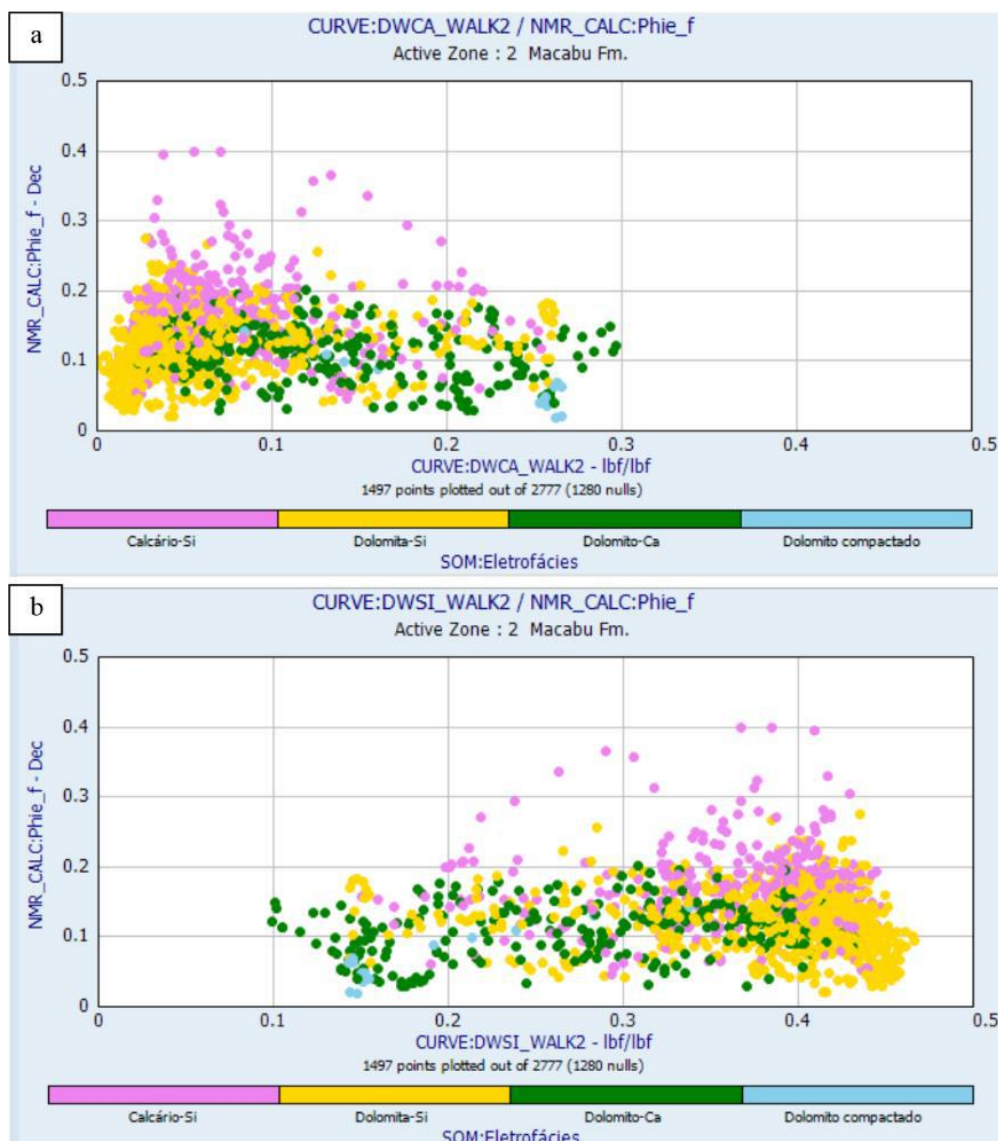


Figura 49: *Crossplot* a) PHIE x teor de Ca; e b) PHIE x teor de Si. Observa a íntima relação entre a Si e os altos valores de PHIE. Observe também que quando menor o teor de Ca, maior é a porosidade efetiva da formação.

Com base nos resultados e também nos trabalhos publicados (Lapponi *et al.*, 2019; Hunt *et al.*, 2019; Vieira de Luca *et al.*, 2019; Tritlla *et al.*, 2019) podemos sugerir que a Si não é a responsável pelos altos valores de porosidade e permeabilidade, mas um registro remanescente dos múltiplos eventos que resultaram neste complexo sistema poroso, o que justifica esta íntima relação. Contudo, não é possível provar esta afirmação apenas com estudo de perfis convencionais, sendo necessário um estudo em maior escala, incluindo correlação com outros poços, em conjunto com análise de testemunho e de perfil de imagem.

6 CONCLUSÃO

Após a avaliação petrofísica dos perfis geofísicos de poço, foi possível caracterizar o intervalo Macabu Reservatório de acordo com suas propriedades físicas, com auxílio da delimitação de eletrofácies, e posterior correlação com perfis avançados NMR e ECS. A metodologia aplicada se mostrou bastante eficaz de modo que pode ser um bom *workflow* para análises preliminares de reservatórios. A aplicação do *workflow* de correção para hidrocarbonetos leves (LHC) se mostrou bastante eficaz, permitindo a avaliação de dados com melhor qualidade e que refletem melhor as características petrofísicas do reservatório.

A utilização do workflow através da ferramenta *Self Organising Maps* permitiu delimitar de maneira altamente eficaz as variações nos perfis geofísicos de poços. Entre as eletrofácies definidas, se destacam EF-1 (Cacáριο-silica) e EF-2 (Dolomito-sílica), por apresentar melhor propriedades permo-porosas e maior tamanho de poros, seguido por EF-3 (Dolomito calcáριο), com menor qualidade reservatório. A EF-4 (Dolomito compactado) é a que representa as piores propriedades reservatório. Entre as unidades propostas, Macabu I e Macabu II são os intervalos reservatório dentro da Formação Macabu, se destacando por seus espessos intervalos *Net Pay*. A unidade Macabu III não constitui uma zona reservatório.

O volume de GIIP é elevado devido a complexo sistema de poros que constituem os carbonatos silicificados no bloco BM-C-3, com associações de micro e macro-poros, vugs, fraturas, falhas, cavernas, diversos eventos de silicificação e hidrotermal, com desenvolvimento de diferentes texturas, resultando em excesso de permeabilidade em um dos reservatórios mais complexos do Pré-sal de Campos. Os elevados teores de Si são consequência e o registro de diferentes eventos multifásicos que sobrepuseram as texturas originais da rocha.

A ausência de argila nos carbonatos silicificados exclui a correlação dos teores de HURA, HTHO e HFK com minerais argilosos, sugerindo que os elementos constituem a trama carbonática-silica, refletindo as condições do ambiente deposicional. Contudo, as análises de razão Th-U não foram conclusivas. É necessário um estudo mais aprofundado neste tema, em busca de entender os significativos teores de U e o gradativo aumento de Th e K em direção unidade Macabu III.

A partir da avaliação petrofísica e delimitação de eletrofácies, foi possível identificar as variações litológicas e zonestar o intervalo Macabu Reservatório de acordo com suas

propriedades reservatório, o que auxiliará em uma melhor modelagem do reservatório e estimativas de volume de hidrocarbonetos *in place*. Devido ao excesso de permeabilidade, é necessário utilizar de análises de testemunho para calibrar as curvas de porosidade e permeabilidade calculadas neste trabalho, afim de uma melhor caracterização lito-permo-porosa do intervalo, sendo esta, uma etapa imprescindível em estudos posteriores durante a avaliação petrofísica de poços. Além disso, necessário também a correlação com outros poços na mesma estrutura, a fim entender a expansão destas propriedades, e a utilização de técnicas inovadoras a mais avançadas que permitam simplificar o complexo reservatório silicificado.

7 BIBLIOGRAFIA

Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP). Acessado em 01/09/2022. < <https://www.gov.br/anp/pt-br/rodadas-anp/rodadas-concluidas/concessao-de-blocos-exploratorios/14a-rodada-licitacoes-blocos>>.

AHMED, U., CRARY, S.F., and COATES, G.R., 1989, Permeability estimation; the various sources and their interrelationship, SPE 19604, 1989 SPE Annual Technical Conference and Exhibition Proceedings, v. Ω (Formation evaluation and reservoir geology), p. 649–662. Later published in 1990 under the title, The interrelationship between various permeability measurements, paper I, 1990 International Well Logging Symposium Transactions, SPWLA, Beijing Chapter, 21 p. Later published in 1991 in Journal of Petroleum Technology, v. 43, no. 5, p. 578–587. Later reprinted in 1994 in Petrophysics, SPE Reprint Series No. 39, p. 118–127.

ALLEN D, CRARY S, FREEDMAN B, ANDREANI M, KLOPF W, BADRY R, FLAUM C, KENYON B, KLEINBERG R, GOSSENBERG P, HORKOWITZ J, LOGAN D, SINGER J and WHITE J: “How to Use Borehole Nuclear Magnetic Resonance,” Oilfield Review 9, no. 2 (Summer 1997): 34-57

BAUMGARTEN, C.S.; DUTRA, 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 e de desenvolvimento. **Boletim de Geociências da Petrobrás. Rio de Janeiro**, v.2, n.1, p. 27-36.

BERTANI, R. T. & CAROZZI, A. V. 1985, Lagoa Feia Formation (Lower Cretaceous), Campos Basin, offshore Brazil: Rift valley stage carbonate reservoirs. In: Journal of Petroleum Geology, 8, p. 37-58

CALEGARI, S.S., NEVES, M.A., GUADAGNIN, F., FRANÇA, G.S. and VINCENTELLI, M.G.C. 2016. The Alegre Lineament and its role over the tectonic evolution of the Campos Basin and adjacent continental margin, Southeastern Brazil. Journal of South American Earth Sciences, 69, 226–242, <https://doi.org/10.1016/j.jsames.2016.04.005>

- CHANG H. K.; KOWSMANN R.O.; FIGUEIREDO A.M.F.; BENDER A. A. 1992. Tectonics and stratigraphy of the East Brazil Rift system: an overview. *Tectonophysics*, 213:97-138.
- COATES, G. R.; XIAO L.; PRAMMER, M.G. *NMR Logging: Principles and Applications*. Halliburton Energy Services, 2000.
- SCHMITT, R.S., et al. "Late Amalgamation in the Central Part of West Gondwana: New Geochronological Data and the Characterization of a Cambrian Collisional Orogeny in the Ribeira Belt (SE Brazil)". *Precambrian Research*, vol. 133, no 1–2, agosto de 2004, p. 29–61. DOI.org (Crossref), <https://doi.org/10.1016/j.precamres.2004.03.010>.
- DIAS J.L. Tectônica, estratigrafia e sedimentação no Andar Aptiano da margem leste brasileira. *Boletim de Geociências da PETROBRAS*, 13(1): 7-25, 2005.
- 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.
- ELLIS, D.V. & SINGER, J.M. *Well Logging for Earth Scientists*. Springer Netherlands, 2007. DOI.org (Crossref), <https://doi.org/10.1007/978-1-4020-4602-5>.
- EQUINOR website. Acessado em: 01/09/200. < <https://www.equinor.com.br/petroleo-e-gas-natural/projeto-bm-c-33>>
- FETTER, M., 2009. The role of basement tectonic reactivation on the structural evolution of Campos Basin, offshore Brazil: evidence from 3D seismic analysis and section restoration. *Marine Petroleum Geology*. 26, 873-886.
- FREEDMAN, R. "Advances in NMR Logging". *Journal of Petroleum Technology*, vol. 58, no 01, janeiro de 2006, p. 60–66. DOI.org (Crossref), <https://doi.org/10.2118/89177-JPT>.
- GUARDADO, L. R.; GAMBOA, L. A. P; LUCHESI, C. F. Petroleum geology of the campos basin, a model for a producing atlantic type basin. In: Edwards, J. D.; Santogrossi, P. A.

(Ed.). Divergent/passive margin basins. Tulsa: American Association of Petroleum Geologists, 1989. p. 3-79. (AAPG. Memoir, 48).

GUARDADO, L.R., SPADINI, A.R., BRANDÃO, J.S.L., MELLO, M.R. 2000. Petroleum system of the Campos Basin, Brazil. In: Mello, M.R., Katz, B.J., editors. Petroleum Systems of South Atlantic Margins. AAPG Memoir. 73. p. 317-324.

HAMADA, G.M. (2009). Integration of NMR and SCAL to Estimate Porosity, Permeability and Capillary Pressure of Heterogeneous Gas Sand Reservoirs, EUROPEC/EAGE Conference and Exhibition, Society of Petroleum Engineers.

HEILBRON, M.; PASCUTTI, A.H.F.G.; SILVA, T.M.; TUPINAMBÁ, M.; ALMEIDA, J.; DIOS, F.; SILVA, L.G.E.; VALERIANO, C.M.; DUARTE, B.P.; SCHMITT, R.S.; VALADARES, C.S.; NOGUEIRA, J.R.; RAGATKY, D.; GERALDES, M.C.; VALENTE, S.C. Contexto Regional. In: ALMEIDA, J.; SILVA, L.C. (eds.) Geologia e recursos minerais da folha Macaé SF.24-Y-A-I, Estado do Rio de Janeiro escala 1:100.000. Belo Horizonte, CPRM, 2012, cap. 1, p. 23-34.

HUNT, D.W., VIEIRA DE LUCA, P.H. *et al.* 2019. A very different Barremian–Aptian lacustrine pre-salt facies association: Biotic self-organisation in BMC-33, outer basin Campos Basin, Brazil. Extended abstract presented at the First EAGE Workshop on Pre-salt Reservoir: From Exploration to Production, 5–6 December 2019, Rio de Janeiro, Brazil.

JESUS, I., *et al.* “Electrofacies Identification and Evaluation in a Well of the Presalt of Mero Field, Santos Basin.” Proceedings of the 16th International Congress of the Brazilian Geophysical Society&Expogef, Brazilian Geophysical Society, 2019, pp. 1–5. DOI.org (Crossref), <https://doi.org/10.22564/16cisbgf2019.297>.

JOLANTA, K. & DUDEK, L. “Geological interpretation of spectral gamma ray (SGR) logging in selected boreholes”. Nafta-Gaz, organizado por Oil and Gas Institute – National Research Institute e Oil and Gas Institute – National Research Institute, vol. 72, no 1, janeiro de 2016, p. 3–14. DOI.org (Crossref), <https://doi.org/10.18668/NG2016.01.01>.

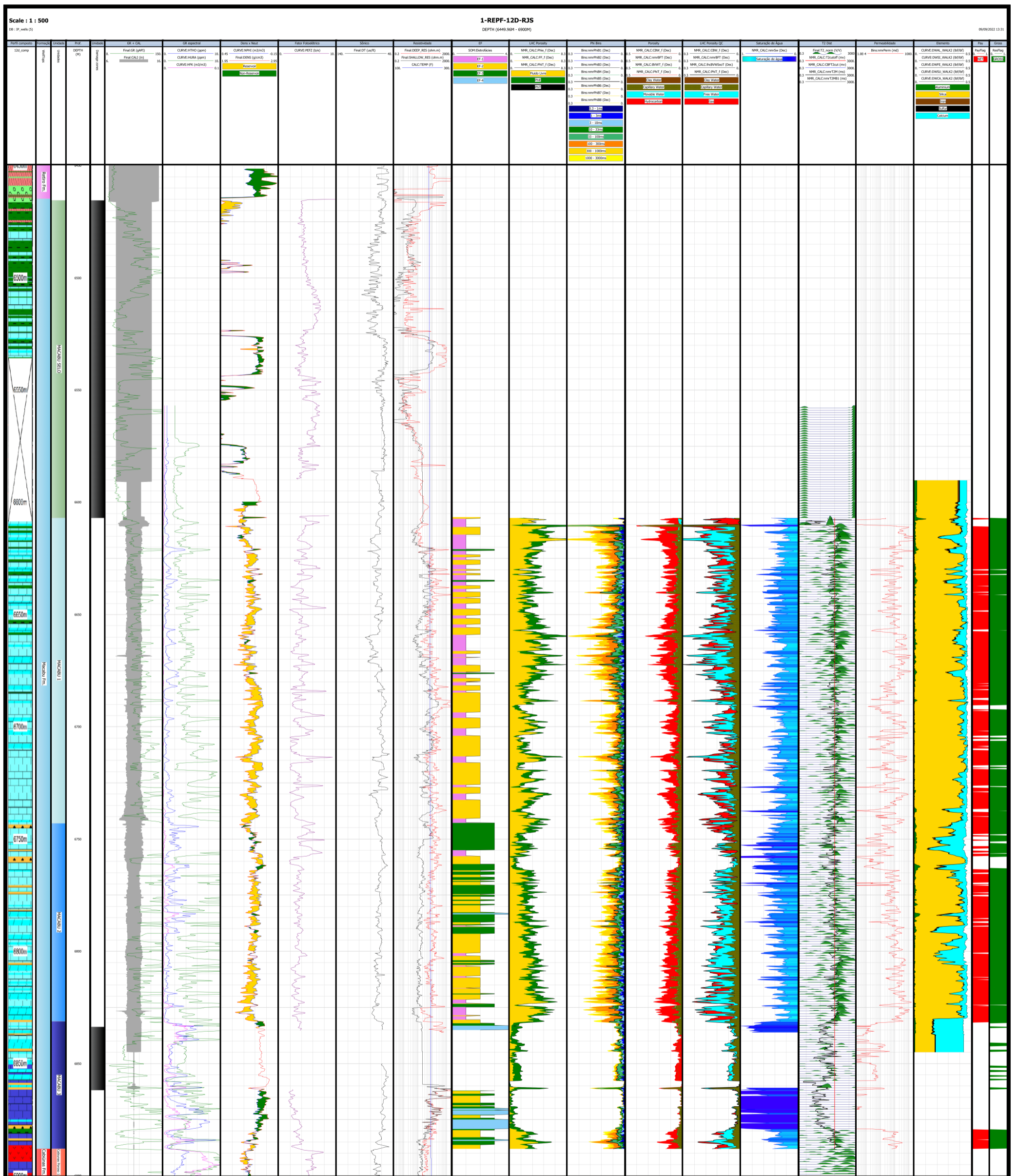
- KENYON, W.E., 1992. Nuclear magnetic resonance as a petrophysical measurement, *Nuclear Geophysics*, v. 6, no. 2, p. 153–171. Later revised and published in 1997 as *Petrophysical principles of applications of NMR logging*, *The Log Analyst*, v. 38, no. 2, p. 21–43.
- KENYON, W.E., et al., 1986. Compact and consistent representation of rock NMR data from permeability estimation, SPE 15643, 1986 SPE Annual Technical Conference and Exhibition preprint, 22 p. Later published in 1988 as a three-part study of NMR longitudinal relaxation properties of water-saturated sandstones, *SPE Formation Evaluation*, v. 3, no. 3, p. 622–636.
- KOHONEN, T. “The Self-Organizing Map”. *Neurocomputing*, vol. 21, no 1–3, novembro de 1998, p. 1–6. DOI.org (Crossref), [https://doi.org/10.1016/S0925-2312\(98\)00030-7](https://doi.org/10.1016/S0925-2312(98)00030-7).
- LAPPONI, F., et al. “Low and High Temperature Silica Diagenesis in a Giant Pre-Salt Reservoir: BM-C-33, Campos Basin, Brazil”. *First EAGE Workshop on Pre-Salt Reservoir: From Exploration to Production*, European Association of Geoscientists & Engineers, 2019, p. 1–4. DOI.org (Crossref), <https://doi.org/10.3997/2214-4609.201982017>.
- MCKENZIE, D. “Some Remarks on the Development of Sedimentary Basins”. *Earth and Planetary Science Letters*, vol. 40, no 1, junho de 1978, p. 25–32. DOI.org (Crossref), [https://doi.org/10.1016/0012-821X\(78\)90071-7](https://doi.org/10.1016/0012-821X(78)90071-7).
- MELLO, M.R. 1988. *Geochemical and Molecular Studies of the Depositional Environments of Source Rocks and their Derived Oils from the Brazilian Marginal Basins*: Ph.D. Dissertation, Bristol University, 240 p
- MILANI, E.J., THOMAZ FILHO, A. 2000. *Sedimentary Basins of South America*. In: Cordani, U.G., Milani, E.J., Thomaz Filho, A. Campos, D.A. (eds.). *Tectonic Evolution of South America*. Rio de Janeiro, 31st. IGC, 389-449.
- MOHRIAK, W.U., 2003. *Bacias sedimentares da margem continental brasileira*. In: Bizzi, L.A.; Schobbenhaus, C.; Vidotti, R.M.; Gonçalves, J.H. (eds.) *Geologia, tectônica e recursos minerais do Brasil*. Brasília: CPRM, 2003 Cap.III, p. 87-165.

- MUNIZ, M. C. & BOSENCE, D. W. J., 2015. In press. Presalt microbialites from the Campos Basin (offshore Brazil): image log facies, facies model and cyclicity in lacustrine carbonates. In: Bosence, D. W. J.,
- NARESH KUMAR, L.A.P. GAMBÔA; Evolution of the São Paulo Plateau (southeastern Brazilian margin) and implications for the early history of the South Atlantic. *GSA Bulletin* 1979;; 90 (3): 281–293. doi: [https://doi.org/10.1130/0016-7606\(1979\)90<281:EOTSPP>2.0.CO;2](https://doi.org/10.1130/0016-7606(1979)90<281:EOTSPP>2.0.CO;2)
- RANGEL, H.D.; MARTINS, F.A.L.; ESTEVES, F.R.; FEIJÓ, F.J., 1994. Bacia de Campos. Boletim de Geociências da Petrobrás. Rio de Janeiro, v.8, n.1, p.203-217.
- RICCOMINI, C.; SANT’ANA, L.G.; FERRARI, A.L. Evolução geológica do rift continental do sudeste do Brasil. In: MANTESSO-NETO, V.; BARTORELLI, A.; CARNEIRO, C.D.R.; BRITO NEVES, B.B. (orgs.). Geologia do continente SulAmericano – Evolução da Obra de Fernando Flávio Marques de Almeida. Beca, p.383-405, 2004.
- RIDER, M.H. (1996). The Geological Interpretation of Well Logs. 1 Ed. *Published*: United States: John Wiley and Sons, Inc.
- RIDER, Malcolm H. The Geological Interpretation of Well Logs. 2. ed., rev. Reprinted, Rider-French Consulting, 2011.
- SALLER, A. *et al.* “Presalt Stratigraphy and Depositional Systems in the Kwanza Basin, Offshore Angola”. AAPG Bulletin, vol. 100, no 07, julho de 2016, p. 1135–64. DOI.org (Crossref), <https://doi.org/10.1306/02111615216>.
- SCHLUMBERGER. Acessado em: 29/08/2022. <<https://www.slb.com/reservoir-characterization/surface-and-downhole-logging/wireline-cased-hole-logging/sonic-scanner-platform>>
- STANTON, N.; KUSZNIR, N.; GORDON, A.; SCHMITT, R. 2019. Architecture and Tectono-magmatic evolution of the Campos Rifted Margin: Control of OCT structure by basement inheritance. **Marine and Petroleum Geology**, Volume 100, 43-59.

- TRITLLA, J., ESTEBAN, M. *et al.* 2019. Where have most of the carbonates gone? Silicified Aptian pre-salt microbial (?) carbonates in South Atlantic basins (Brazil and Angola). Paper T-28 presented at the 16th International Meeting of Carbonate Sedimentologists, Bathurst Meeting, 9–11 July 2019, Mallorca, Spain.
- TRITLLA, J., ESTEBAN, M., LOMA, R., MATTOS, A., SÁNCHEZ, V., BOIX, C. and LEVRESSE, G. 2018. Carbonates that are no more: Silicified pre-salt oil reservoirs in Campos Basin (Brazil). Search and Discovery Article #90323, AAPG Annual Convention and Exhibition, 20–23 May 2018, Salt Lake City, Utah, USA.
- VIEIRA DE LUCA, P. H. *et al.* “Breaking Barriers and Paradigms in Presalt Exploration: The Pão de Açúcar Discovery (Offshore Brazil)”. Giant Fields of the Decade 2000–2010, por R. K. Merrill e C. A. Sternbach, The American Association of Petroleum Geologists, 2017. DOI.org (Crossref), <https://doi.org/10.1306/13572007M1133686>.
- VIEIRA DE LUCA, P. H., *et al.* “Porosity Characterization of Complex Silicified Carbonates Reservoirs of BM-C-33”. First EAGE Workshop on Pre-Salt Reservoir: From Exploration to Production, European Association of Geoscientists & Engineers, 2019, p. 1–5. DOI.org (Crossref), <https://doi.org/10.3997/2214-4609.201982031>.
- VIEIRA DE LUCA, P. H., MATIAS, H., CARBALLO, J., SINEVA, D., PIMENTEL, G. A., TRITLLA, J., ESTEBAN, M., LOMA, R., ALGIBEZ, J.L., PERONA, R, PONTET, M., BONILLO, P., VEGA, V., 2017. Breaking barriers and paradigms in presalt exploration: The Pão de Açúcar discovery (offshore Brazil). In; Merrill, R.K. and Sternbach, C.A. (eds.), Giant Fields of the decade 2000-2010: AAPG Memoir 113, 177-194.
- WENNBERG, O. P., *et al.* “Open Fractures in Pre-Salt Silicified Carbonate Reservoirs in Block BM-C-33, the Outer Campos Basin, Offshore Brazil”. Petroleum Geoscience, vol. 27, no 4, novembro de 2021, p. petgeo2020-125. DOI.org (Crossref), <https://doi.org/10.1144/petgeo2020-125>.
- WINTER, W.R.; JAHNERT, R.J. & FRANÇA, A.B. 2007. Bacia de Campos. Boletim de Geociências da Petrobrás, 15 (2): 511-529

YOSE, L.A., BROWN, S., DAVIS, T.L., EIBEN, T., KOMPANIC, G.S. and MAXWELL, S.R.
2001. 3-D geologic model of a fractured carbonate reservoir, Norman Wells Field, NWT,
Canada. Bulletin of Canadian Petroleum Geology, 49, 86–116,
<https://doi.org/10.2113/49.1.86>

APÊNDICE



Plot de perfil geofísico do poço 1-REPF-12D-RJS, contendo todos os perfis elétricos utilizados neste trabalho. Da esquerda para a direita, os tracks são compostos por: (1) perfil composto; (2) Formação; (3) Unidades interpretadas; (4) profundidades; (5) zonas com logs ausentes ou comprometidos; (6) GR e caliper; (7) Teores de U, Th e K; (8) densidade-neutrão; (9) fator fotoelétrico; (10) sônico; (11) Resistividade profunda e rasa, e temperatura; (12) Eletrofácies; (13) fluido livre, PHIE e PHIT pós correção LHC; (14) Bins; (15) mostrará os volumes de água ligada, água móvel e hidrocarboneto vistos na rocha; (16) LHC porosity QC, contendo água de ligação de argila (CBW_f), fluido irreduzível total (nmrBFT) e lhcBVWSxoT e PHIT_f corrigidos pelo LHC. As sombras são empilhadas da seguinte forma: 0 - CBW é Clay-Bound Water; de CBW para BFT é água capilar irreduzível; da capilaridade para o BVWSxo é Água Livre, e do restante do Fluido Livre para PHIT é Gás; (17) Saturação de água corrigida pelo workflow LHC; (18) forma de onda NMR T2 com os cortes T2 interativos para fluido livre; (19) Permeabilidade Timur-Coates não calibrada; (20) ECS mostrando teores de Si, Ca e Al; (21) NET GROSS; (22) NET PAY.