

8 APRESENTAÇÃO DOS RESULTADOS

A identificação dos prováveis intervalos de folhelhos geradores com potencial para reservatório *Shale Gas* foi realizada sob a suposição de que a combinação de perfis geofísicos de poço poderia individualizar grupos de rochas com composição similar, e fornecer dados para a estimativa de COT, e informações indicativas da presença de gás nas mesmas.

Assim, após os ajustes de qualidade nos dados, tais como emenda das curvas e adequação de escalas ao formato padrão de leitura, foi efetuada uma interpretação básica para delimitar zonas com padrões semelhantes, identificando marcos estratigráfico (possíveis topos dos Membros Abacaxis e Urubu) e eventos deposicionais, além de separar as potenciais rochas geradoras-reservatório das não geradoras. Posteriormente esta seleção foi refinada com a integração dos dados geoquímicos disponíveis para cada poço.

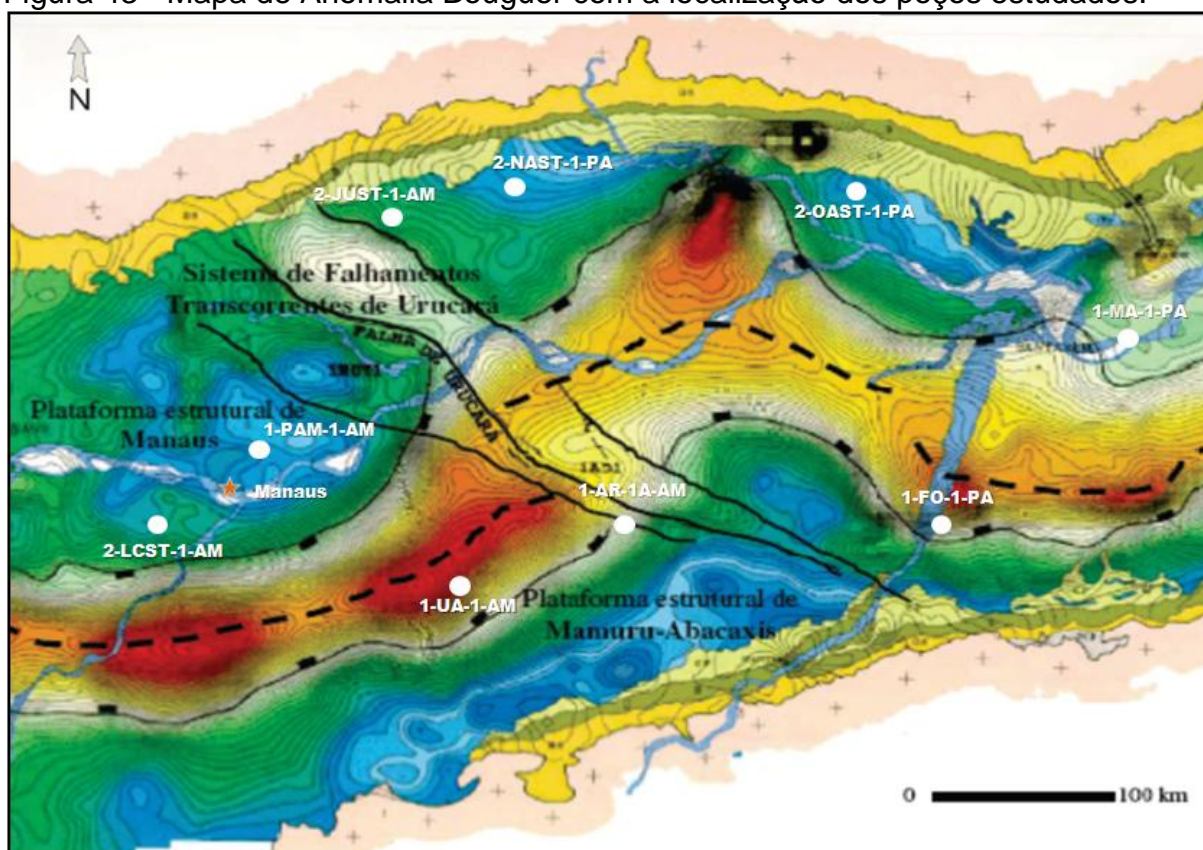
A presença de fraturas naturais não foi considerada um parâmetro determinante na seleção dos intervalos de interesse, uma vez que, o foco desta dissertação é selecionar as características geológicas que podem individualizar o reservatório não convencional, sem abordar a viabilidade econômica do desenvolvimento da produção de gás. Para identificação das fraturas, utilizou-se somente o perfil de Resistividade, uma vez que o perfil Sônico e o de Nêutrons não forneceram respostas consistentes frente aos prováveis intervalos fraturados.

Para assegurar que a identificação dos prováveis intervalos de rochas geradoras com potencial para reservatório *Shale Gas* estava considerando o mesmo ambiente de deposição, a interpretação geológica foi feita a partir do arcabouço estratigráfico. Desta forma, a aplicabilidade do método foi resguardada, uma vez que os diferentes ambientes deposicionais apresentam assinaturas particulares em perfil (ZINSZNER & PELLERIN, 2007).

Todos os poços estudados são verticais, e a maioria foi perfurado entre as décadas de 50 e 60 (Figura 43), época em que a estratégia exploratória não contemplava a perfilagem dos níveis da rocha geradora. Em consequência disto, o conjunto de perfis utilizados em cada poço é diferente (Quadro 6), e por vezes não há registros na seção da Formação Barreirinha. Ressalta-se ainda, que todos os

perfis disponibilizados pela Agência Nacional do Petróleo, Biocombustíveis e Gás Natural (ANP) foram remasterizados, e não guardam fidelidade com os perfis originais.

Figura 43 - Mapa de Anomalia Bouguer com a localização dos poços estudados.



Fonte: Modificado de COSTA, 2002.

Outro problema inerente à maioria dos dados é a imperfeição dos arquivos *.LAS, alguns registros existem apenas no Perfil Composto e outros estão incompletos. Conseqüentemente foi necessária uma avaliação crítica desses perfis, e quando possível, as curvas faltantes foram digitalizadas. Para extrair os dados em forma digital a partir dos arquivos de imagem foi utilizada a ferramenta Engauge Digitizer 4.1. Tal procedimento permitiu recompor as curvas que só estavam disponíveis no perfil composto.

No controle de qualidade dos perfis foi somente levado em conta, observações visuais sobre anomalias relativas ao perfil de Caliper, as quais podem diminuir a confiabilidade da resposta dos outros perfis.

Quadro 6 - Resumo dos registros disponíveis para análise petrofísica nos poços.

	Raio Gama (RG)	Resistividade (Res)	Densidade (RHOB)	Nêutrons ¹ (%)	Sônico (DT)
1-UA-1-AM	x	x			
1-AR-1A-AM		x			
1-FO-1-PA	x	x		x	x
2-LCST-1-AM	x	x			x
1-PAM-1-AM	x	x			x
2-JUST-1-AM	x	x		x	x
2-NAST-1-PA	x	x			
2-OAST-1-PA	x	x		x	x
1-MA-1-PA	x	x		x	

¹ O perfil de Nêutrons faz a medição em *counts per second* (cps) e fornece dados de porcentagem de índice de porosidade (ρ_i).

8.1 Avaliação dos poços

A descrição e avaliação dos poços estudados tiveram como base a descrição das amostras de calha, as análises geoquímicas e as assinaturas apresentadas nos perfis geofísicos disponíveis.

8.1.1 Poço 1-UA-1-AM

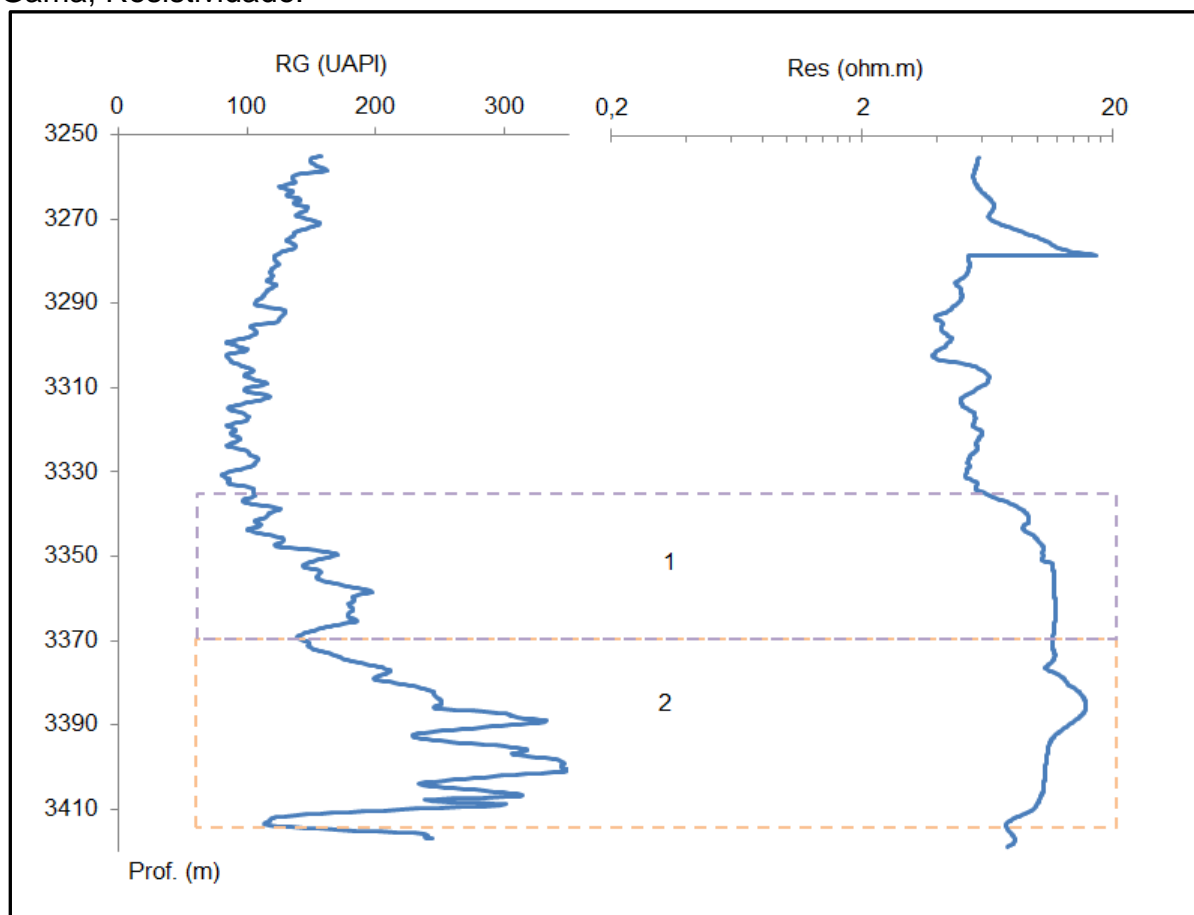
O poço 1-UA-1-AM localiza-se no flanco norte da bacia, 220 km a nordeste de Manaus, no contexto da Linha de Charneira Sul (Figura 43). Neste ponto, a Formação Barreirinha ocorre no intervalo entre 3255-3417 m.

A partir da descrição das amostras de calha, feitas pela Petrobras, é possível reconhecer duas litofácies: (1) Superior (3255-3366 m), composta por folhelho castanho escuro, betuminoso, físsil intercalado com camadas de silte semiduro; (2) Inferior (3366-3417 m), composta por folhelho cinza escuro a preto, micáceo, físsil, semiduro.

8.1.1.1 Identificação de Intervalo Gerador-Reservatório

A correlação dos perfis de Raio Gama (RG), Resistividade (Res) permitiu identificar dois prováveis intervalos geradores: (1) 3335-3370 m e (2) 3370-3417 m (Figura 44).

Figura 44 - Perfil em profundidade do poço 1-UA-1-AM, contendo os valores de Raio Gama, Resistividade.



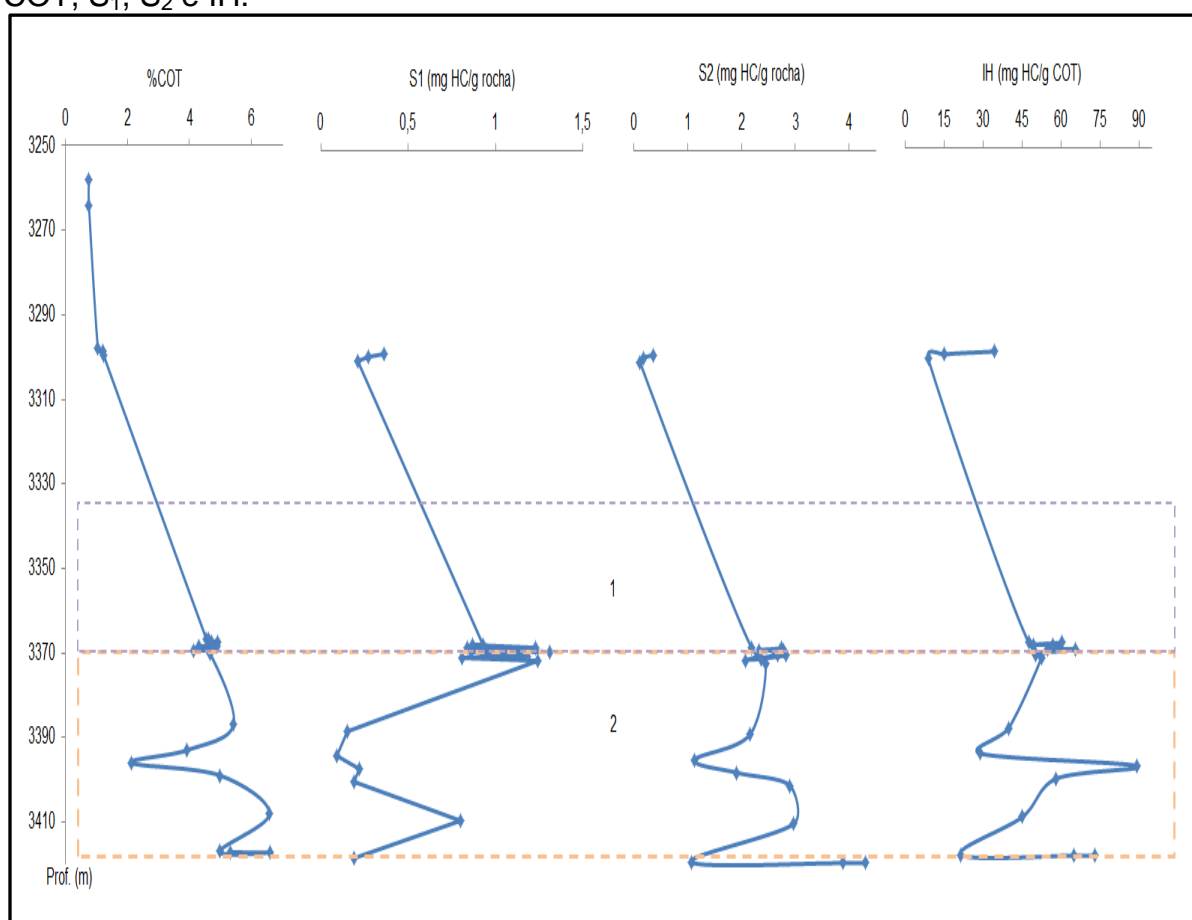
O Intervalo 1 (3335-3370 m) apresenta teor de carbono orgânico variando entre 4,55 e 4,88%. A avaliação do potencial gerador indica médio potencial de geração (S_1 0,81-1,24 mg HC/g rocha, S_2 2,08-2,82 mg HC/g rocha), e índice de hidrogênio compatível com a geração de gás (IH 47,50-65,42 mg HC/g COT).

O Intervalo 2 (3370-3417 m) apresenta teor de carbono orgânico variando entre 2,14 e 6,61%. A avaliação do potencial gerador indica baixo a médio potencial de geração (S_1 0,19-1,78 mg HC/g rocha, S_2 1,07-4,3 mg HC/g rocha), e índice de hidrogênio também compatível para geração de gás (IH 21,48-89,25 mg HC/g COT). Contudo, os valores de temperatura máxima (T_{max} 411-440°C) revelam que ambos os intervalos estão localizados na zona imatura (Figura 45 e Anexo A).

Cabe ressaltar que, considerando os valores de COT, S_1 e S_2 , sob condições favoráveis para geração de hidrocarboneto, ambos os intervalos poderiam constituir um reservatório não convencional de gás nesta seção da Formação Barreirinha.

Sendo que, o intervalo 3370-3417 m seria mais promissor, pois além de possuir maior teor de COT e potencial de geração, apresenta maior heterogeneidade do ponto de vista litológico (intercalações de siltito), o que beneficia o processo de fraturamento.

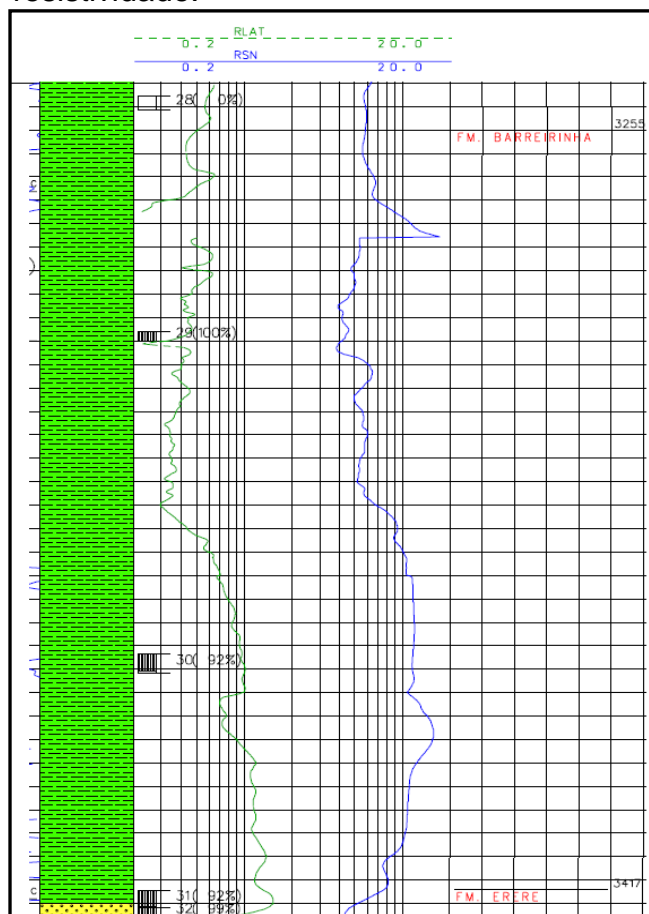
Figura 45 - Perfil em profundidade do poço 1-UA-1-AM, contendo os valores de COT, S₁, S₂ e IH.



8.1.1.2 Identificação de possíveis zonas fraturadas - *Quick Look Interpretation*

As curvas de resistividade rasa (RSN) e profunda (RLAT) apresentam a mesma tendência, ao longo de toda Formação Barreirinha, não apresentando indícios de presença de fraturas (Figura 46).

Figura 46 - Perfil composto do poço 1-UA-1-AM ilustrando a relação entre as curvas de resistividade.



Fonte: ANP, 2013.

8.1.1.3 Método ΔLogR

Não foi realizado registros em perfil que permitissem o cálculo de COT da Formação Barreirinha neste poço.

8.1.1.4 Cálculos Petrofísicos

a) Porosidade

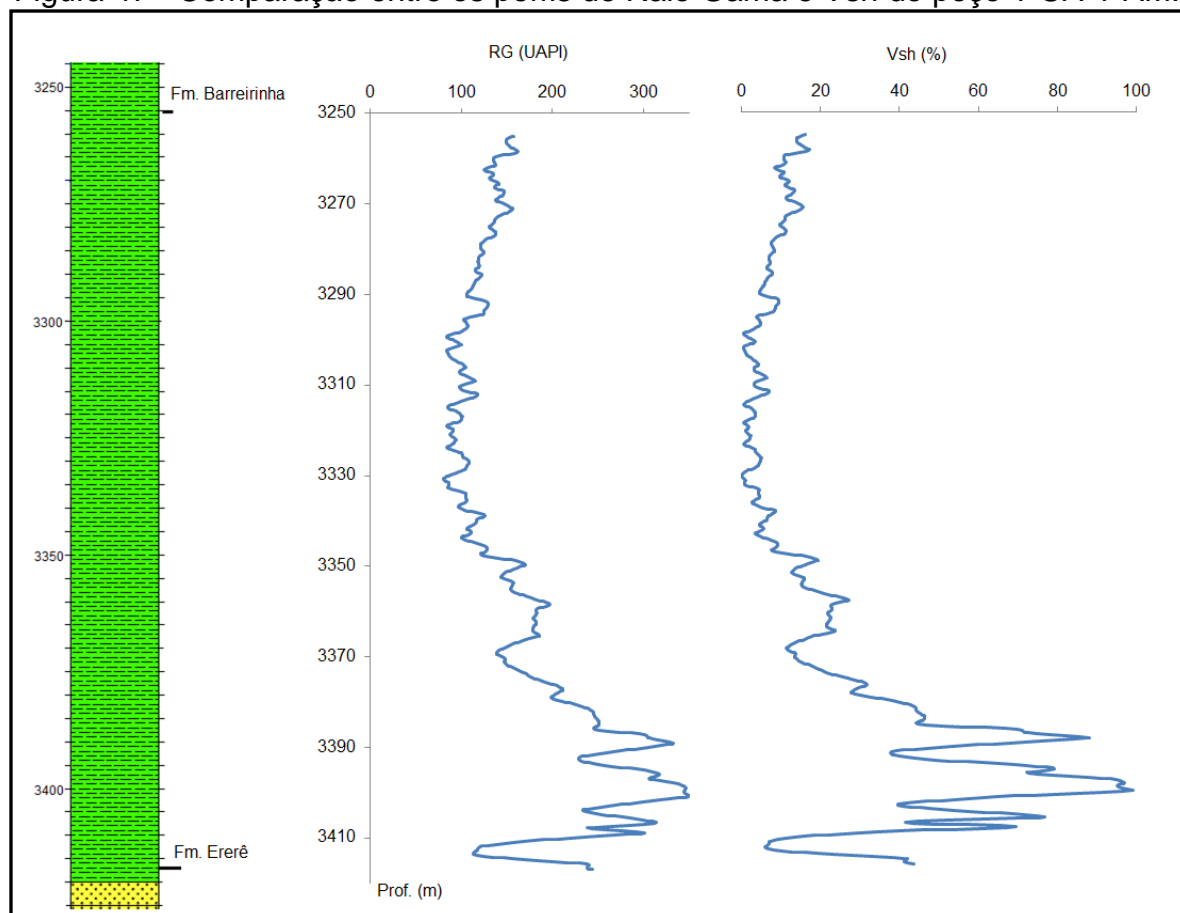
Não foi realizado registros em perfil que permitissem o cálculo de porosidade da Formação Barreirinha neste poço.

b) Volume de argila

Considerando a indisponibilidade de dados de densidade, a estimativa do volume de argila (V_{sh}) foi calculada aplicando a fórmula de cálculo linear e a fórmula para rochas pré-Cenozóica proposta por Larionov (1969), (Fórmulas 12 e 13). O GR_{min} foi fixado em 80,77 API e o GR_{max} em 349,68 API.

O volume de argila médio calculado é de 19,83%. Porém, o método não apresentou resultados numéricos consistentes ao longo de toda seção (Figura 47), por não haver um ponto referencial de “argilosidade zero”. Em virtude disto, ocorrem distorções nas estimativas numéricas da argilosidade, principalmente para valores de radioatividade próximos aos parâmetros GR_{min} e GR_{max} adotados.

Figura 47 - Comparação entre os perfis de Raio Gama e Vsh do poço 1-UA-1-AM.



8.1.2 Poço 1-AR-1A-AM

O poço 1-AR-1A-AM localiza-se na porção mais profunda da bacia, 271 km a sudeste de Manaus, próximo ao eixo leste-oeste da calha central, Plataforma Sul (Figura 43). Neste ponto, a Formação Barreirinha ocorre no intervalo entre 3727-3990 m.

A partir da descrição das amostras de calha, feitas pela Petrobras, é possível reconhecer duas litofácies: (1) Superior (3727-3820 m), composta por folhelho cinza a marrom, gradando para siltito, com pequenas lentes de arenito marrom, fino a médio, fechado, micáceo, não-carbonático; (2) Inferior (3820- 3990 m), composta por folhelho cinza escuro a castanho acinzentado, físsil, localmente maciço, micáceo, piritoso, com marcas de tubos de vermes, fragmentos de concha, traços de arenito muito fino e carbonatos.

8.1.2.1 Identificação de Intervalo Gerador-Reservatório

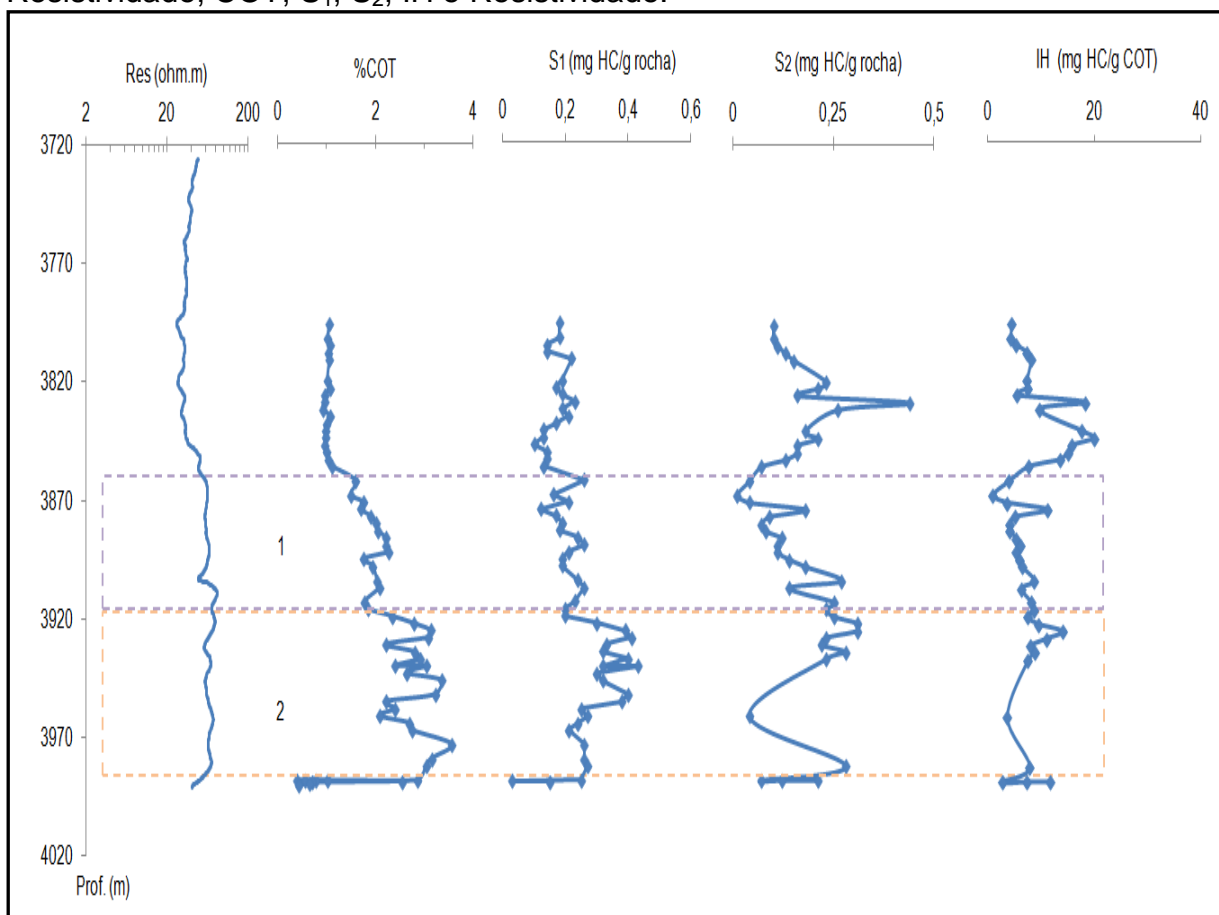
Na ausência do perfil de Raio Gama, a identificação preliminar dos intervalos de interesse (potencialmente gerador-reservatório) foi realizada tendo como base o perfil de Resistividade (Figura 48).

A correlação dos dados geoquímicos com o perfil de Resistividade permitiu identificar dois prováveis intervalos geradores: (1) 3860-3918 m e (2) 3918-3985 m.

O Intervalo 1 (3860-3918 m) apresenta teor de carbono orgânico variando entre 1,49 e 2,27%. A avaliação do potencial gerador indica baixo potencial de geração (S_1 0,16-0,26 mg HC/g rocha, S_2 0,01-0,27 mg HC/g rocha), e índice de hidrogênio compatível com a geração de gás (IH 1,04-8,76 mg HC/g COT).

O Intervalo 2 (3918-3985 m) apresenta teor de carbono orgânico variando entre 2,08 e 3,56%. A avaliação do potencial gerador indica baixo potencial de geração (S_1 0,20-0,41 mg HC/g rocha, S_2 0,04-0,31 mg HC/g rocha), e índice de hidrogênio também compatível para geração de gás (IH 2,76-14,09 mg HC/g COT). Além disso, os valores temperatura máxima (T_{max} 301-393°C) revelam um baixo grau de evolução térmica para ambos os intervalos (Figura 48, Anexo B).

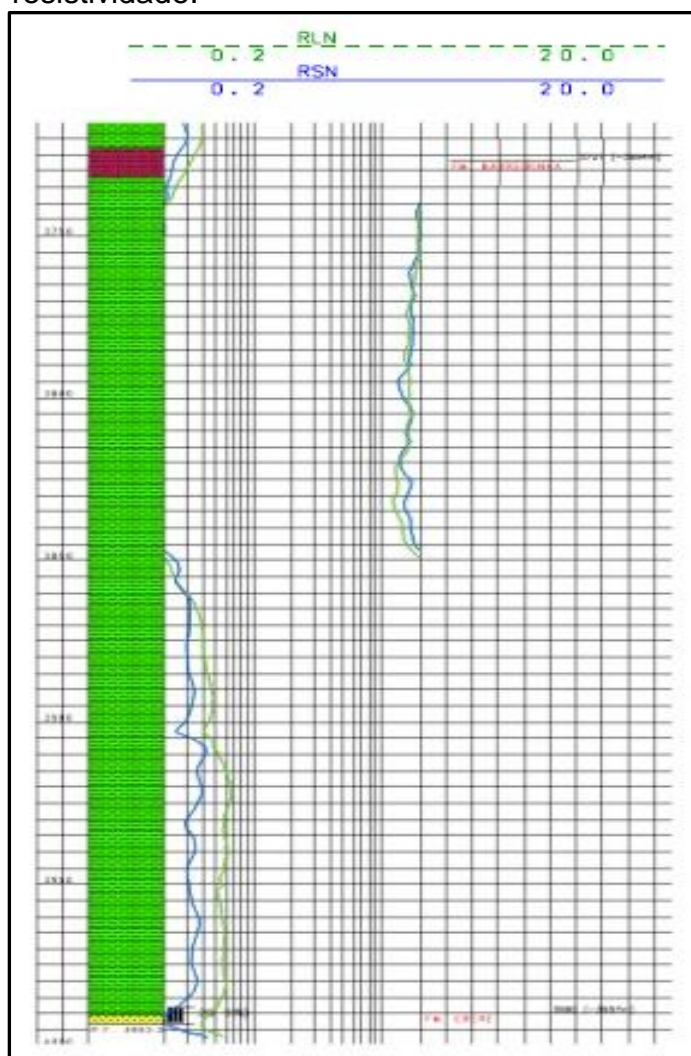
Figura 48 - Perfil em profundidade do poço 1-AR-1A-AM, contendo os valores de Resistividade, COT, S₁, S₂, IH e Resistividade.



8.1.2.2 Identificação de possíveis zonas fraturadas - *Quick Look Interpretation*

A comparação entre as curvas de Resistividade não apresentou indícios de presença de fraturas ao longo da Formação Barreirinha neste poço. As curvas de resistividade rasa (RSN) e profunda (RLN) apresentam a mesma tendência, não ocorrendo separação entre as mesmas (Figura 49).

Figura 49 - Perfil composto do poço 1-AR-1A-AM ilustrando a relação entre as curvas de resistividade.



Fonte: ANP, 2013.

8.1.2.3 Método ΔLogR

Não foi realizado registros em perfil que permitissem o cálculo de COT da Formação Barreirinha neste poço.

8.1.2.4 Cálculos Petrofísicos

Não foi realizado registros em perfil que permitissem o cálculo de porosidade e de volume de argila da Formação Barreirinha neste poço.

8.1.3 Poço 1-FO-1-PA

O poço 1-FO-1-PA localiza-se sobre uma anomalia gravimétrica, próximo a Linha de Charneira Sul, na margem direita do Rio Tapajós (Figura 43). Neste ponto, a Formação Barreirinha ocorre no intervalo entre 1158-1341 m, segmentada por intrusões de diabásio.

A partir da descrição das amostras de calha, feitas pela Petrobras, é possível reconhecer duas litofácies, ambas cortadas por diques de diabásio: (1) Superior (1158-1278 m), composta por folhelho cinza escuro a preto, síltico, laminado, ora físsil, micáceo, carbonoso, piritoso, com lentes delgadas de siltito cinza claro a médio, micáceo, semiduro; (2) Inferior (1278-1341 m), composta por folhelho cinza escuro a preto, ocasionalmente laminado, ora maciço, micáceo, carbonoso, semi-macio, plástico, com intercalações de siltito cinza escuro, maciço, micáceo, argiloso e mole.

8.1.3.1 Identificação de Intervalo Gerador-Reservatório

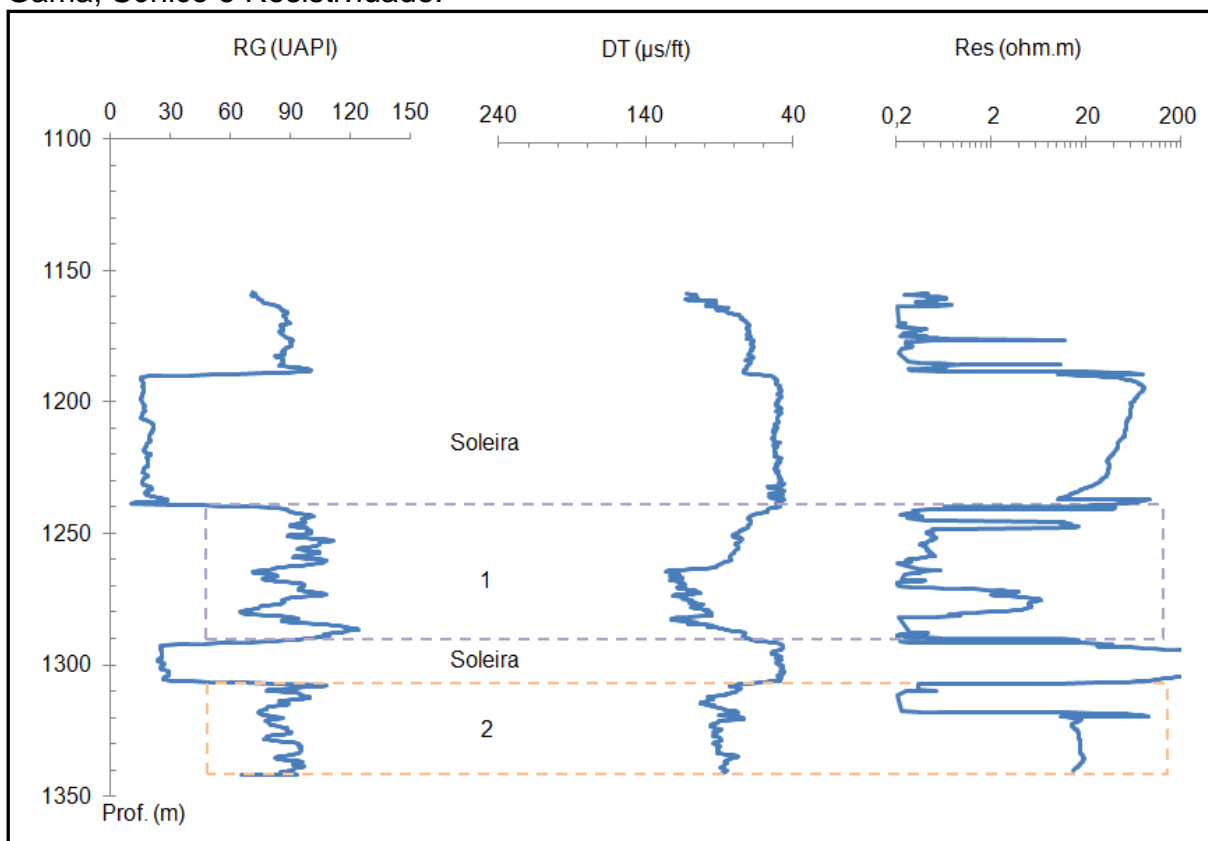
A associação dos perfis de Raio Gama, Sônico (DT) e de Resistividade aponta dois intervalos com clara tendência de incremento da fração argila, e possivelmente da concentração de matéria orgânica (Figura 50): (1) 1240-1290 m; (2) 1307-1341 m.

O Intervalo 1 (1240-1290 m) apresenta teor de carbono orgânico de 1,78%. A avaliação do potencial gerador indica baixo potencial de geração (S_1 2,3 mg HC/g rocha, S_2 0,62 mg HC/g rocha), e índice de hidrogênio compatível com a geração de

gás (IH 34,83 mg HC/g COT). Esses valores referem-se a uma única medida, extrapolado para todo intervalo.

O Intervalo 2 (1240-1290 m) apresenta teor de carbono orgânico variando entre 1,2-1,6%. A avaliação do potencial gerador indica baixo potencial de geração (S_1 0,89-3,5 mg HC/g rocha, S_2 0,34-1,12 mg HC/g rocha), e índice de hidrogênio também compatível para geração de gás (IH 28,33-70 mg HC/g COT) (Figura 51, Anexo C).

Figura 50 - Perfil em profundidade do poço 1-FO-1-PA, contendo os valores de Raio Gama, Sônico e Resistividade.



Cabe ressaltar que, em virtude da presença de rochas intrusivas o valor de Tmax não é confiável, logo não é possível determinar a evolução térmica dos intervalos. Além disso, os baixos valores de S_2 e IH podem ser resultado do craqueamento do querogênio em função da influência térmica das soleiras, não refletindo, portanto as características geoquímicas originais dos folhelhos.

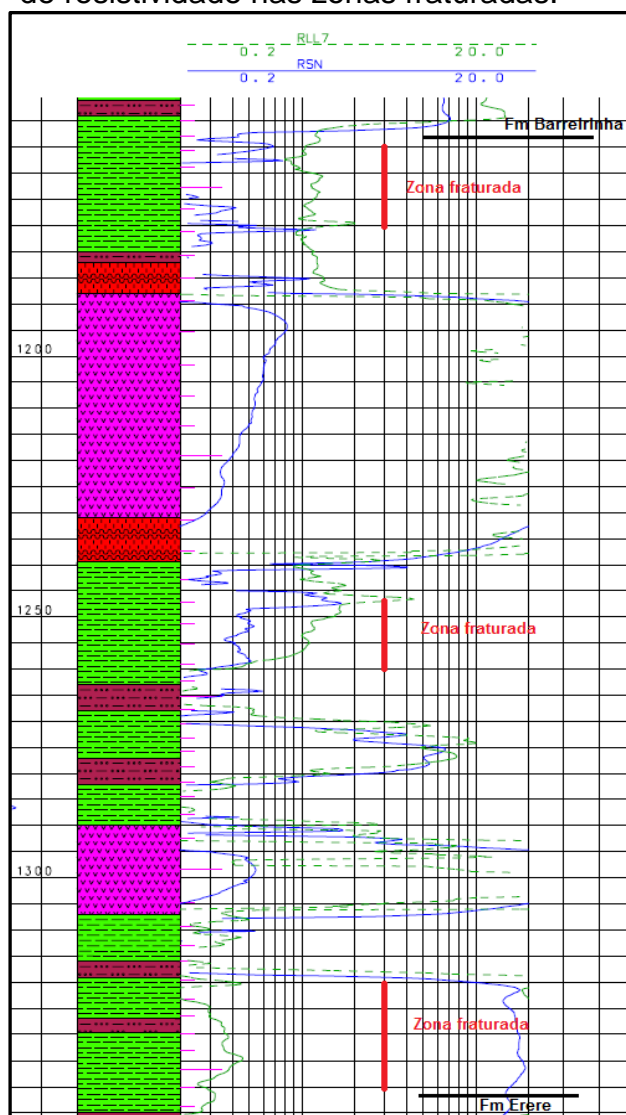
Figura 51 - Perfil em profundidade do poço 1-FO-1-PA, contendo os valores de Raio Gama, COT, S1, S2, e IH.



8.1.3.2 Identificação de possíveis zonas fraturadas - *Quick Look Interpretation*

A comparação entre as curvas de Resistividade forneceu indícios de presença de fraturas em três intervalos: 1160-1175 m; 1248-1260 m e 1320-1341 m. Nestes pontos ocorre separação das curvas de resistividade rasa (RSN) e profunda (RLL7) (Figura 52).

Figura 52 - Perfil composto do poço 1-FO-1-PA ilustrando a relação entre as curvas de resistividade nas zonas fraturadas.



Fonte: ANP, 2013.

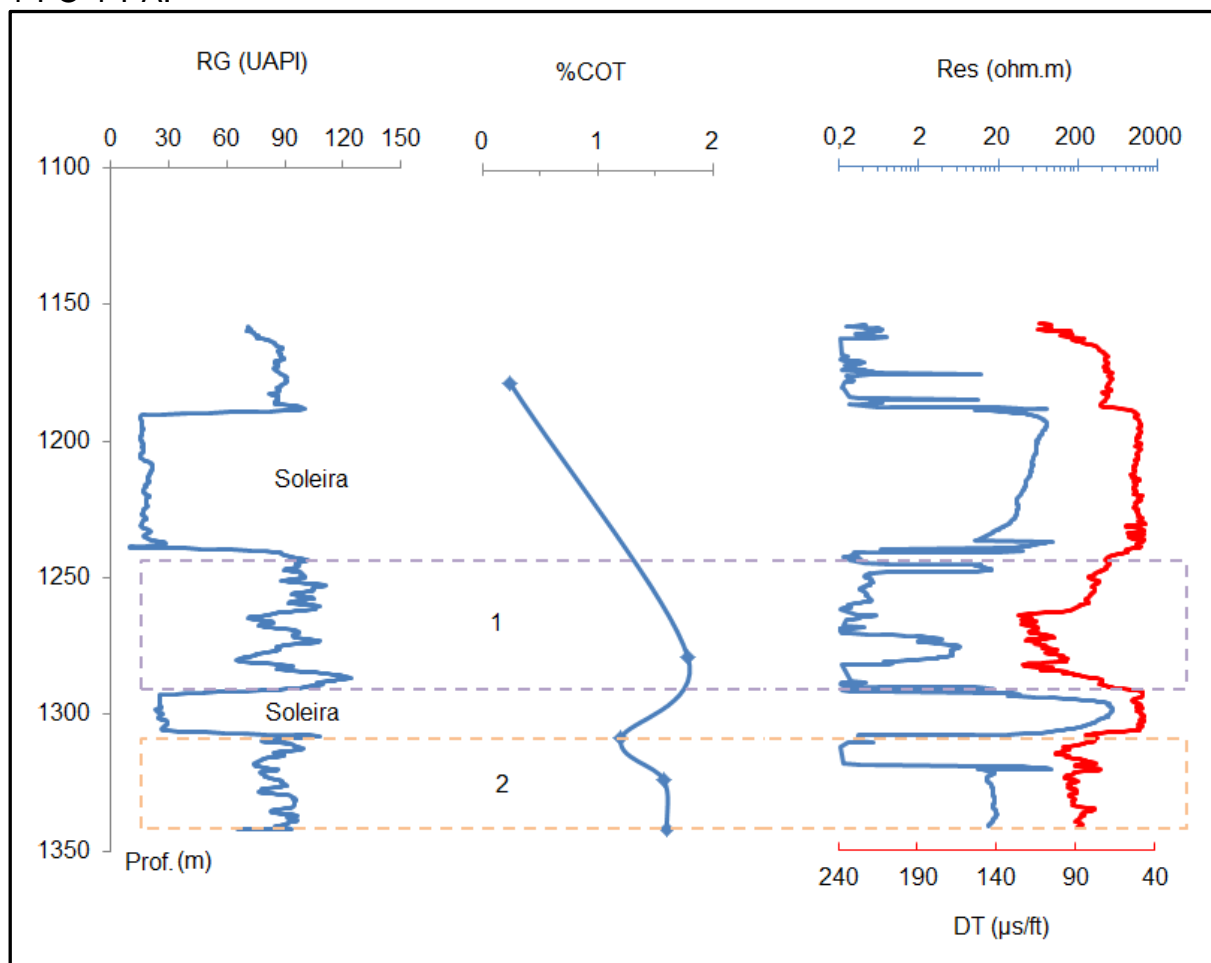
8.1.3.3 Método ΔLogR

Neste poço não ocorre sobreposição das curvas do perfil de Resistividade e Sônico (Figura 53).

Neste caso, pode-se supor que este comportamento está relacionado ao fato de que em rochas supermaturas (por influência térmica das soleiras) a tendência natural de diminuição da resistividade e aumento da porosidade, faça com que o

método não identifique em alguns casos as zonas enriquecidas em matéria orgânica, uma vez que o mesmo foi calibrado para LOM entre 6 e 9.

Figura 53 - Perfil em profundidade ilustrando a resposta dos perfis de Resistividade e Sônico a presença de matéria orgânica nos prováveis intervalos geradores do poço 1-FO-1-PA.



8.1.3.4 Cálculos Petrofísicos

a) Porosidade

A estimativa da porosidade sônica (Φ_S) foi realizada utilizando as Fórmulas 9 e 10. Nesta dissertação, considerou-se o tempo de trânsito da matriz argilosa igual a

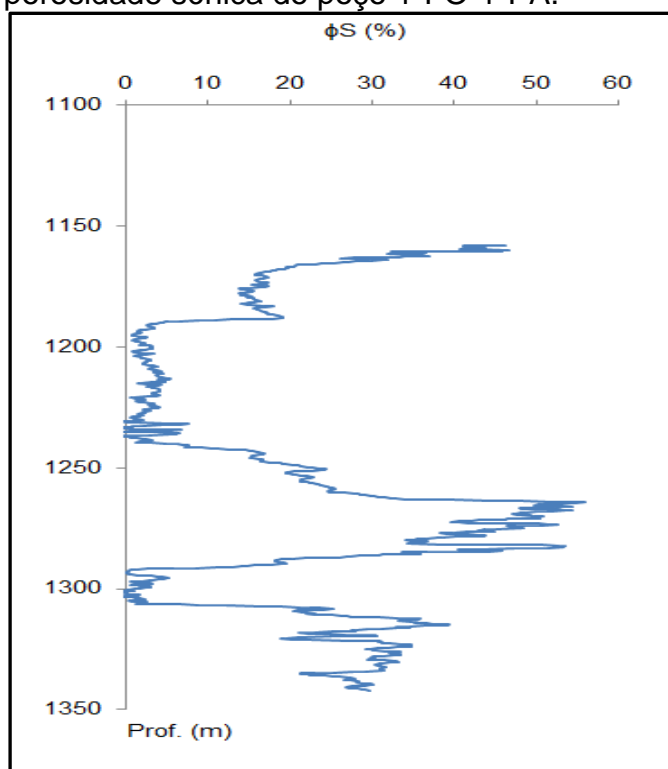
47 $\mu\text{s}/\text{ft}$ (considerado o tempo de trânsito no folhelho duro); e do fluido água doce igual a 189 $\mu\text{s}/\text{ft}$.

A porosidade sônica média calculada é de 18,74 %. A porosidade máxima corresponde a 18,74% a 1176 m e a mínima 13,11% a 1264 m. Na Figura 54 observa-se uma diminuição da porosidade com o aumento da profundidade, o que pode significar que os intervalos mais profundos estão mais compactados.

Cabe ressaltar que, que valores de porosidade entre 20-50% podem estar relacionados a presença de fraturas, uma vez que os intervalos com maior porosidade correspondem aproximadamente aos identificados, utilizando a relação das curvas de resistividade, como fraturados (1160-1175 m; 1248-1260 m; 1320-1341 m).

O índice de porosidade neutrônica foi estimado utilizando-se a carta da Schlumberger, específica para ferramenta GNAM 1 a 5 (Apêndice A). O diâmetro do poço foi fixado em 7 polegadas para o intervalo entre 1310-1341 m, e o índice de porosidade calculado foi de 24,5%

Figura 54 - Perfil em profundidade da porosidade sônica do poço 1-FO-1-PA.

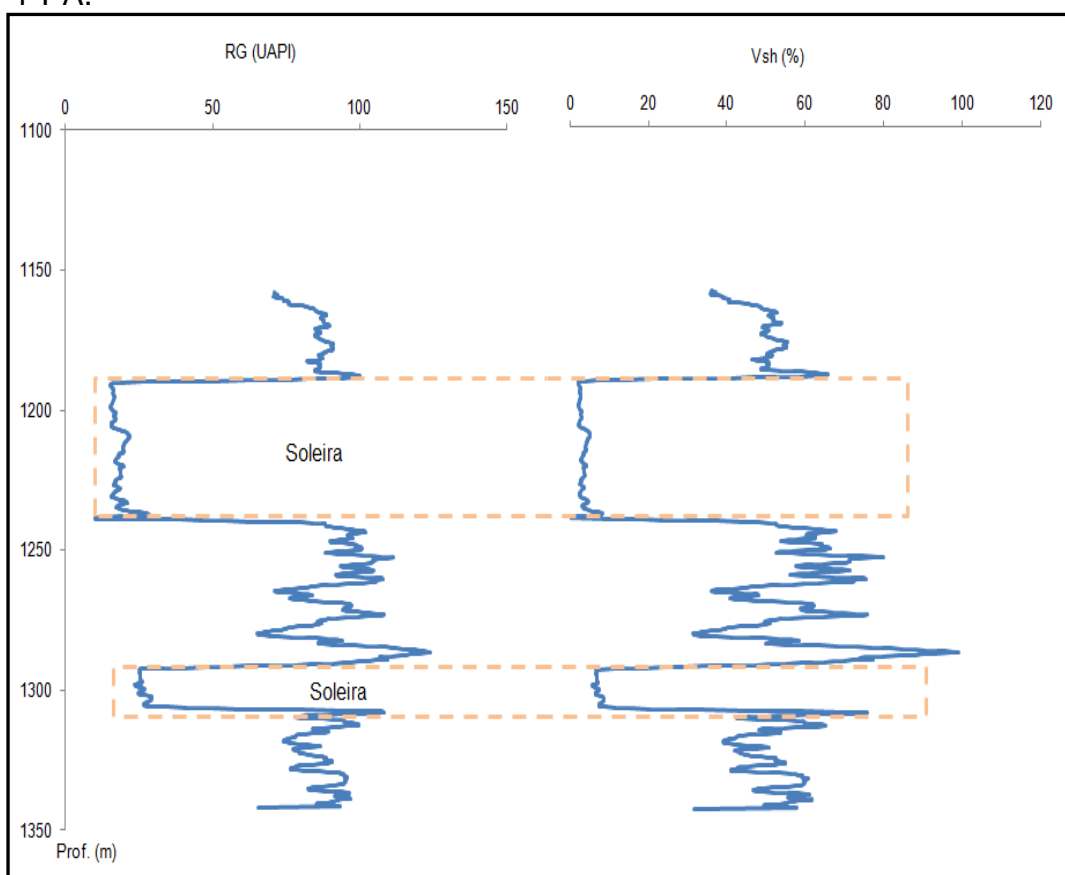


b) Volume de argila (Vsh)

Adotou-se o mesmo procedimento utilizado anteriormente para o cálculo do volume de argila, fixando o GR_{min} em 10,238 API e o GR_{max} em 124,078 API.

A comparação entre os perfis de Raio Gama e de Volume de Argila demonstram que, neste caso, os resultados numéricos são consistentes em virtude da presença da soleira de diabásio, que serve como parâmetro de referência de “argilosidade zero” (Figura 55). O valor médio do volume de argila para toda a seção é de 54%.

Figura 55 - Comparação entre os perfis de Raio Gama e Vsh do poço 1-FO-1-PA.



8.1.4 Poço 2-LCST-1-AM

O poço 2-LCST-1-AM localiza-se na margem do Lago Castanho, 85 km a sudoeste de Manaus, no contexto do Arco de Purus (Figura 43). Neste ponto, a Formação Barreirinha ocorre no intervalo entre 1496-1588 m.

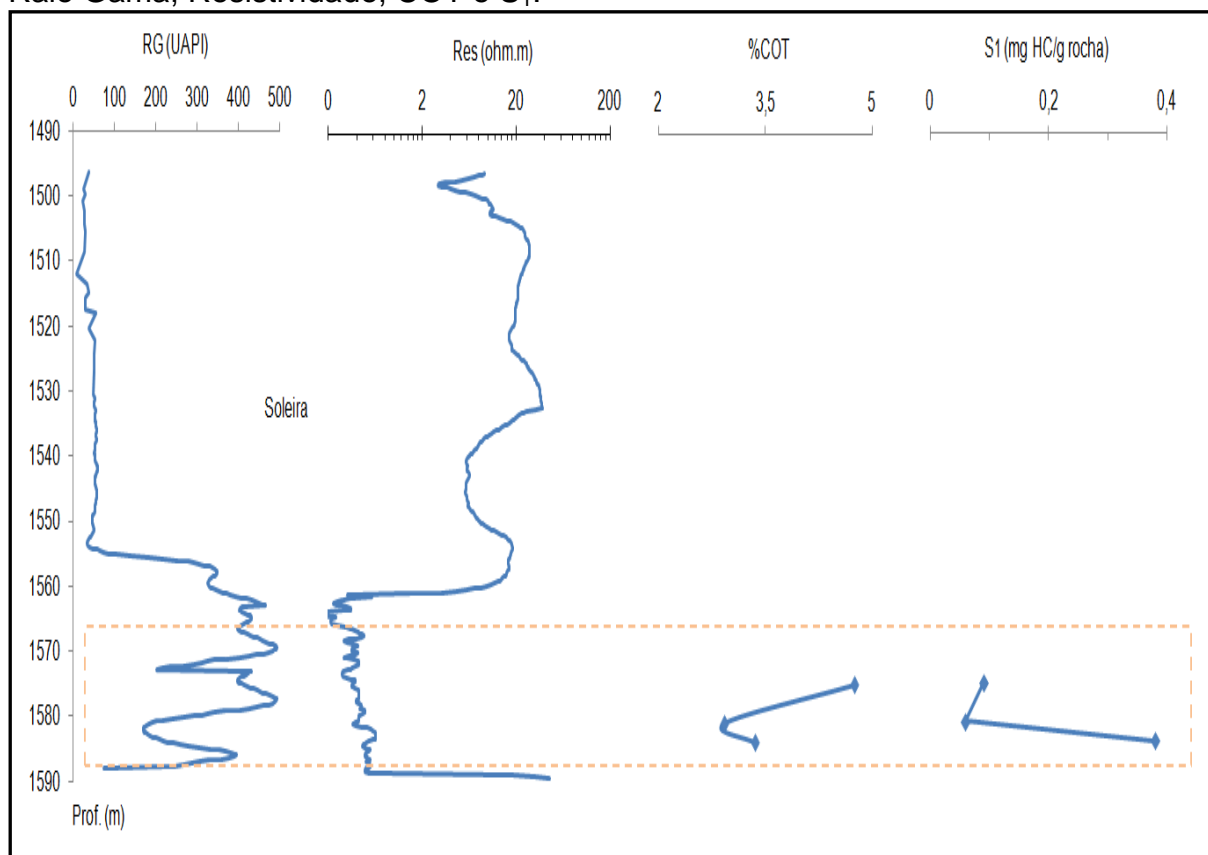
A partir da descrição das amostras de calha, feitas pela Petrobras, é possível reconhecer duas litofácies: (1) Superior (1496-1561 m), apresenta soleira de diabásio no topo, é composta pela intercalação de folhelho cinza escuro, piritoso, siltito, sedimentos metamorfisados e arenito muito fino marrom a cinza, micáceo duro a friável, e fechado; (2) Inferior (1561-1588 m), composta por folhelho preto, micáceo, duro, piritoso, betuminoso, síltico.

8.1.4.1 Identificação de Intervalo Gerador-Reservatório

A partir da correlação dos perfis de Raio Gama e Resistividade foi identificado um provável intervalo gerador: 1568-1588 m. Este intervalo apresenta teor de carbono orgânico variando entre 2,92 e 4,74%. A avaliação do potencial gerador indica baixo potencial de geração (S_1 0,64, S_2 0,09-0,38 mg HC/g rocha) (Figura 56 e Anexo D).

Cabe ressaltar que, em virtude da presença de rochas intrusivas o valor de T_{max} não é confiável, logo não é possível determinar a evolução térmica do intervalo. Além disso, os baixos valores de S_1 , S_2 e IH provavelmente estão associados ao efeito térmico gerado pela intrusão ígnea presente no topo desta seção, que pode ter promovido o craqueamento da matéria orgânica, não refletindo portanto as características geoquímicas originais dos folhelhos.

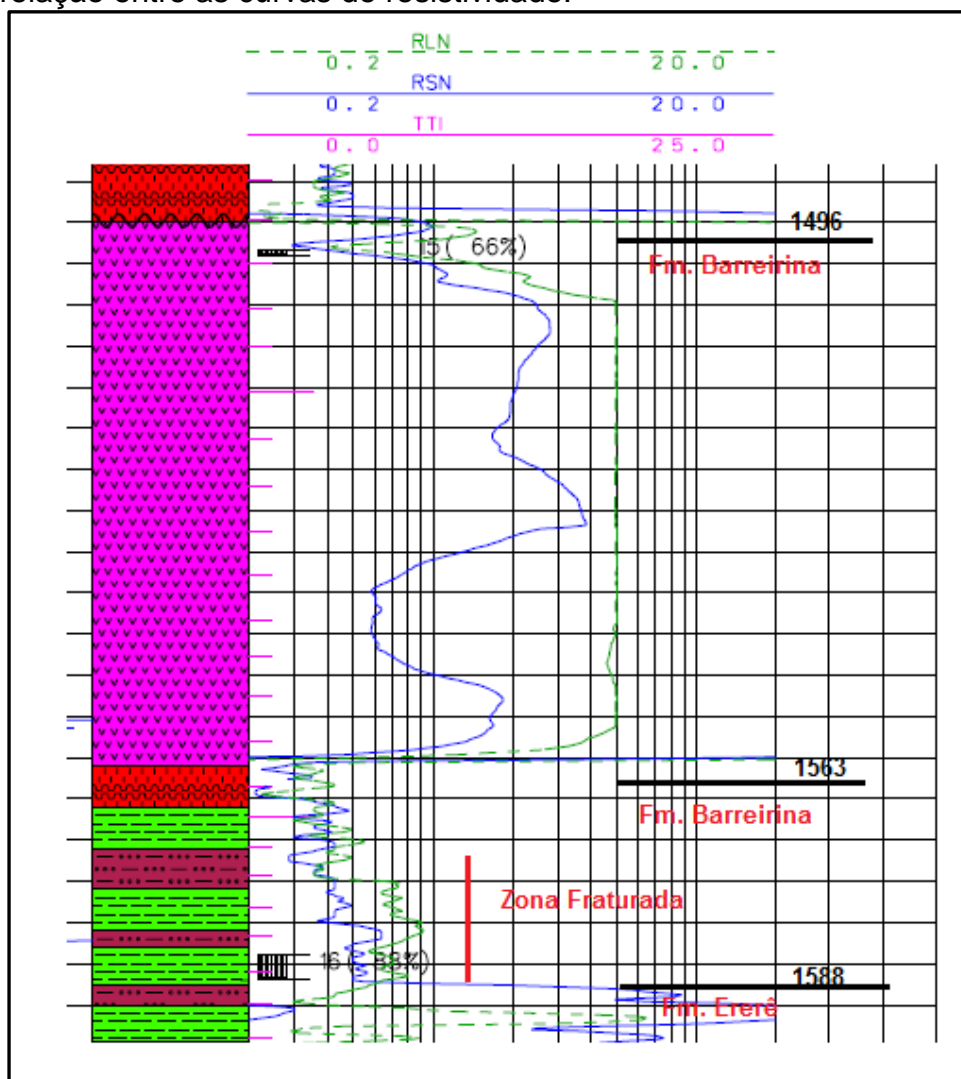
Figura 56 - Perfil em profundidade do poço 2-LCST-1-AM, contendo os valores de Raio Gama, Resistividade, COT e S_1 .



8.1.4.2 Identificação de possíveis zonas fraturadas - *Quick Look Interpretation*

As curvas de resistividade rasa (RSN) e profunda (RLN) separam-se em frente ao intervalo 1575-1592 m, o que permite inferir a presença de fraturas (Figura 57).

Figura 57 - Perfil composto do poço 2-LCST-1-AM ilustrando a relação entre as curvas de resistividade.



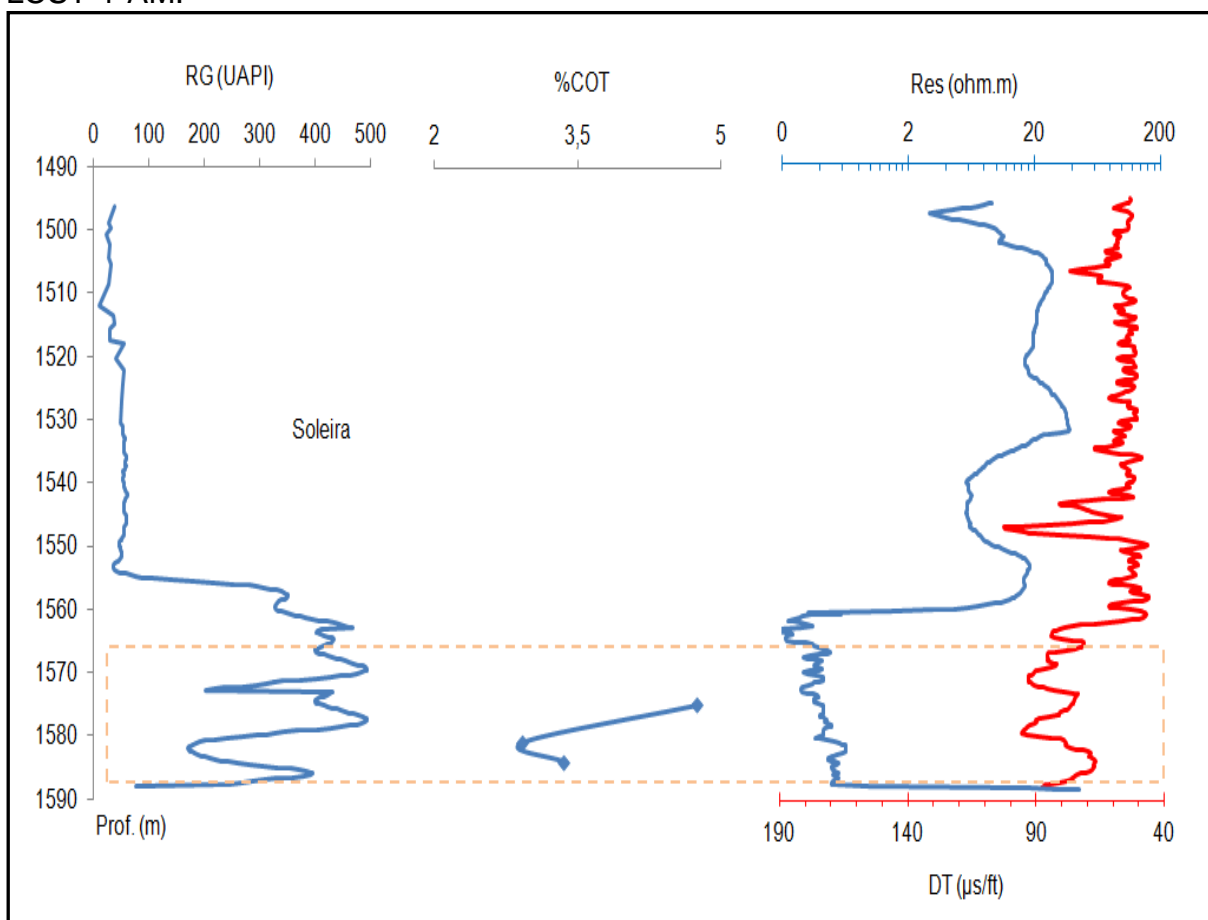
Fonte: ANP, 2013.

8.1.4.3 Método ΔLogR

Assim com no poço 1-FO-1-PA, não ocorre sobreposição das curvas do perfil de Resistividade e Sônico (Figura 58).

Considerando a presença de soleiras em ambos os poços a mesma hipótese para esse comportamento das curvas de resistividade e sônico pode ser aventada: o método não identifica a zona rica em matéria orgânica em virtude da supermaturação da rocha geradora.

Figura 58 - Perfil em profundidade ilustrando a resposta dos perfis de Resistividade e Sônico a presença de matéria orgânica no provável intervalo gerador do poço 2-LCST-1-AM.



8.1.4.4 Cálculos Petrofísicos

a) Porosidade

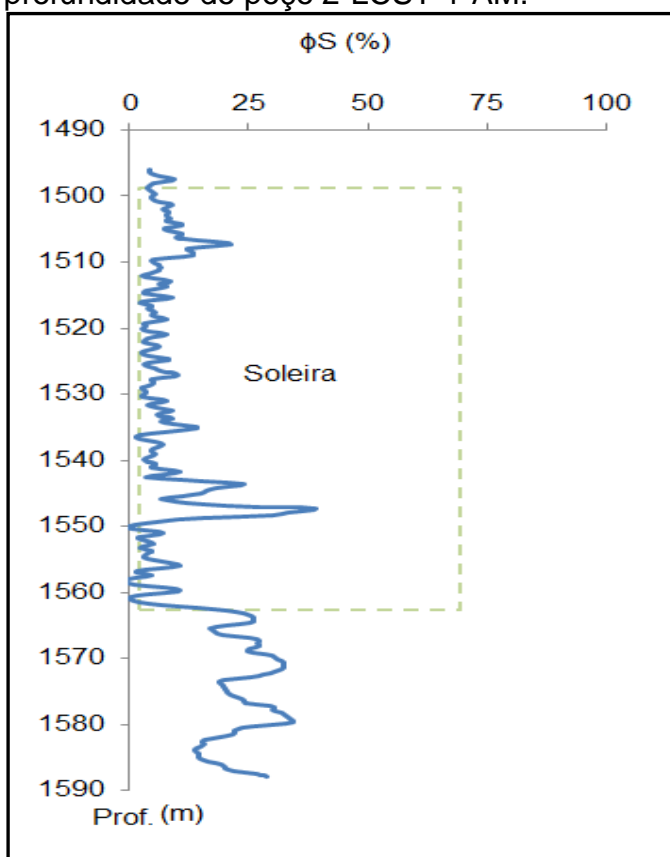
A porosidade foi determinada a partir do perfil Sônico, utilizando os mesmos critérios e fórmulas aplicadas anteriormente.

Foi realizado o cálculo de porosidade para toda a seção da Formação Barreirinha. A porosidade sônica média calculada é de 11,81%, a máxima corresponde a 34,30% a 1579 m e a mínima 13,76% a 1583 m.

Cabe ressaltar, que o intervalo que apresenta maior porosidade sônica está inserido no intervalo fraturado, identificado por meio da relação das curvas de resistividade (1575-1592 m).

A Figura 59 ilustra o comportamento da porosidade sônica com o aumento da profundidade. A variação observada a partir de 1563 m é função da intercalação de folhelho e siltito.

Figura 59 - Perfil de Porosidade em profundidade do poço 2-LCST-1-AM.



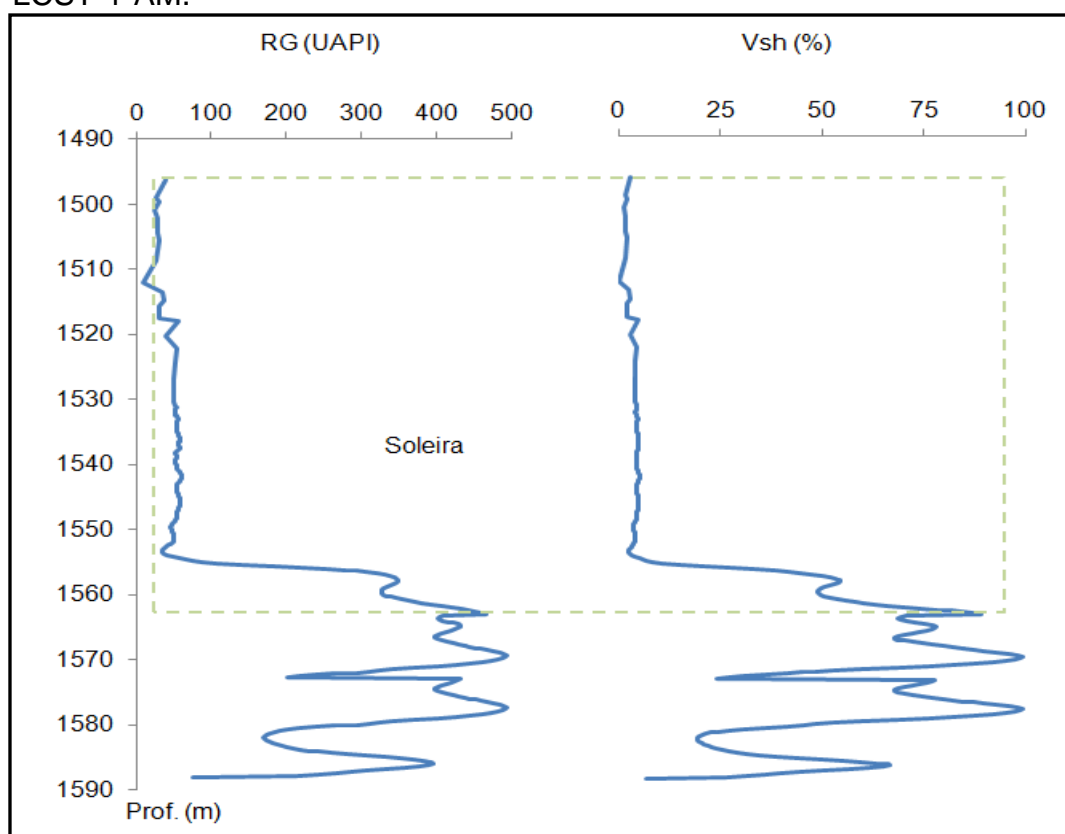
O índice de porosidade neutrônica foi estimado utilizando-se a carta da Schlumberger, específica para ferramenta GNAM 1 a 5 (Apêndice B). O diâmetro do poço foi fixado em 7,5 polegadas para o intervalo entre 1563-1588 m e o índice de porosidade calculado foi de 43%.

b) Volume de argila

Adotou-se o mesmo procedimento utilizado anteriormente para o cálculo do volume de argila, fixando o GR_{min} em 9,76 API e o GR_{max} em 493,6 API.

A comparação entre os perfis de Raio Gama e o de Volume de Argila demonstram que o método utilizado para o cálculo de argilosidade novamente forneceu resultados consistentes assim como no poço 1-FO-1-PA (Figura 60). O valor médio de argila para todo o intervalo é de 34,14%.

Figura 60 - Comparação entre os perfis de Raio Gama e Vsh do poço 2-LCST-1-AM.



8.1.5 Poço 1-PAM-1-AM

O poço 1-PAM-1-AM localiza-se num alto estrutural, no contexto da Plataforma Estrutural de Manaus (Figura 43). Neste ponto, a Formação Barreirinha ocorre no intervalo entre 1233-1299 m.

A partir da descrição das amostras de calha, feitas pela Petrobras, é possível reconhecer duas litofácies: (1) Superior (1233-1245 m), composta por folhelho cinza médio a escuro a castanho escuro, semiduro, micáceo, levemente carbonático, piritoso, com lentes delgadas de siltito cinza claro a médio, micáceo, semiduro; (2) Inferior (1245-1299 m), composta por folhelho cinza escuro a preto, laminado, micáceo, semiduro, com alta radioatividade e resistividade.

8.1.5.1 Identificação de Intervalo Gerador-Reservatório

A correlação dos perfis de Raio Gama e Resistividade permitiu identificar dois prováveis intervalos geradores: (1) 1267-1278 m e (2) 1278-1299 m (Figura 61).

O Intervalo 1 (1267-1278 m) apresenta teor de carbono orgânico total em torno de 5% (valor referente a uma única medida, extrapolado para todo intervalo). A avaliação do seu potencial gerador indica baixo potencial de geração (S_1 0,64 mg HC/g rocha, S_2 1,19 mg HC/g rocha), e índice de hidrogênio compatível para geração de gás (IH 58,6 mg HC/g COT).

O Intervalo 2 (1278-1299 m) apresenta teor de carbono orgânico total variando entre 4,92-6,26%. A avaliação do seu potencial gerador indica excelente potencial de geração (S_1 2,26-2,81 mg HC/g rocha, S_2 11-16,39 mg HC/g rocha), e índice de hidrogênio compatível para geração de gás e condensado (IH 198,55-282,9 mg HC/g COT). Contudo, os valores de temperatura máxima (T_{max} 301-429°C) revelam que ambos os intervalos estão localizados na zona imatura (Figura 62 e Anexo E).

Cabe ressaltar que, considerando os valores de COT, S_1 e S_2 sob condições favoráveis para geração de hidrocarboneto, o intervalo 1278-1299 m poderia

constituir um reservatório não convencional de gás e condensado nesta seção da Formação Barreirinha.

Figura 61 - Perfil em profundidade do poço 1-PAM-1-AM, contendo os valores de Raio Gama e Resistividade.

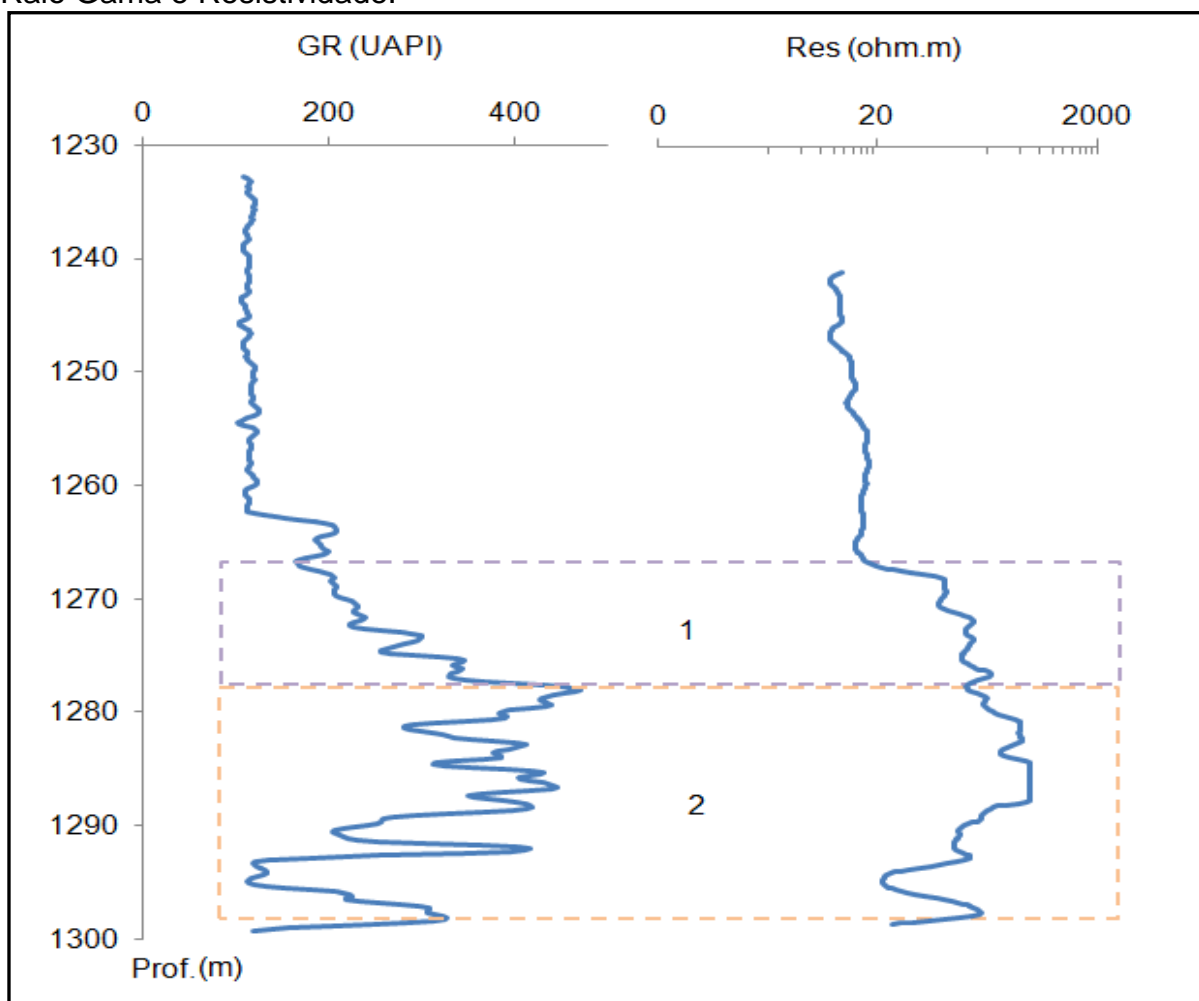
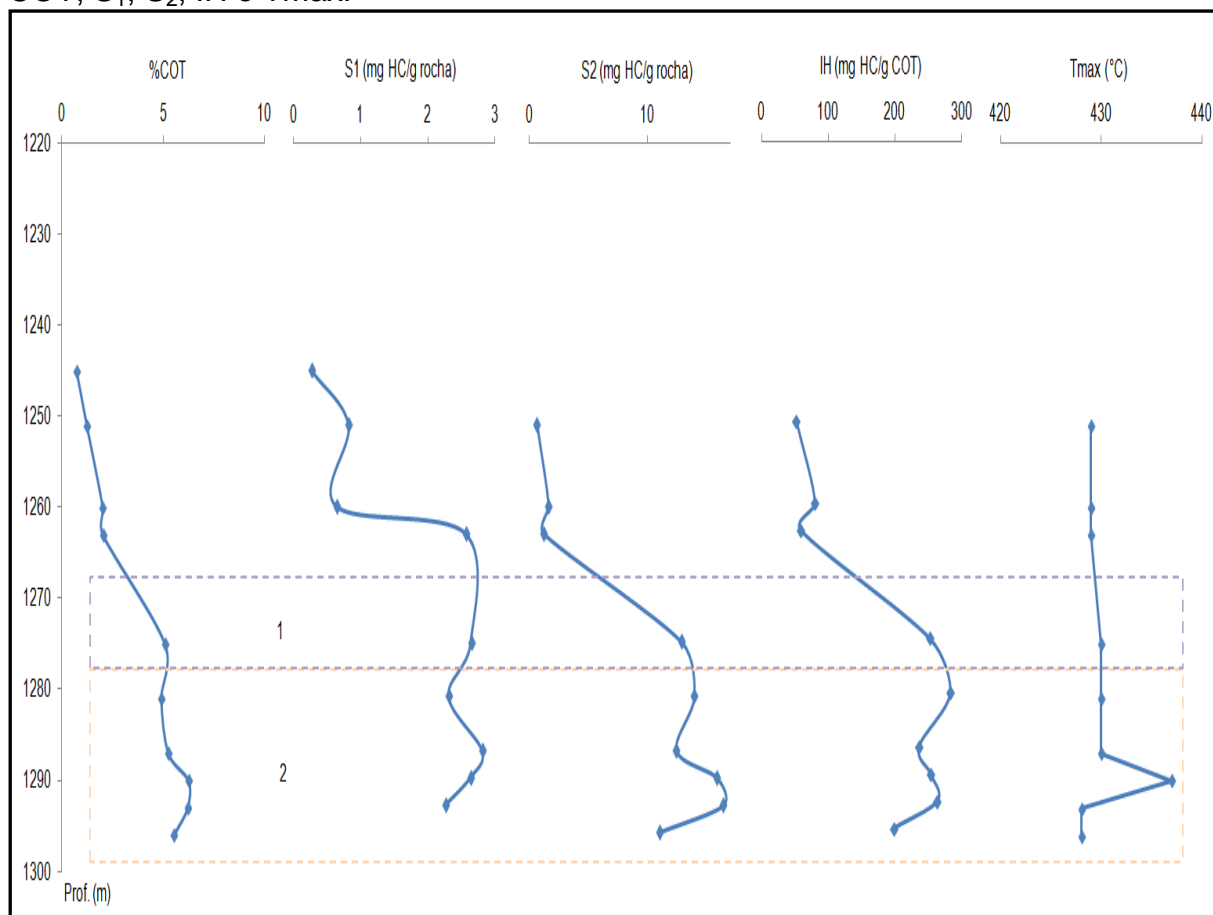


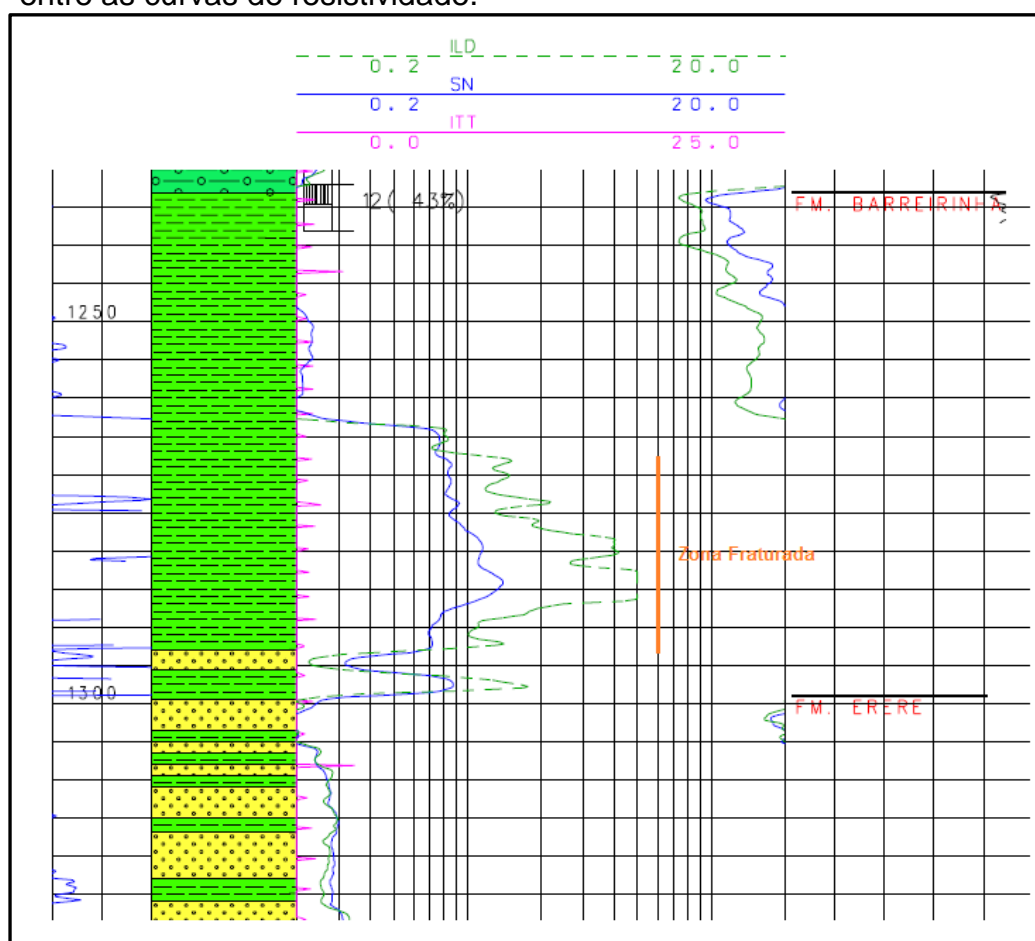
Figura 62 - Perfil em profundidade do poço 1-PAM-1-AM, contendo os valores de COT, S₁, S₂, IH e Tmax.



8.1.5.2 Identificação de possíveis zonas fraturadas - *Quick Look Interpretation*

As curvas de resistividade rasa (RSN) e profunda (ILD) separam-se em frente ao intervalo 1266-1292 m, o que permite inferir a presença de fraturas naturais (Figura 63).

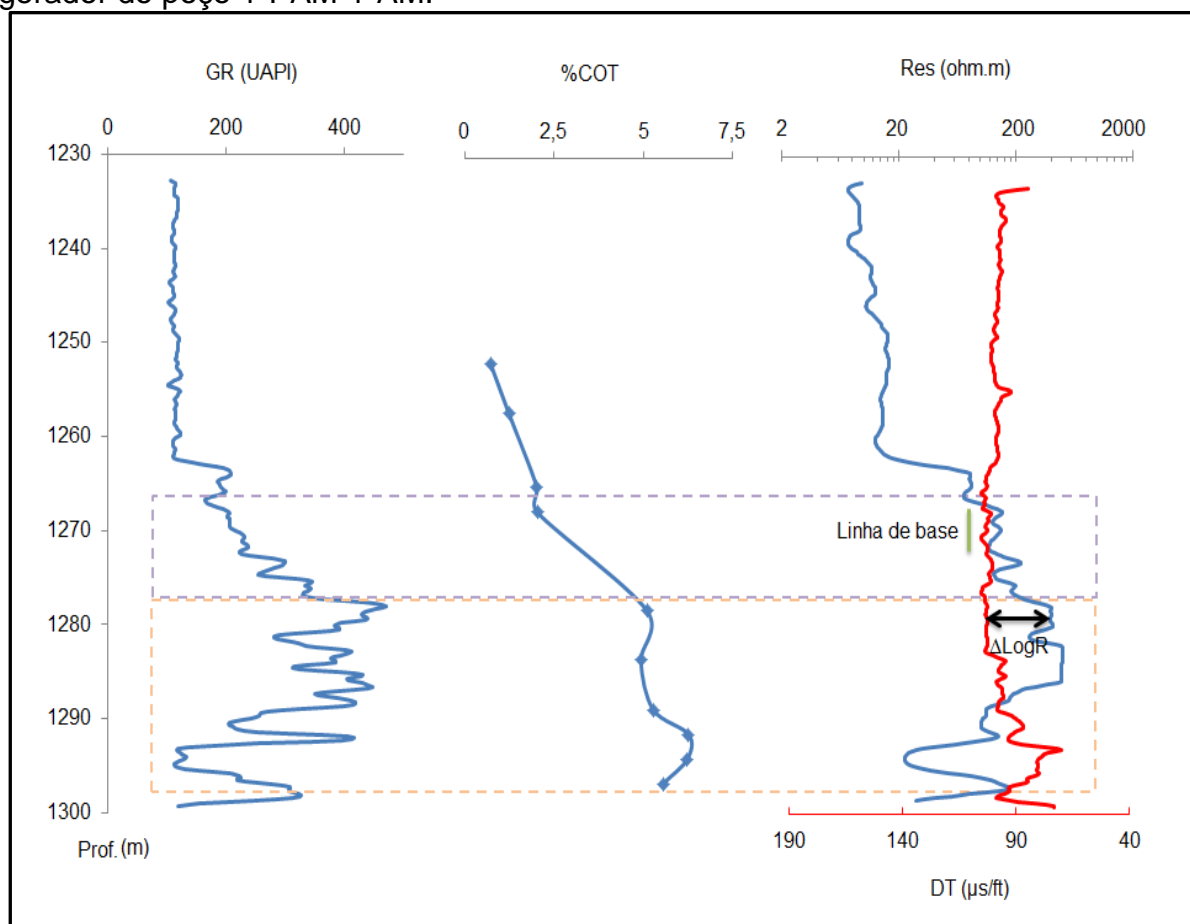
Figura 63 - Perfil composto do poço 1-PAM-1-AM ilustrando a relação entre as curvas de resistividade.



8.1.5.3 Método ΔLogR

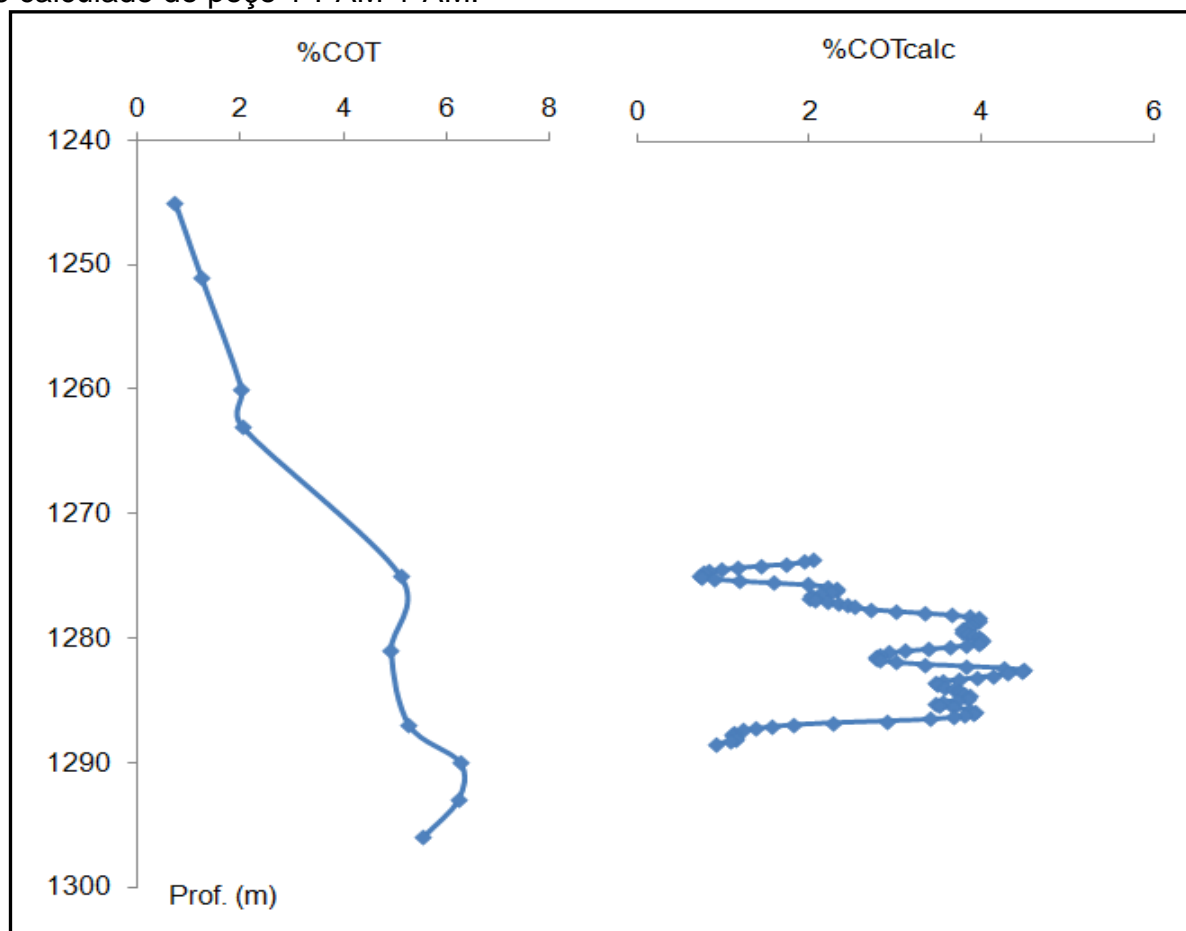
A superposição dos perfis de Resistividade e Sônico mostra a separação ΔLogR no intervalo mais enriquecido em matéria orgânica (1275-1289 m) (Figura 64). Para este exemplo, a máxima separação de ΔLogR é de aproximadamente 394,79 ohm.m. Os valores de Linha de Base para resistividade, porosidade sônica e LOM foram definidas respectivamente em 81,79 ohm.m, 104,85 $\mu\text{s}/\text{ft}$ e 9 (0,65% R_0).

Figura 64 Perfil em profundidade, ilustrando a resposta dos perfis de Resistividade e Sônico a presença de matéria orgânica no provável intervalo gerador do poço gerador do poço 1-PAM-1-AM.



A aplicação do método forneceu valores de carbono orgânico total entre 0,73% e 4,7%, com média de aproximadamente 3%. Os valores de COT obtidos a partir dos perfis de poço são menores que os obtidos em laboratório (Figura 65).

Figura 65 - Perfil em profundidade dos valores do carbono orgânico total laboratorial e calculado do poço 1-PAM-1-AM.



8.1.5.4 Cálculos Petrofísicos

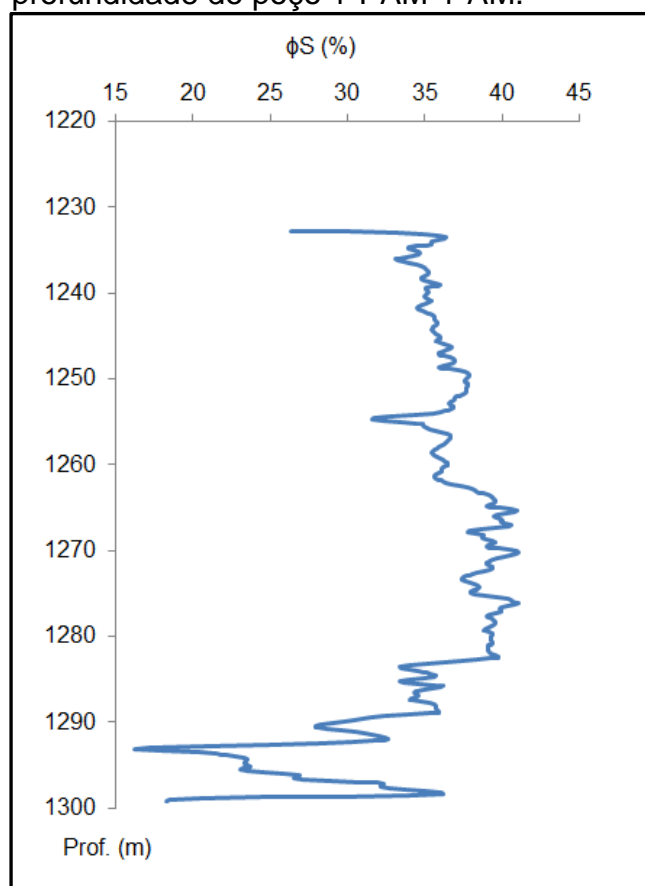
a) Porosidade

A porosidade foi determinada a partir do Perfil Sônico, utilizando os mesmos critérios e fórmulas aplicadas ao poço 1-FO-1-PA.

A porosidade sônica média calculada para toda a seção é de 35,4% ($\phi_{cor_{media}}$ 24,8%), a máxima corresponde a 41% a 1276 m (ϕ_{cor} 11,34%) e a mínima 16% a 1293 m (ϕ_{cor} 28,72%). Cabe ressaltar, que o intervalo que apresenta maior porosidade sônica corresponde aproximadamente ao intervalo fraturado, identificado por meio da relação das curvas de resistividade (1266-1292 m).

Na Figura 66 observa-se uma diminuição da porosidade sônica com o aumento da profundidade, o que pode significar que os intervalos mais profundos estão mais compactados e/ou a que as camadas de arenitos possuem matriz fechada.

Figura 66 - Perfil de porosidade em profundidade do poço 1-PAM-1-AM.



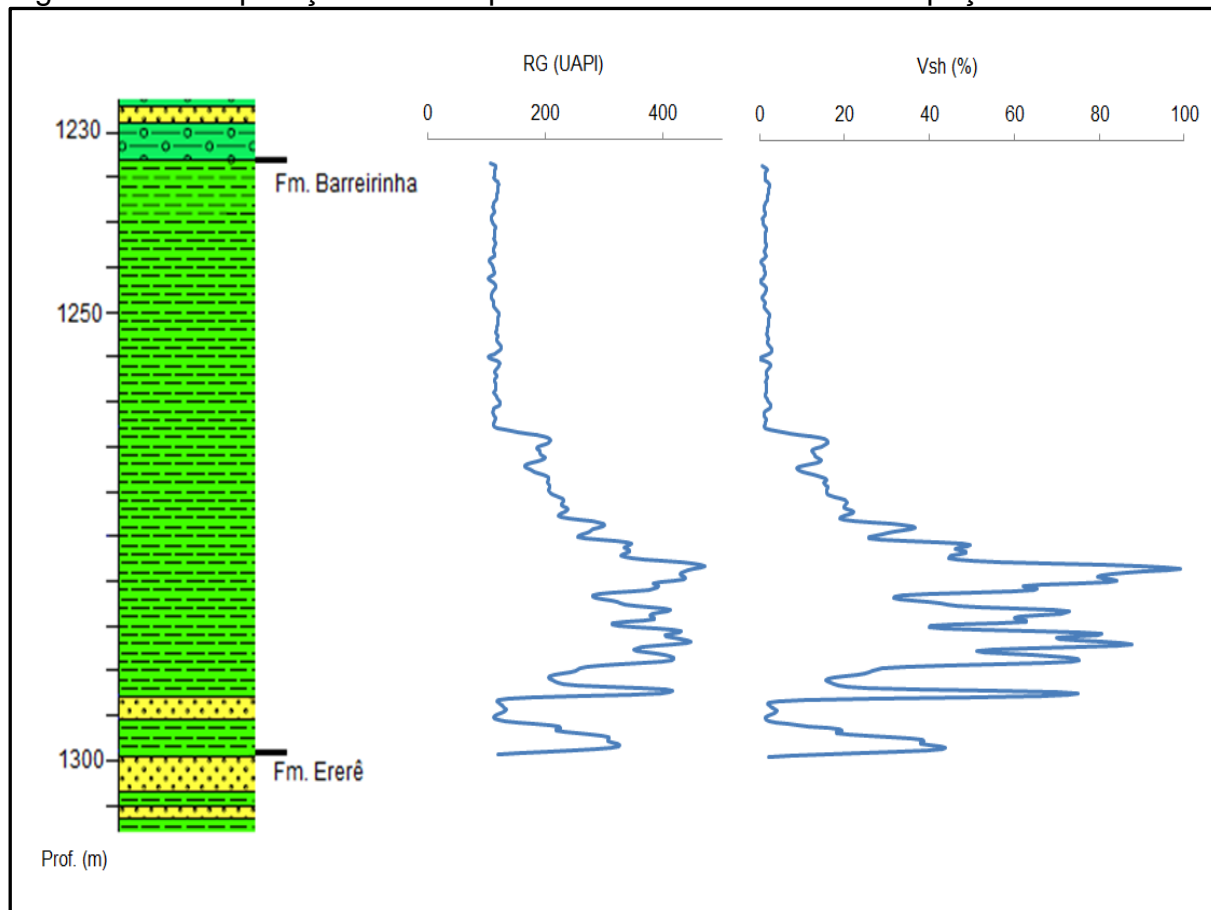
b) Volume de argila

Adotou-se o mesmo procedimento adotado anteriormente para o cálculo do volume de argila, fixando o GR_{\min} em 101,72 API e o GR_{\max} em 470,49 API.

O volume de argila médio calculado é de 20,71%. Assim como no poço 1-UA-1-AM, o método não apresentou resultados consistentes ao longo de toda seção, fornecendo valores de argilosidade próximos à zero em direção ao topo da

Formação, onde os valores de radioatividade são próximos ao valor de GR_{min} adotado e valores próximos a 100% de argilosidade em direção à base (Figura 67).

Figura 67 - Comparação entre os perfis de Raio Gama e Vsh do poço 1-PAM-1-AM.



8.1.6 Poço 2-JUST-1-AM

O poço 2-JUST-1-AM localiza-se num alto estrutural a 220 km a leste de Manaus, no contexto do Sistema de Falhamentos Transcorrentes de Urucará (Figura 43). Neste ponto, a Formação Barreirinha ocorre no intervalo entre 765-871 m.

A partir da descrição das amostras de calha, feitas pela Petrobras, é possível reconhecer duas litofácies: (1) Superior (765-835 m), composta pela intercalação de folhelho preto, siltito e arenito fino a muito fino, cinza claro com cimento caolinítico; (2) Inferior (835-871 m), composta por folhelho preto, micáceo, físsil, laminado, com alta radioatividade, betuminoso e piritoso.

8.1.6.1 Identificação de Intervalo Gerador-Reservatório

A associação dos perfis de Raio Gama e Resistividade permitiu identificar dois possíveis intervalos geradores: (1) 817-840 m e (2) 840-864 m (Figura 68).

O Intervalo 1 (817-840 m) apresenta teor de carbono orgânico total variando entre 3,53-5,88%. A avaliação do potencial gerador desses intervalos indica bom a muito bom potencial de geração (S_1 0,08-1,54 mg HC/g rocha, S_2 9,33-16,74 mg HC/g rocha), e índice de hidrogênio compatível com a geração de gás e condensado (IH 236,39-325,68 mg HC/g COT).

O Intervalo 2 (840-864 m) apresenta teor de carbono orgânico total variando entre 4,09-7,04%. A avaliação do potencial gerador indica excelente potencial de geração (S_1 0,58-1,97 mg HC/g rocha, S_2 12,39-38,26 mg HC/g rocha), e índice de hidrogênio compatível com a geração de óleo e condensado (IH 272,36-543,46 mg HC/g COT). Contudo, os valores de temperatura máxima indicam que ambos os intervalos estão localizados na zona imatura (T_{max} 419-424°C) (Figura 69 e Anexo F).

Cabe ressaltar que, considerando os valores de COT, S_1 e S_2 , sob condições favoráveis para geração de hidrocarboneto, ambos os intervalos poderiam constituir um reservatório não convencional de gás (Intervalo 1) nesta seção da Formação Barreirinha.

Figura 68 - Perfil em profundidade, contendo os valores de Raio Gama, Resistividade e COT do poço 2-JUST-1-AM.

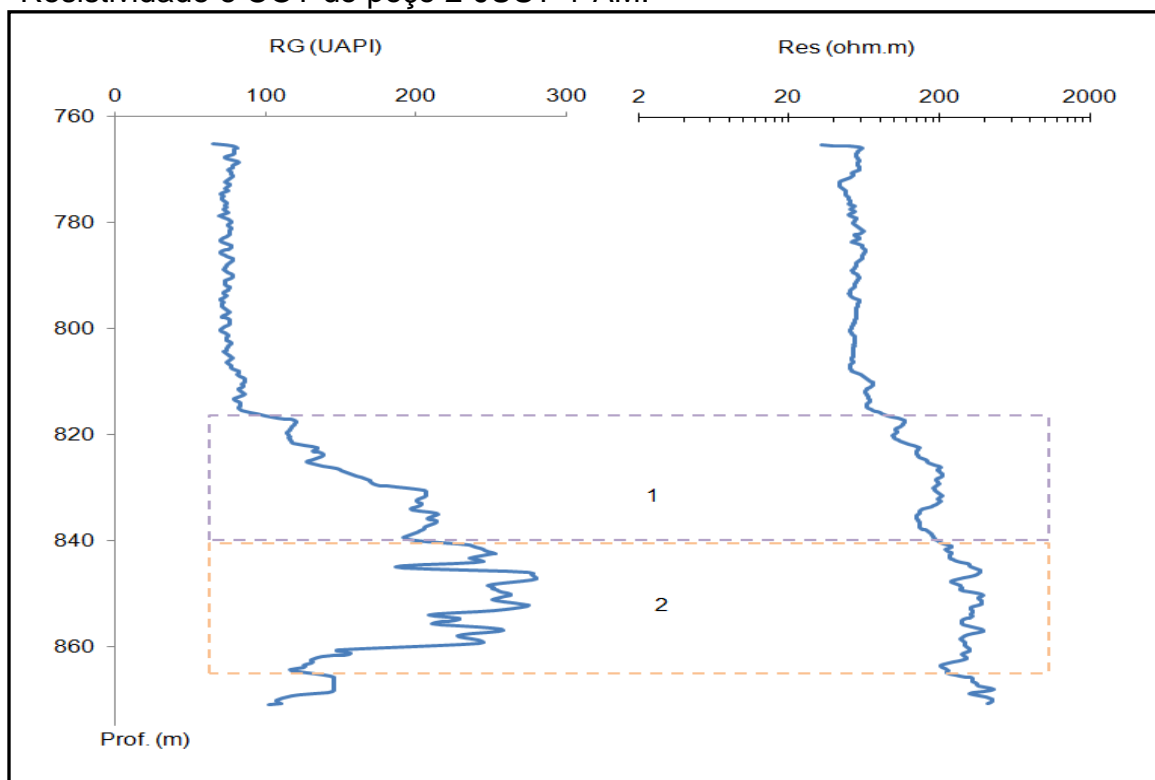
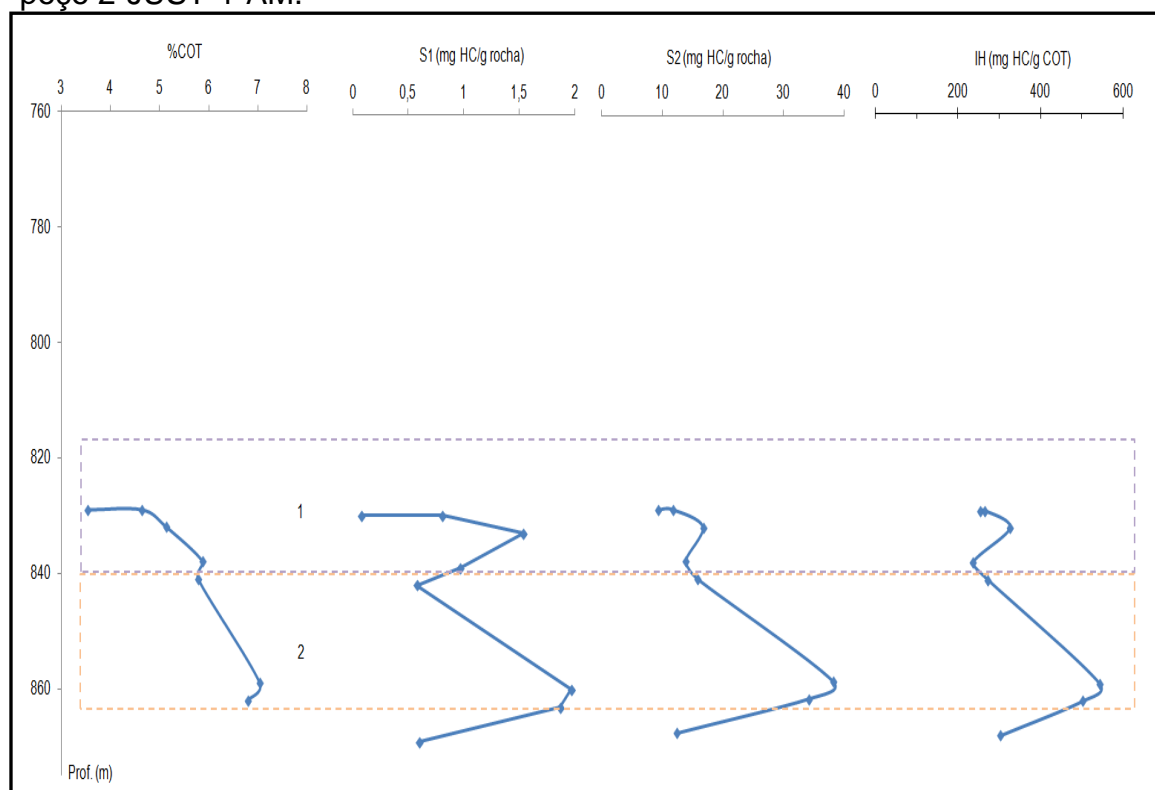


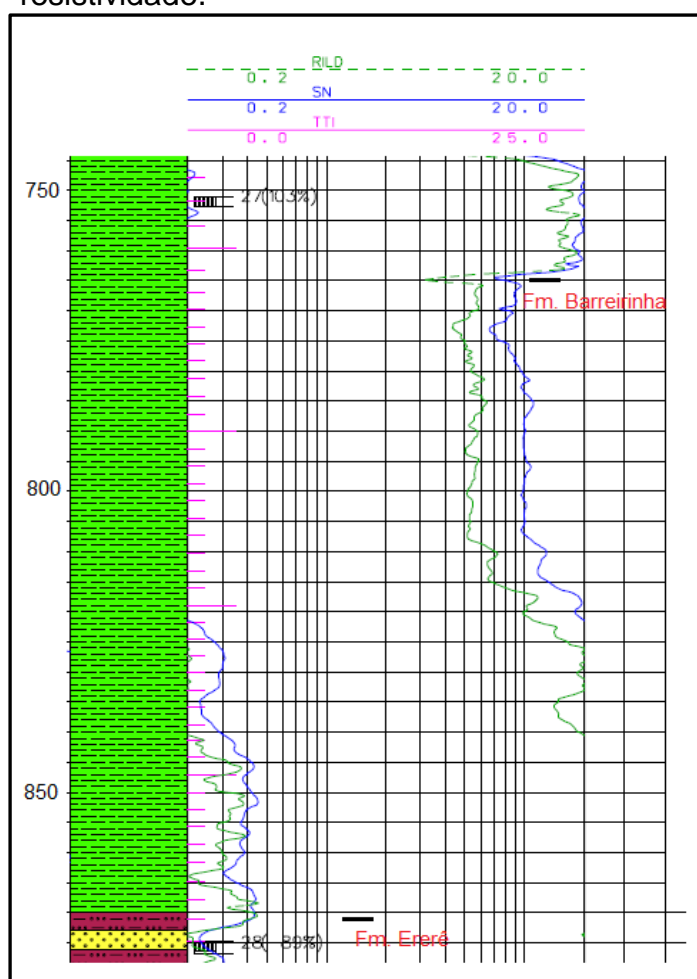
Figura 69 - Perfil em profundidade, contendo os valores de COT, S₁, S₂ e IH do poço 2-JUST-1-AM.



8.1.6.2 Identificação de possíveis zonas fraturadas - Quick Look Interpretation

As curvas de resistividade rasa (SN) e profunda (RLD) apresentam a mesma tendência, ao longo de toda Formação Barreirinha, não apresentando indícios de presença de fraturas (Figura 70).

Figura 70 - Perfil composto do poço 2-JUST-1-AM ilustrando a relação entre as curvas de resistividade.

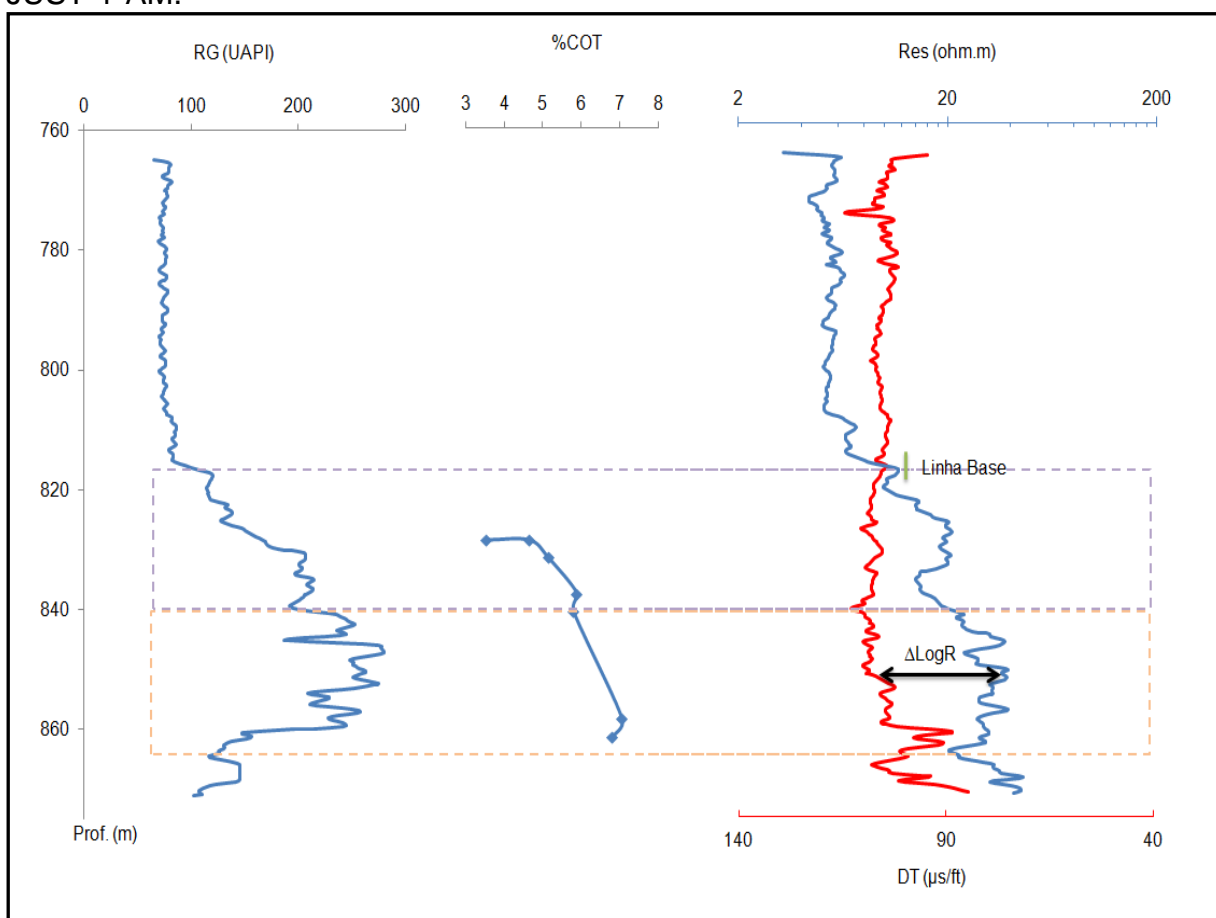


Fonte: ANP, 2013

8.1.6.3 Método ΔLogR

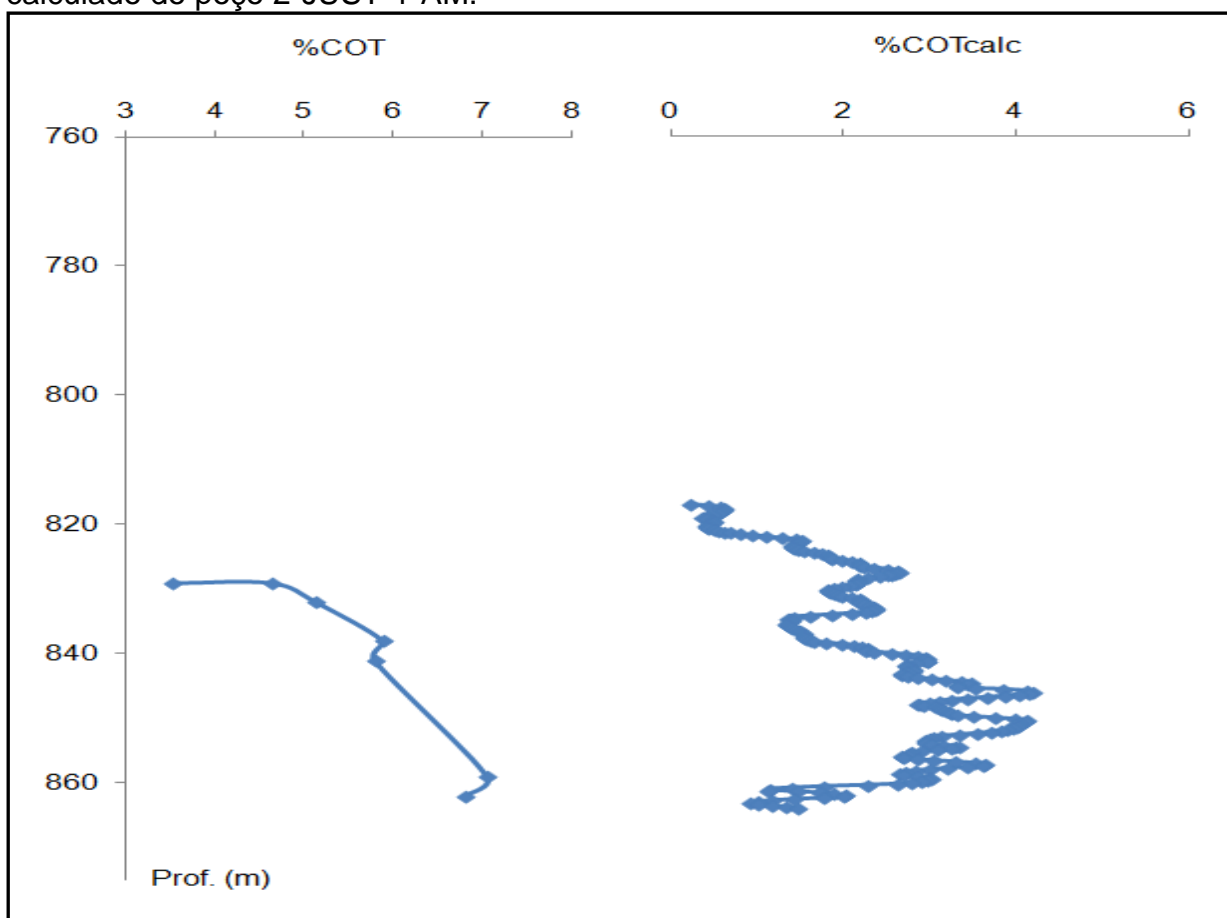
A superposição dos perfis de Resistividade e Sônico mostra a separação ΔLogR no intervalo mais enriquecido em matéria orgânica (816,80-864,40 m) (Figura 71). Para este exemplo, a máxima separação de ΔLogR é de aproximadamente 36,11 ohm.m. Os valores de Linha de Base para resistividade, porosidade sônica e LOM foram definidas respectivamente em 9,8 ohm.m, 104,18 $\mu\text{s}/\text{ft}$ e 9 (0,65% R_0). Cabe ressaltar que, o valor de maturidade térmica (LOM) foi definida para todos os poços analisados, tendo como base as análises geoquímicas disponíveis nas pasta de poço.

Figura 71 - Perfil em profundidade, ilustrando a resposta dos perfis de Resistividade e Sônico a presença de matéria orgânica no provável intervalo gerador do poço 2-JUST-1-AM.



A aplicação do método forneceu valores de carbono orgânico total entre 0,21 e 4,20%, com média de aproximadamente 2%. Os valores de COT obtidos a partir dos perfis de poço são menores que os obtidos em laboratório, o erro aumentou consideravelmente para valores menores de resistividade (Figura 72).

Figura 72: Perfil em profundidade ilustrando a relação entre o COT laboratorial e o calculado do poço 2-JUST-1-AM.



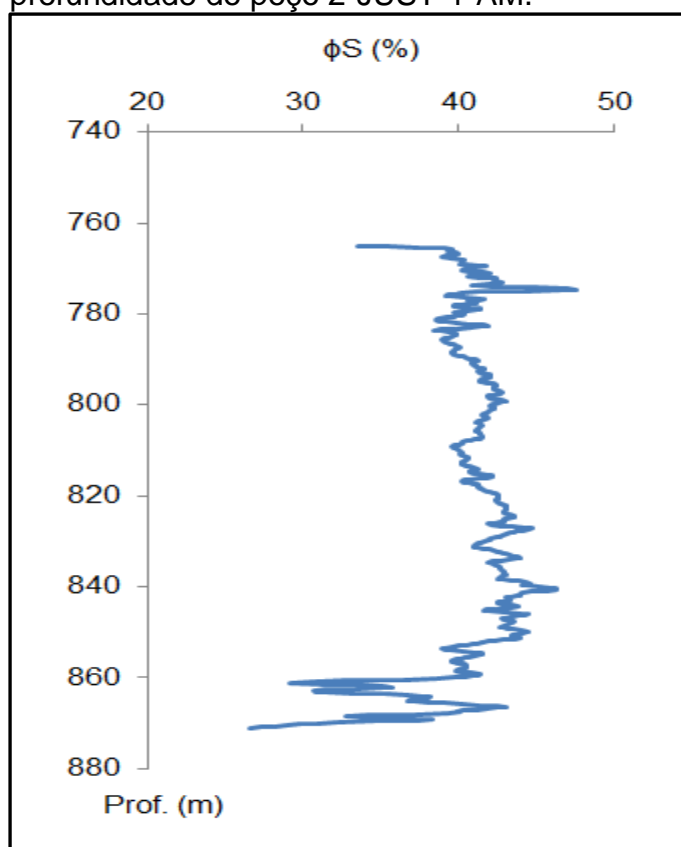
8.1.6.4 Cálculos Petrofísicos

a) Porosidade

A porosidade foi determinada a partir do Perfil Sônico, utilizando os mesmos critérios e fórmulas aplicadas anteriormente. A porosidade sônica média calculada é de 40,9% (ϕ_{cor_media} 28,6%), a máxima corresponde a 47,52% a 774 m (ϕ_{cor} 33,26%) e a mínima 26,56% a 871 m (ϕ_{cor} 18,59%).

Na Figura 73 observa-se que a porosidade sônica permanece relativamente constante ao longo da seção. Apresentando uma diminuição brusca em torno de 860m, provavelmente em virtude de mudança de fácies que marca a passagem da Formação Barreirinha para Ererê.

Figura 73 - Perfil de porosidade em profundidade do poço 2-JUST-1-AM.



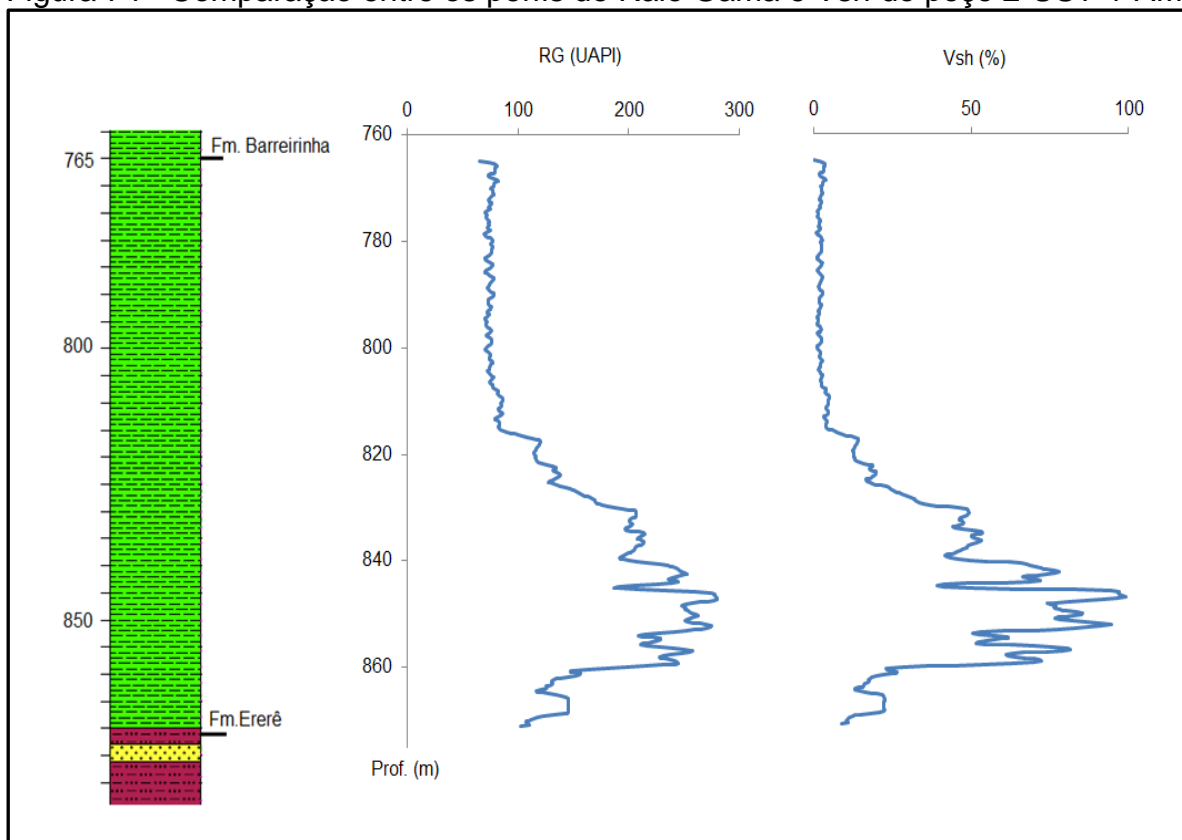
O índice de porosidade neutrônica foi estimado utilizando-se a carta da Schlumberger, específica para ferramenta GNAM 1 a 5 (Apêndice C). O diâmetro do poço foi fixado em 7,5 polegadas para o intervalo entre 765-871 m, e o índice de porosidade calculado foi de 65%

b) Volume de argila

Adotou-se o mesmo procedimento utilizado nos poços anteriores para o cálculo do volume de argila, fixando o GR_{min} em 64,62 API e o GR_{max} em 279,95 API.

O volume de argila médio calculado é de 23,81%. O método apresentou a resposta semelhante à obtida nos poços 1-UA-1-AM e 1-PAM-1-AM: porcentagem de argilosidade tendendo a zero para o topo (radioatividade próxima ao GR_{min}), e a 100% em direção à base (radioatividade próxima ao GR_{max}) (Figura 74).

Figura 74 - Comparação entre os perfis de Raio Gama e Vsh do poço 2-UST-1-AM.



8.1.7 Poço 2-NAST-1-PA

O poço 2-NAST-1-PA localiza-se na margem sul do rio Inhamundá, aproximadamente a 200 km de Manaus (Figura 43). Neste ponto, a Formação Barreirinha ocorre no intervalo entre 1530-1692 m.

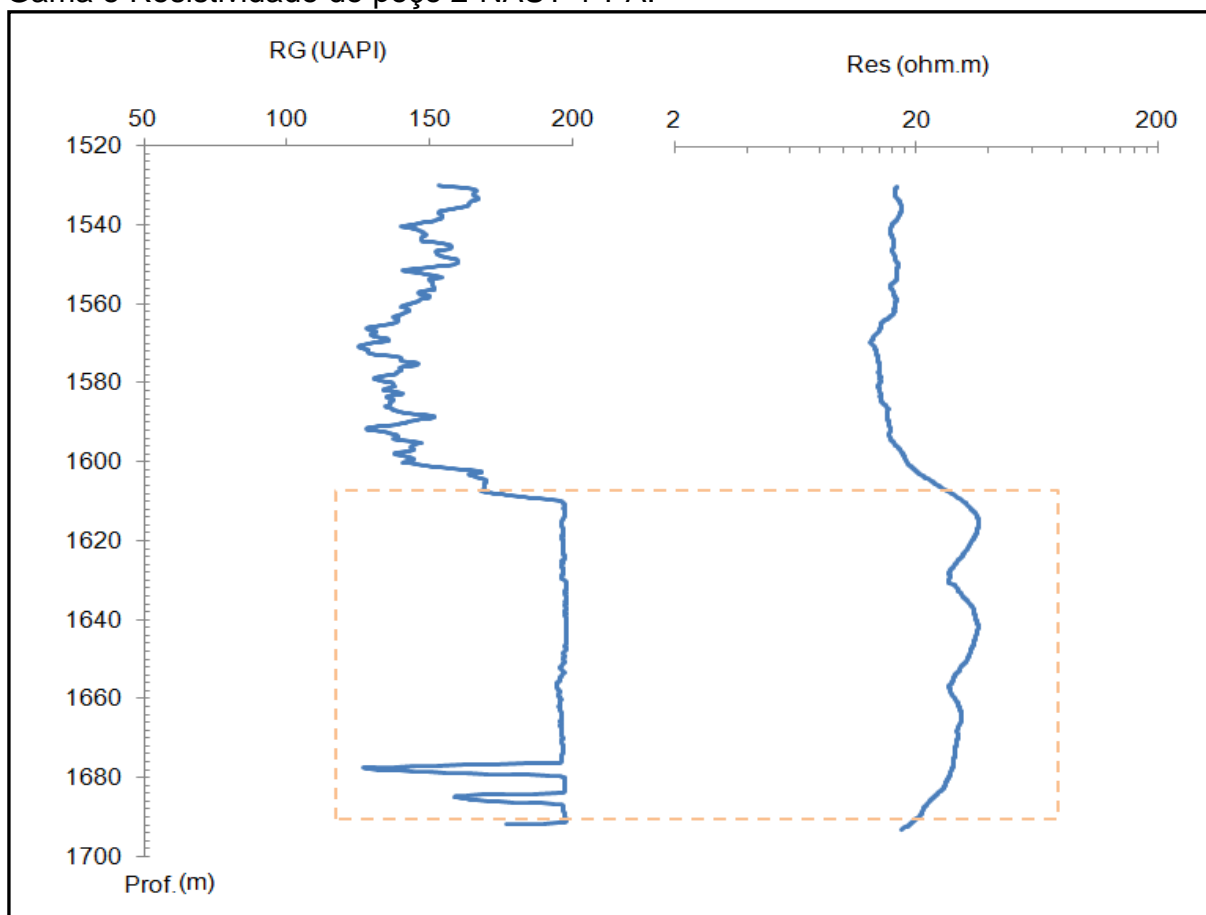
A partir da descrição das amostras de calha, feitas pela Petrobras, é possível reconhecer três litofácies: (1) Superior, composta por folhelho marrom a cinza escuro micáceo, intercalado com siltito marrom, micáceo, argiloso com raras interdigitações de arenitos muito fino; (2) Intermediária, composta por folhelho cinza escuro, macio a duro, físsil, micáceo, argiloso, piritoso, betuminoso e fossilífero; (3) Inferior, composta por folhelho marrom escuro a preto, físsil, semiduro, argiloso, com fragmentos de calcita e dolomita, blocoso, micáceo, com muito resíduo orgânico.

8.1.7.1 Identificação de Intervalos Gerador-Reservatório

A associação dos perfis de Raio Gama, Resistividade permitiu identificar um provável intervalo gerador: 1606-1692 m (Figura 75).

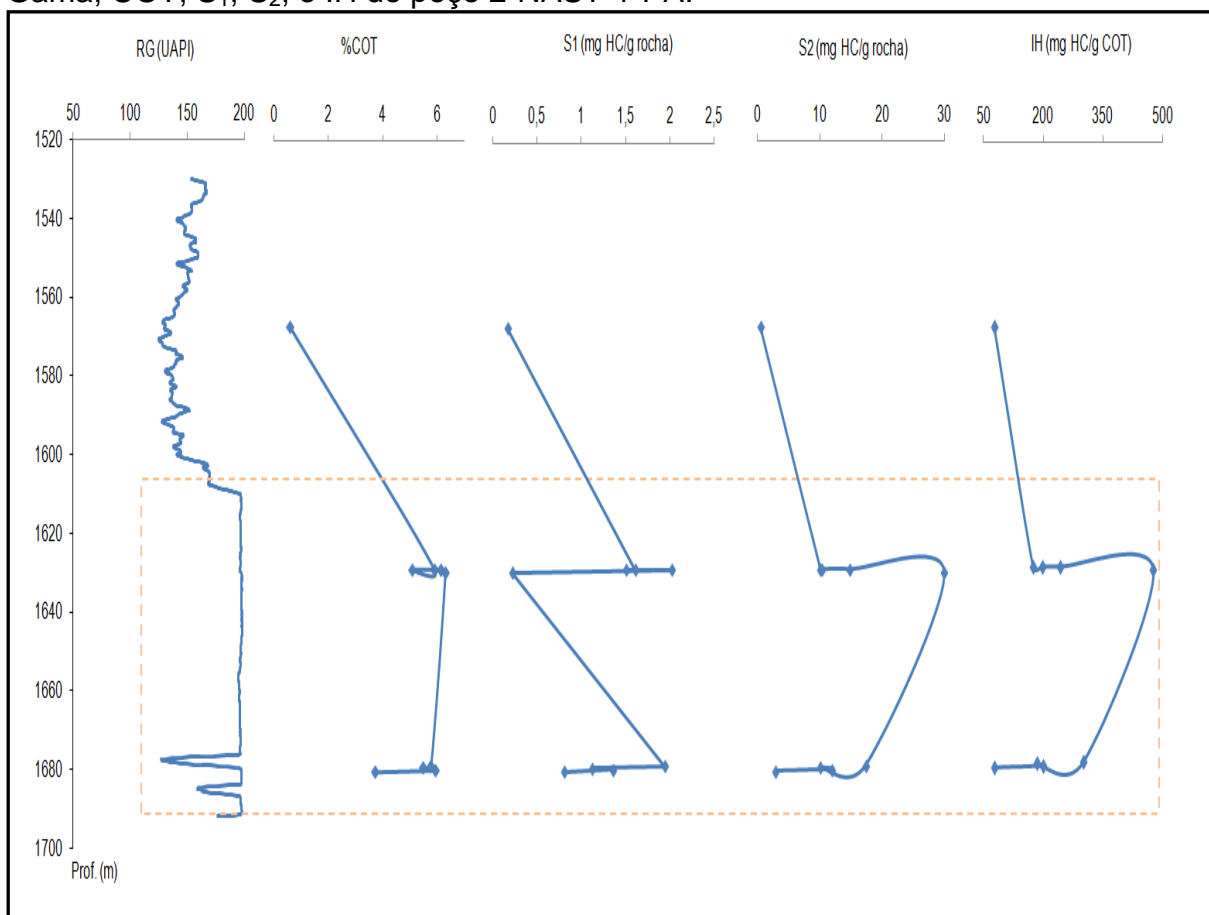
Este intervalo apresenta teor de carbono orgânico total variando entre 3,71-6,3%. A avaliação do potencial gerador indica bom a excelente potencial de geração (S_1 0,22-2,02 mg HC/g rocha, S_2 2,9-29,97 mg HC/g rocha), e índice de hidrogênio compatível com a geração de gás e óleo (IH 78,66-475,71 mg HC/g COT). Porém os valores de temperatura máxima indicam que o intervalo se encontra na zona imatura (T_{max} 431-440°C) (Figura 76 e Anexo G).

Figura 75 - Perfil em profundidade, ilustrando a relação entre os perfis de Raio Gama e Resistividade do poço 2-NAST-1-PA.



Cabe ressaltar que, considerando os valores de COT, S_1 e S_2 sob condições favoráveis para geração de hidrocarboneto, o intervalo 1606-1692 m poderia constituir um reservatório não convencional de gás e condensado nesta seção da Formação Barreirinha.

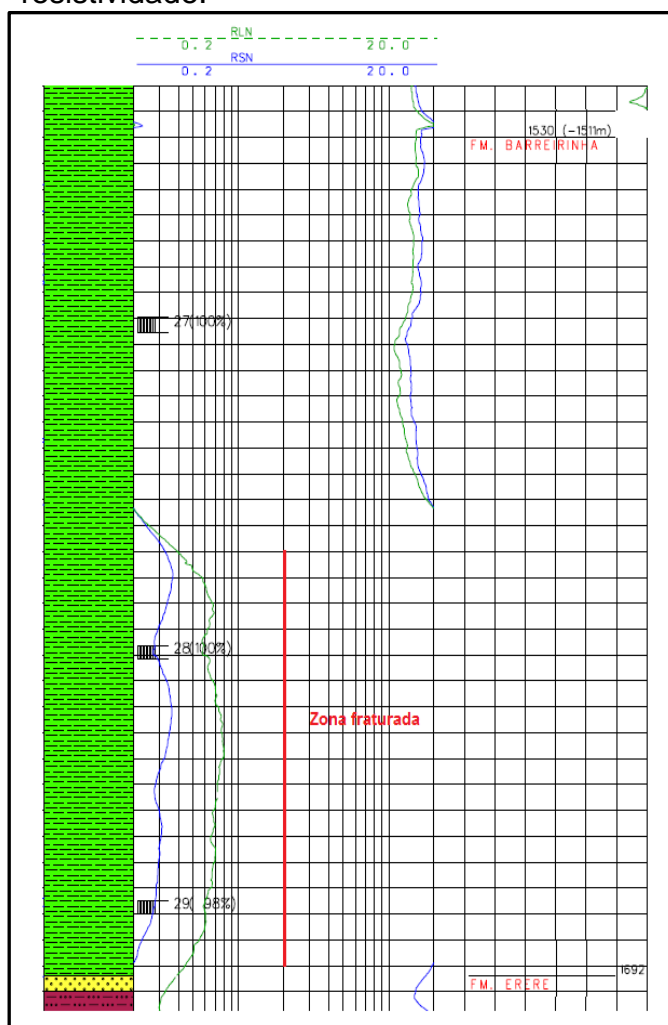
Figura 76 - Perfil em profundidade, ilustrando a relação entre os perfis de Raio Gama, COT, S₁, S₂, e IH do poço 2-NAST-1-PA.



8.1.7.2 Comparação das Curvas de Resistividade - *Quick Look Interpretation*

As curvas de resistividade rasa (RSN) e profunda (RLN) apresentam a mesma tendência ao longo de toda Formação Barreirinha até 1600 m. A partir deste ponto ocorre separação dessas curvas até a 1692 m, o que permite inferir a presença de fraturas no intervalo 1600-1692 m (Figura 77).

Figura 77 - Perfil composto do poço 2-NAST-1-PA, ilustrando a relação entre as curvas de resistividade.



Fonte: ANP, 2013

8.1.7.3 Método ΔLogR

Não foram realizados registros em perfil que permitissem o cálculo de COT da Formação Barreirinha neste poço.

8.1.7.4 Cálculos Petrofísicos

a) Porosidade

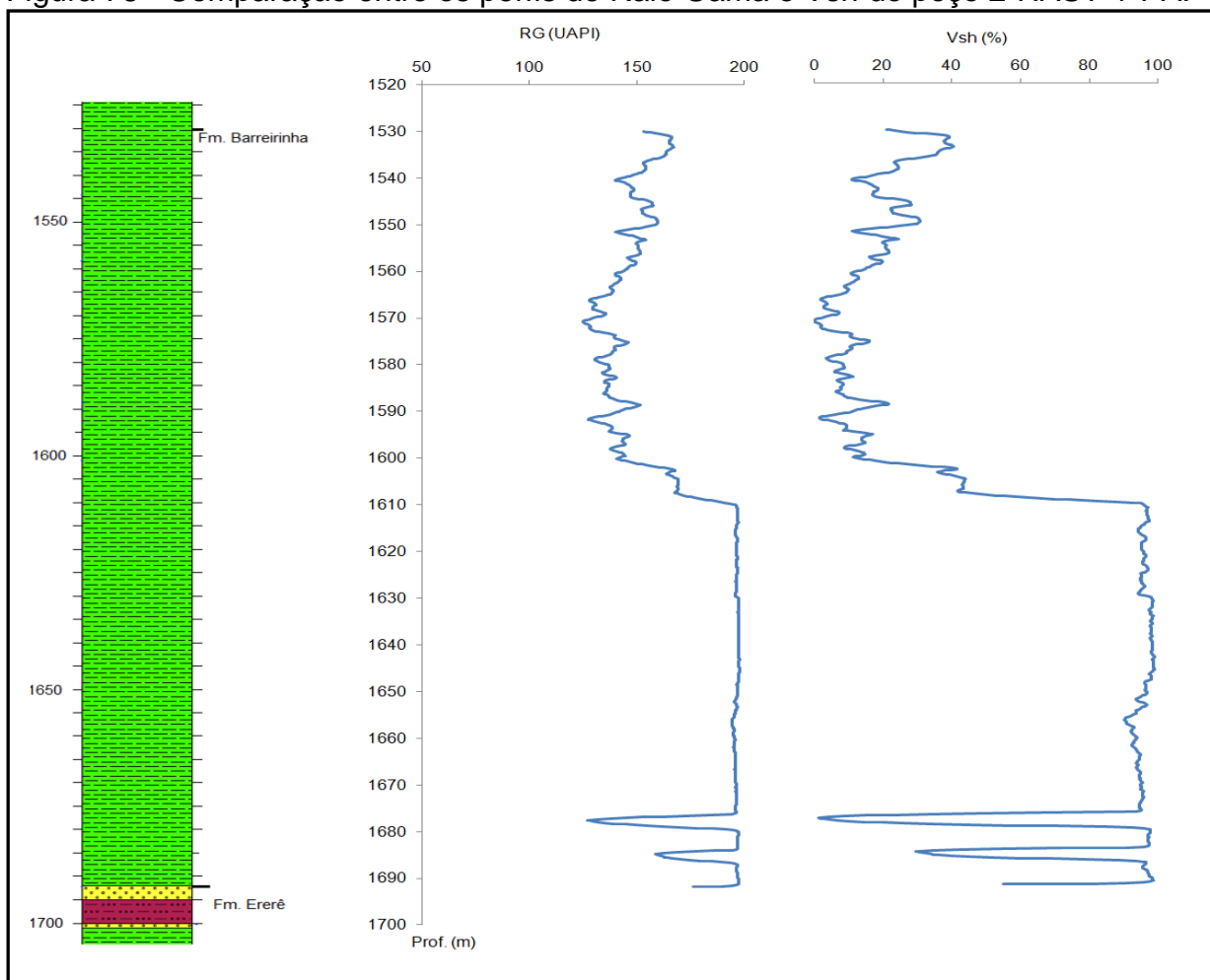
Não foram realizados registros em perfil que permitissem o cálculo de porosidade da Formação Barreirinha neste poço.

b) Volume de argila

Adotou-se o mesmo procedimento utilizado nos poços anteriores para o cálculo da estimativa do volume de argila, fixando o GR_{min} em 125,18 API e o GR_{max} em 197,82 API .

A estimativa média do volume de argila calculado é de 55,48%. O método apresentou resultado semelhante ao observado nos poços 1-UA-1-AM, 1-PAM-1-AM, e 2-JUST-1-AM: argilosidade tendendo a zero no topo (valores de radioatividade próximos a GR_{min}) e a 100% na base (valores de radioatividade próximos a GR_{max}) (Figura 78).

Figura 78 - Comparação entre os perfis de Raio Gama e Vsh do poço 2-NAST-1-PA.



8.1.8 Poço 2-OAST-1-PA

O poço 2-OAST-1-PA localiza-se na margem esquerda do Rio Trombetas, 380 km a nordeste de Manaus. Neste ponto, a Formação Barreirinha ocorre no intervalo entre 2010-2207 m segmentada por uma pequena soleira de diabásio (Figura 43).

A partir da descrição das amostras de calha, feitas pela Petrobras, é possível reconhecer duas litofácies: (1) Superior (2010-2166 m), composta por folhelho cinza escuro a preto, macio, físsil, muito síltico, micáceo, rara pirita, com traço de arenito branco muito fino; (2) Inferior (2166-2207 m), composta por folhelho preto, macio, físsil, ora em lascas, micáceo, piritoso, muito carbonático.

8.1.8.1 Identificação de Intervalos Gerador-Reservatório

A associação dos perfis de Raio Gama, Resistividade e Densidade permitiu a identificação de dois prováveis intervalos geradores: (1) 2110-2176 m; (2) 2180-2192 m (Figura 79), onde se observa aumento de radioatividade, resistividade e de tempo de trânsito.

O Intervalo 1 (2110-2176 m) apresenta teor de carbono orgânico total variando entre 3,64% e 5,52%. A avaliação do potencial gerador indica baixo potencial de geração (S_1 0,59-1,71 mg HC/g rocha, S_2 0,09-0,48 mg HC/g rocha), e índice de hidrogênio compatível com a geração de gás e óleo (IH 5,25-17,03 mg HC/g COT).

O Intervalo 2 (2180-2192 m) apresenta teor de carbono orgânico total de 4,96%. A avaliação do potencial gerador indica baixo potencial de geração (S_1 0,35 mg HC/g rocha, S_2 0,13 mg HC/g rocha), e índice de hidrogênio compatível com a geração de gás e óleo (IH 2,62 mg HC/g COT).

Além disso, os valores de temperatura máxima indicam que ambos os intervalos se encontram na zona imatura (T_{max} 388-447 °C) (Figura 80 e Anexo H).

Figura 79 - Perfil em profundidade, ilustrando a relação entre os perfis de Raio Gama, Resistividade e Sônico do poço 2-OAST-1-PA.

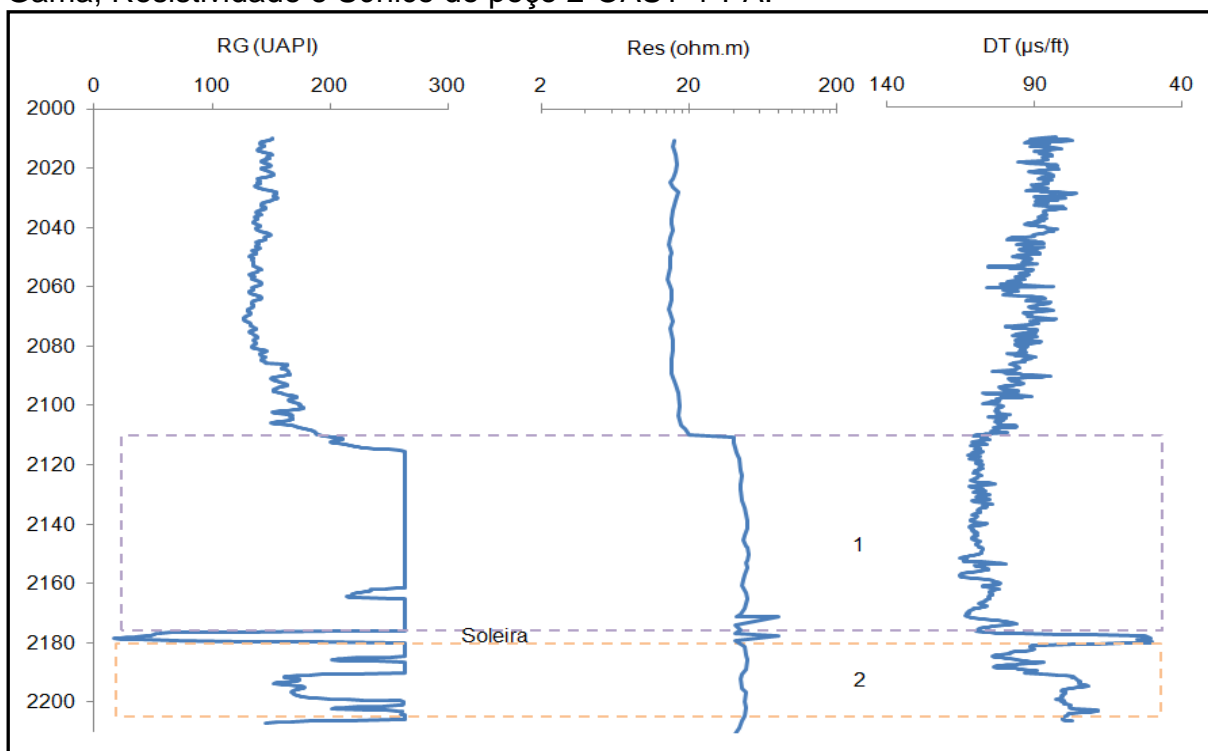
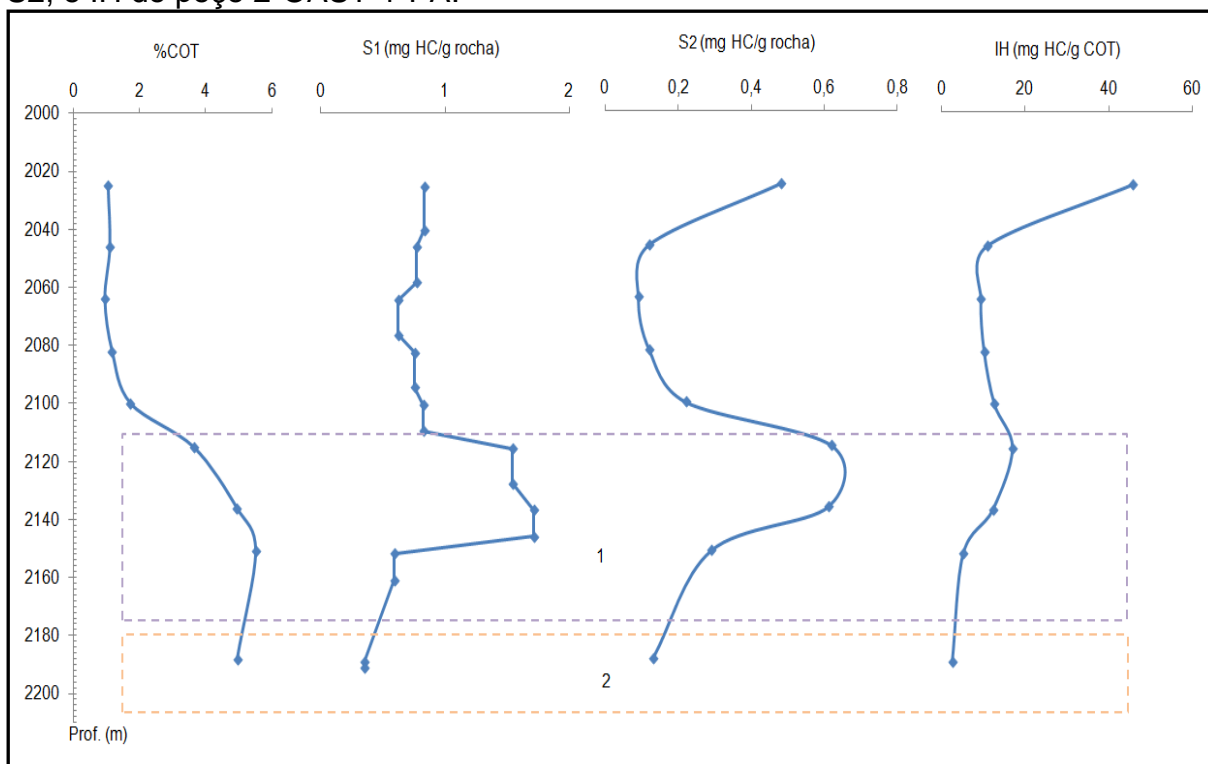


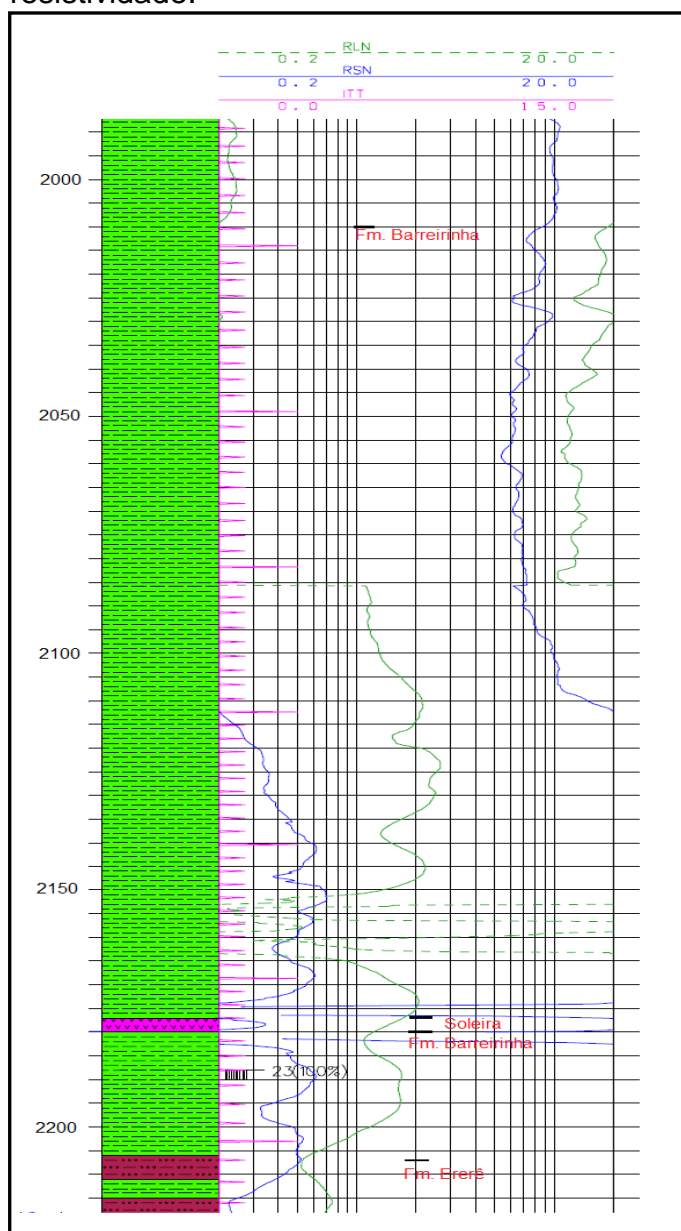
Figura 80 - Perfil em profundidade, ilustrando a relação entre os perfis de COT, S1, S2, e IH do poço 2-OAST-1-PA.



8.1.8.2 Identificação de possíveis zonas fraturadas- *Quick Look Interpretation*

As curvas de resistividade rasa (RSN) e profunda (RLN) apresentam a mesma tendência, ao longo de toda Formação Barreirinha, não apresentando indícios de presença de fraturas (Figura 81).

Figura 81 - Perfil composto do poço 2-OAST-1-PA ilustrando a relação entre as curvas de resistividade.



Fonte: ANP, 2013

8.1.8.3 Método ΔLogR

A superposição dos perfis de Resistividade e Sônico mostra a separação ΔLogR no intervalo mais enriquecido em matéria orgânica (2098-2178 m) (Figura 82). Para este exemplo, a máxima separação de ΔLogR é de aproximadamente 48,39 ohm.m. E os valores de Linha de Base para resistividade, porosidade sônica e LOM (0,65% R_0) foram definidas respectivamente em 15,75 ohm.m, 96,62 $\mu\text{s}/\text{ft}$ e 9. A aplicação do método forneceu valores de carbono orgânico total entre 0,36% e 3,34%. Os valores de COT obtidos a partir dos perfis de poço são menores que os obtidos em laboratório (Figura 83).

Figura 82 - Perfil em profundidade, ilustrando a resposta dos perfis de Resistividade e Sônico a presença de matéria orgânica no provável intervalo gerador do poço 2-OAST-1-PA.

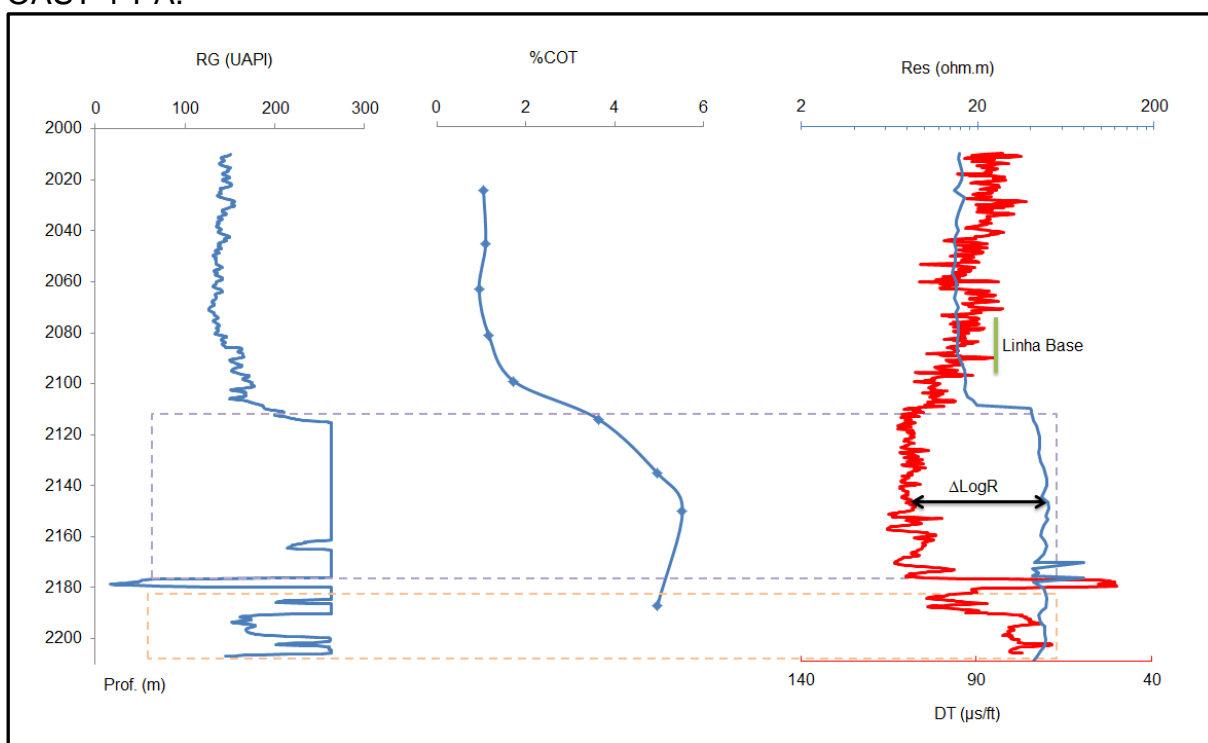
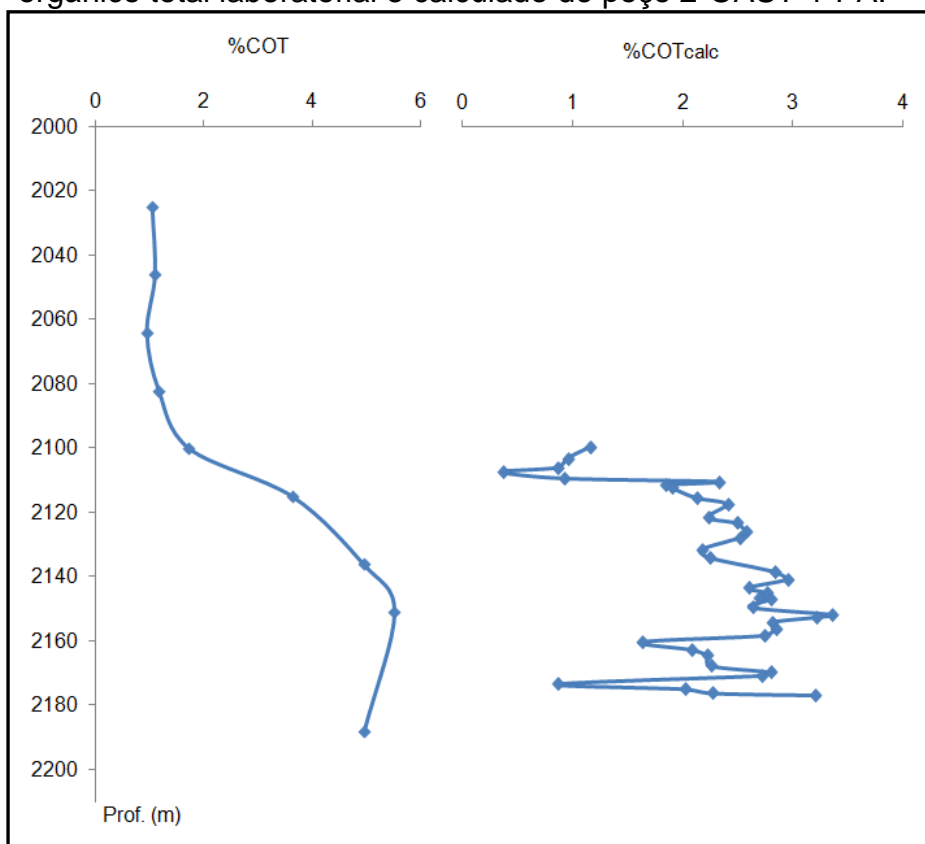


Figura 83: Perfil em profundidade dos valores do carbono orgânico total laboratorial e calculado do poço 2-OAST-1-PA.

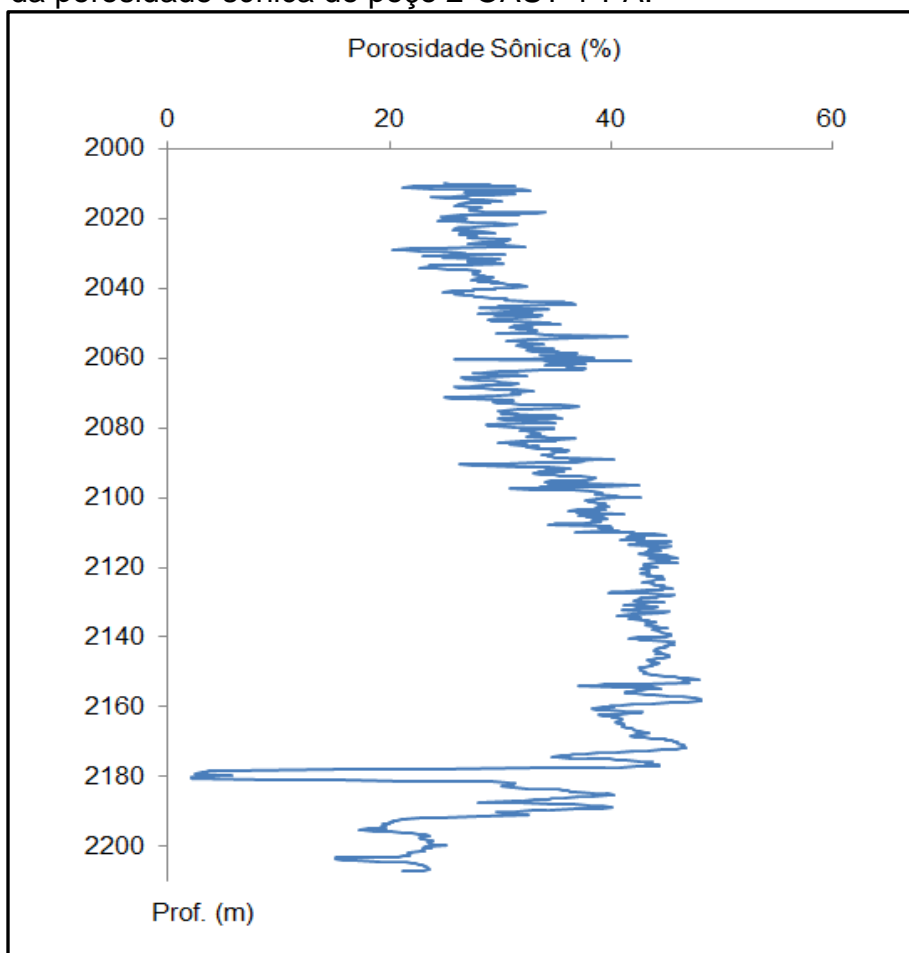


8.1.8.4 Cálculos Petrofísicos

a) Porosidade

A porosidade foi determinada a partir do Perfil Sônico, utilizando os mesmos critérios e fórmulas aplicadas anteriormente. A porosidade sônica média calculada é de 34,61%, a máxima corresponde a 48,14% a 2158 m e a mínima 2,46% a 2179 m. A Figura 84 ilustra o comportamento da porosidade sônica com o aumento da profundidade.

Figura 84 - Perfil em profundidade ilustrando o comportamento da porosidade sônica do poço 2-OAST-1-PA.



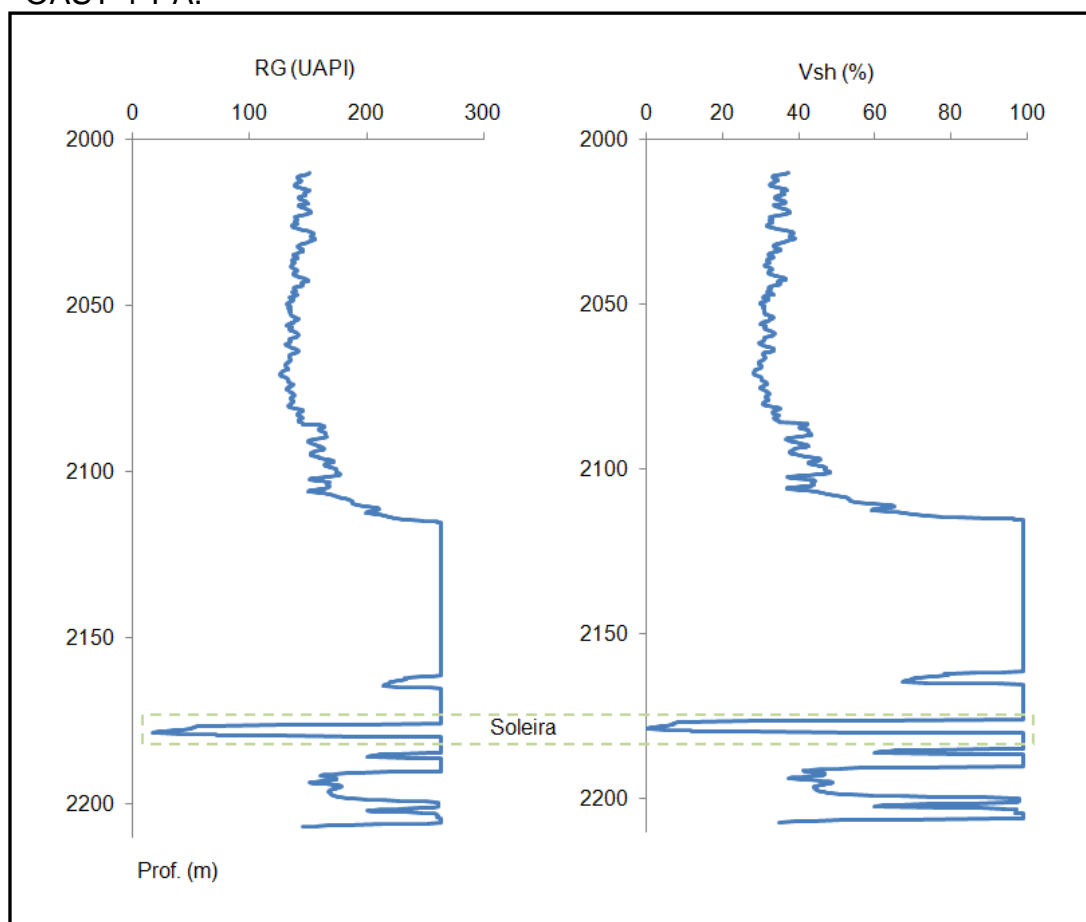
O índice de porosidade neutrônica foi estimado utilizando-se a carta da Schlumberger, específica para ferramenta GNAM 1 a 5 (Apêndice D). O diâmetro do poço foi fixado em 8,5 polegadas para os intervalos entre 2021-2060 m e 2075-2207 m, e os índices de porosidade calculados foram de 12% e 9,2%, respectivamente.

b) Volume de argila

Adotou-se o mesmo procedimento utilizado anteriormente para o cálculo do volume de argila, fixando o GR_{min} em 9,76 API e o GR_{max} em 493,6 API.

A comparação entre os perfis de Raio Gama e o de Volume de Argila demonstram que o método utilizado para o cálculo de argilosidade novamente forneceu resultados consistentes (Figura 85), assim como nos poços 1-FO-1-PA e 2-LCST-1-AM. O valor médio de argila para todo o intervalo é de 60,65%.

Figura 85 - Comparação entre os perfis de Raio Gama e Vsh do poço 2-OAST-1-PA.



8.1.9 Poço 1-MA-1-PA

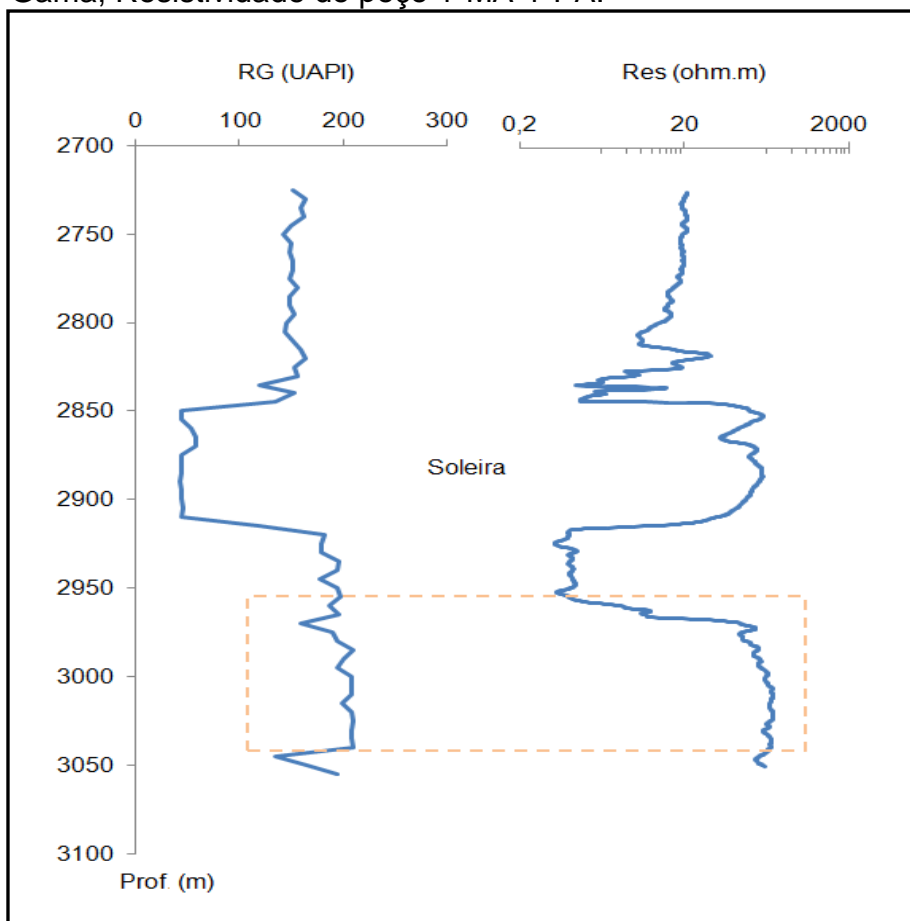
O poço 1-MA-1-PA localiza-se no contexto da Linha de Charneira Norte, no extremo leste da área de estudo (Figura 43). Neste ponto, a Formação Barreirinha ocorre no intervalo entre 2725-3056 m, segmentada por intrusões de diabásio.

8.1.9.1 Identificação de Intervalo Gerador-Reservatório

A correlação dos perfis de Raio Gama e Resistividade permitem identificar um provável intervalo gerador: 2955-3040 m (Figura 86).

Este intervalo apresenta teor de carbono orgânico variando entre 0,51% e 4,45%. A avaliação do potencial gerador de ambos os intervalos indica baixo potencial de geração (S_1 0,05-0,08 mg HC/g rocha) (Anexo I).

Figura 86 - Perfil em profundidade, contendo os valores de Raio Gama, Resistividade do poço 1-MA-1-PA.



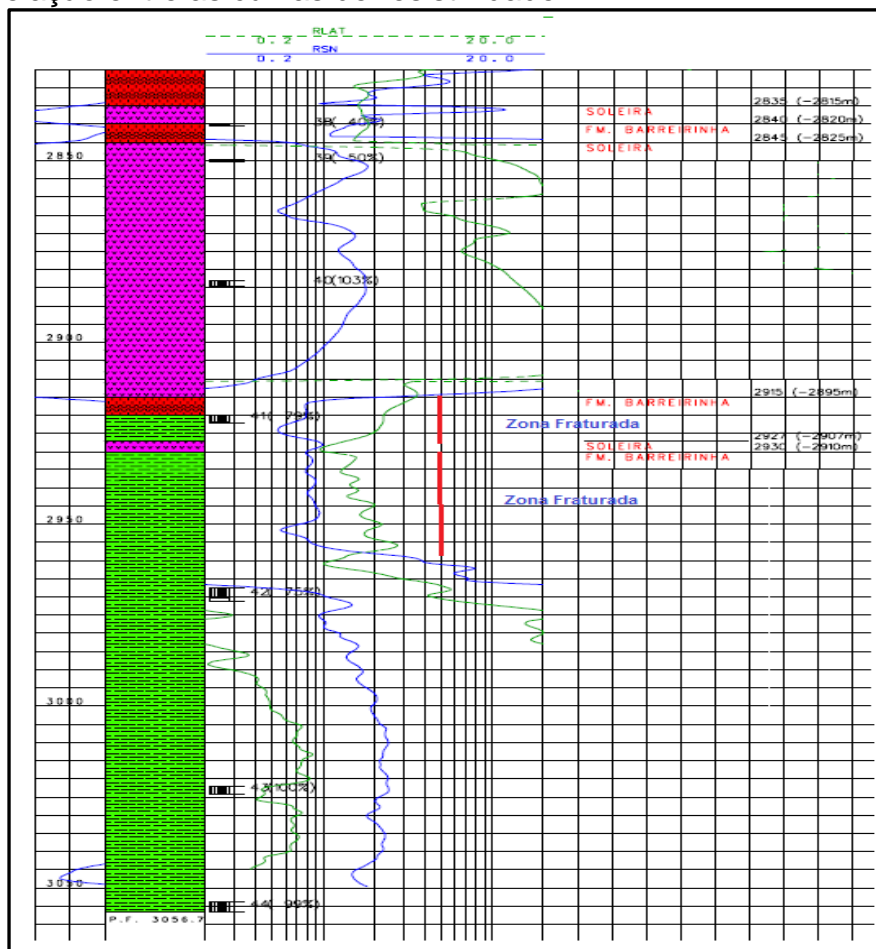
Provavelmente os baixos valores de S_1 , S_2 e IH estão associados ao efeito térmico gerado pelas intrusões ígneas presentes nesta seção, as quais podem ter

promovido o craqueamento da matéria orgânica reduzindo os valores em relação as quantidade originais.

8.1.9.2 Identificação de possíveis zonas fraturadas - *Quick Look Interpretation*

As curvas de resistividade rasa (RSN) e profunda (RLAT) apresentam a mesma tendência, ao longo da maior parte da Formação Barreirinha. Porém, em frente aos intervalos 2915-2927 m e 2930-2957 m as curvas de resistividade se separam, o que permite inferir que podem ocorrer fraturas naturais nestes intervalos (Figura 87).

Figura 87 - Perfil composto do poço 1-MA-1-PA, ilustrando a relação entre as curvas de resistividade.



Fonte: ANP, 2013.

8.1.9.3 Método ΔLogR

Não foi realizado registros em perfil que permitissem o cálculo de COT da Formação Barreirinha neste poço.

8.1.9.4 Cálculos Petrofísicos

a) Porosidade

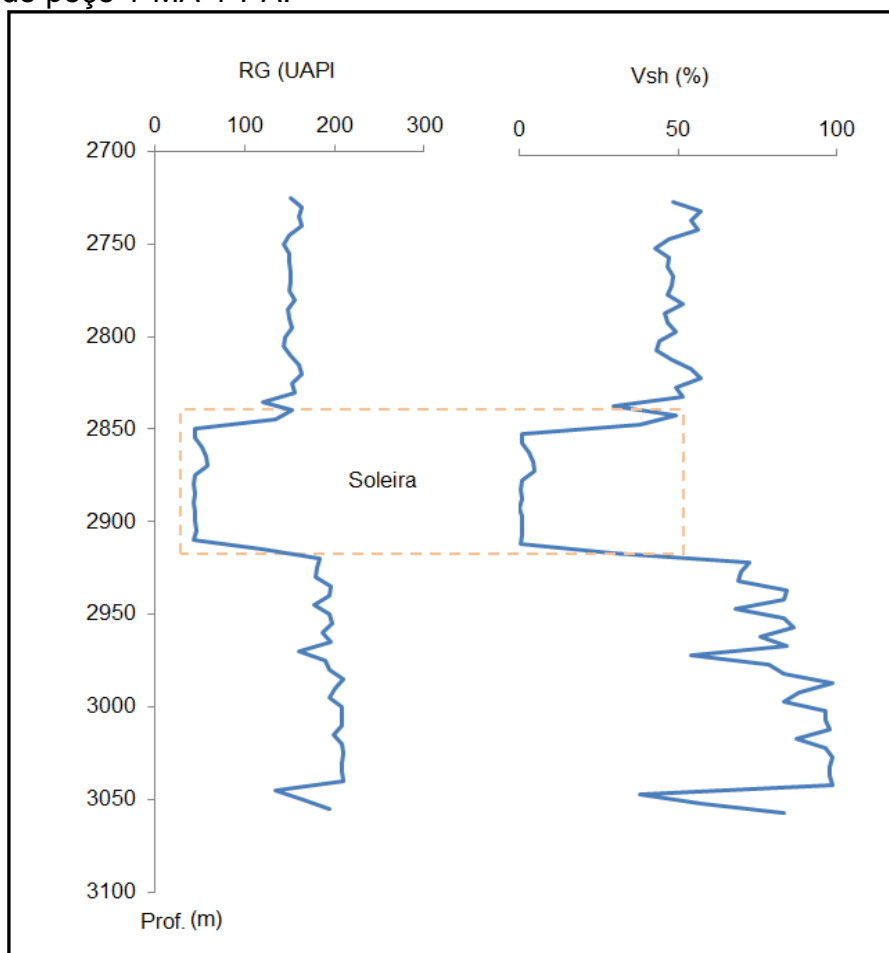
O índice de porosidade neutrônica foi estimado utilizando-se a carta da Schlumberger, específica para ferramenta GNAM 1 a 5 (Apêndice E). O diâmetro do poço foi fixado em 8,5 polegadas para o intervalo entre 2725-3056 m, e o índice de porosidade calculado foi de 8,3%

b) Volume de argila

Adotou-se o mesmo procedimento utilizado anteriormente para o cálculo do volume de argila, fixando o GR_{min} em 43 API e o GR_{max} em 150 API.

A comparação entre os perfis de Raio Gama e de Volume de Argila demonstram que a utilização da fórmula de Larionov (1969) para o cálculo de volume de argila novamente forneceu resultados consistentes (Figura 88). O valor médio de argila para todo o intervalo é de 53%.

Figura 88 - Comparação entre os perfis de Raio Gama e Vsh do poço 1-MA-1-PA.



8.2 Estratigrafia de Sequencia

Tendo em vista que, geralmente folhelhos são depositados em ambientes de sedimentação com condições hidrodinâmicas relativamente uniformes, a ênfase da reconstrução do arcabouço estratigráfico não foi interpretar fácies deposicionais, e sim entender o mecanismo de deposição dos folhelhos e de preservação da matéria orgânica, para então definir litofácies que fossem significativas, previsíveis e mapeáveis ao longo da bacia. Assim, a metodologia empregada na correlação estratigráfica e definição das litofácies foi realizada em duas escalas: de testemunho (análise geoquímica), e de poço (perfis geofísicos, descrição de amostra de calha).

8.2.1 Correlação dos perfis de COT

A correlação dos valores de COT identificou na área de estudo uma expressiva superfície de inundação máxima (SIM). Presente em todos os poços, esta superfície localiza-se na base da camada de folhelho preto altamente radioativo que compõe o Membro Abacaxis, e define o limite entre o Trato de Sistema Transgressivo (TST) e Trato de Sistema de Mar Alto (TSMA) (Figura 89 e 90). Na Seção Norte apresenta teores de COT variando entre 0,6% e 7,4%, e na Seção Sul entre 0,76% e 3,56%. Considerando a direção de entrada do mar durante os eventos transgressivos, é provável que a maior concentração de matéria orgânica na Seção Norte seja função do menor aporte de sedimentos terrígenos e do confinamento gerado pelo sistema de falhas transcorrentes.

Figura 89 - Correlação entre os perfis de COT dos seis poços analisados na Seção Norte, e significado dos dados de COT em termos de Estratigrafia de Sequências.

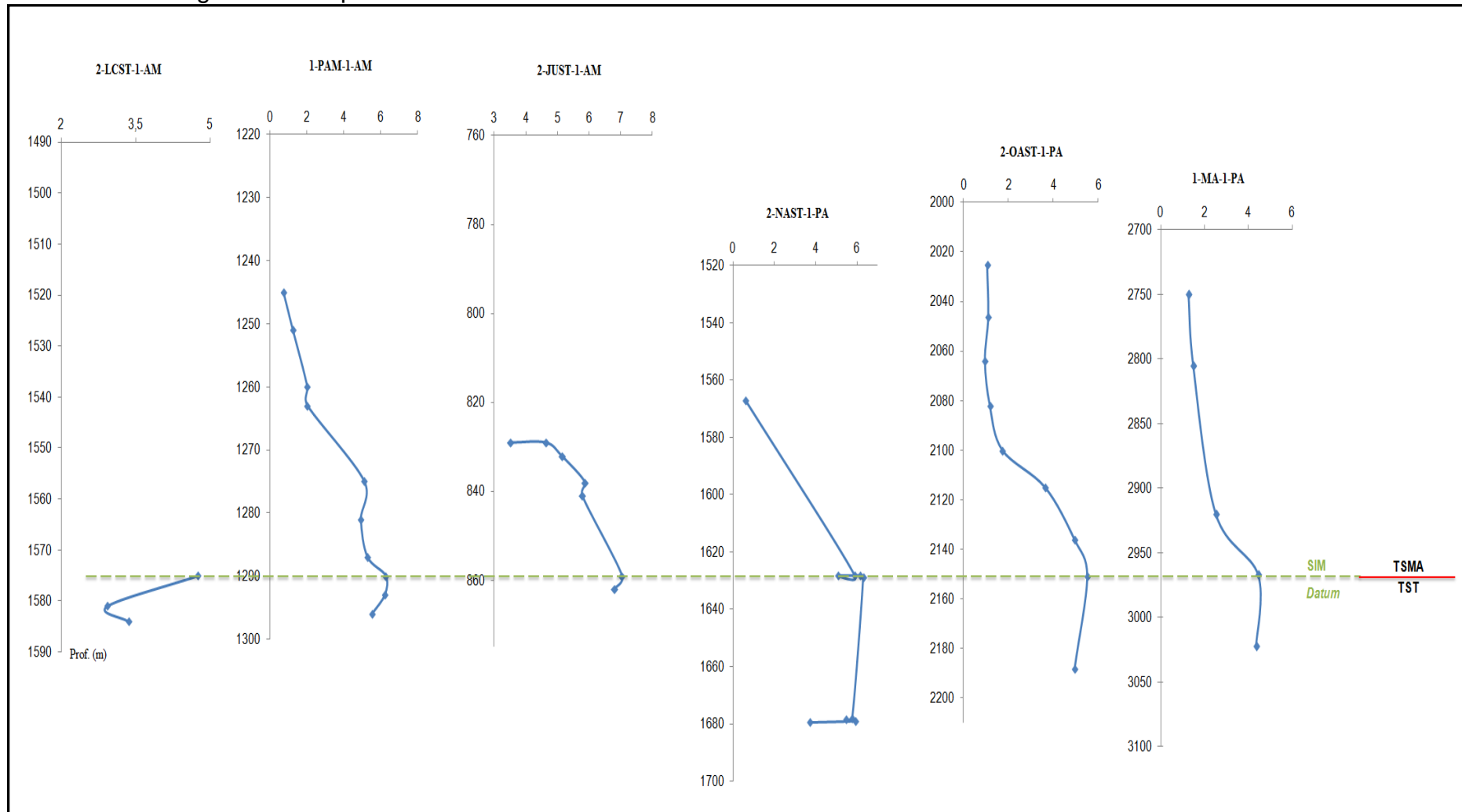
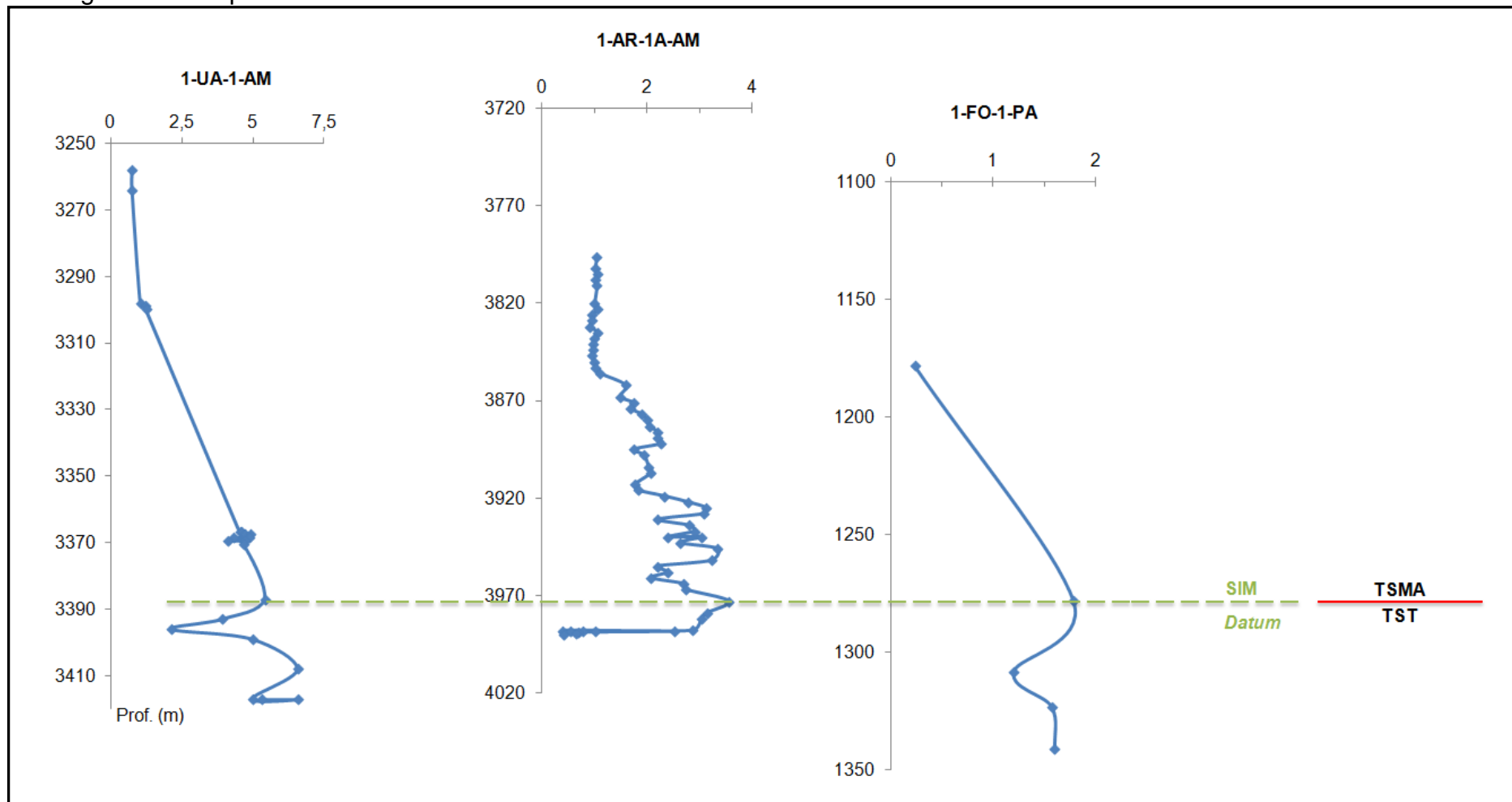


Figura 90 - Correlação dos perfis de COT dos três poços analisados na Seção Sul. E significado dos dados de COT em termos de Estratigrafia de Sequências.



8.2.2 Correlação de perfis de Raio Gama

A correlação litoestratigráfica baseou-se principalmente nas descrições das amostras de calha e na análise dos perfis geofísicos. Foi realizada na direção NW-SE nas duas seções, sendo o *datum* escolhido a Superfície de Inundação Máxima (SIM) por ser facilmente identificado em todos os poços.

Dadas às características apresentadas nos perfis de Raio Gama, foi possível confirmar o posicionamento da SIM, e individualizar o topo e a base dos Membros Abacaxis e Urubu para cada poço (Figuras 91 e 92).

Ressalta-se que não foram identificadas feições características do Membro Urariá na área de estudo, e que somente o perfil de Raio Gama foi utilizado na representação gráfica por apresentar características mais significativas.

O topo do Membro Abacaxis é facilmente identificado por um marco radioativo (maior resposta de raios gama), na base geralmente ocorre transição de folhelho para siltito e/ou arenito, fornecendo como resposta em perfil a diminuição de radioatividade, e aumento de densidade. No perfil de Raio Gama é caracterizado por uma assinatura com padrão serrilhado em forma de sino suavizado, em geral com valores de raio gama maiores que 100 API. É importante ressaltar que a assinatura em forma de caixote é devido a falta do backup no arquivo fornecido pela ANP.

O Membro Urubu apresenta menor radioatividade em relação ao Membro Abacaxis, e em perfil de Raio Gama é caracterizado por uma assinatura com padrão serrilhado e serrilhado/barriga invertida.

Na Seção Norte (Figura 89 e 91) observa-se uma mudança no comportamento das camadas da Formação Barreirinha. A partir do poço 2-JUST-1-AM o topo do Membro Abacaxis apresenta uma acentuada inclinação para sudeste, deslocando-se para níveis mais profundos, alcançando valor de maior espessura nas imediações do poço 2-OAST-1-PA (aproximadamente 100 m), e de maior profundidade no poço 1-MA-1-PA, onde ocorre segmentada por soleira de diabásio.

A Seção Sul (Figuras 90 e 92) também apresenta uma acentuada inclinação na atitude das camadas, a partir do poço 1-UA-1A-AM o topo do Membro Abacaxis apresenta uma acentuada inclinação para nordeste, deslocando-se para níveis mais rasos nas imediações do poço 1-FO-1-PA, onde ocorre segmentada por soleiras de diabásio.

Figura 91 - Correlação dos perfis de Raio Gama – Seção Norte.

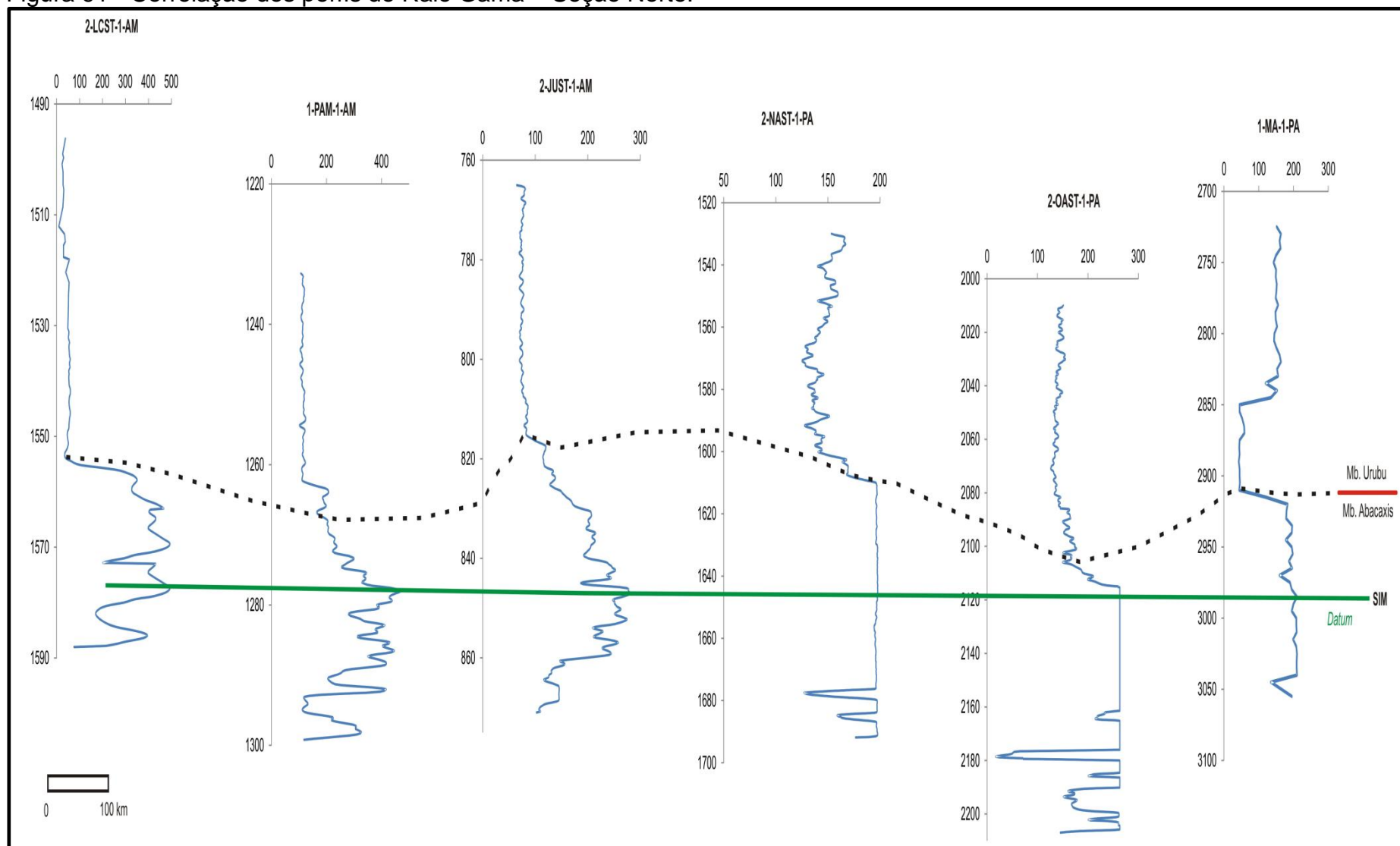


Figura 92 - Correlação dos perfis de Raio Gama – Seção Sul.

