

## CLASSIFICAÇÃO DE ELETROFÁCIES DE UM POÇO PETROLÍFERO DESCOBRIDOR UTILIZANDO ESTATÍSTICA MULTIVARIADA: UM ESTUDO DE CASO NO CAMPO CURIMÃ (BACIA DO CEARÁ)

*ELECTROFACIES CLASSIFICATION OF AN OIL DISCOVERY WELL USING MULTIVARIATE  
STATISTICS: A CASE-STUDY IN THE CURIMÃ FIELD (CEARÁ BASIN)*

**Márcio NORMANDO<sup>1</sup>, Narelle MAIA DE ALMEIDA<sup>2</sup>, Daniel Rodrigues do  
NASCIMENTO JUNIOR<sup>2</sup>, Ana Rita SALGUEIRO<sup>2</sup>**

<sup>1</sup>Programa de Pós-Graduação em Geologia, Universidade Federal do Ceará (UFC), Campus do Pici, Bloco 912, Fortaleza, Ceará, Brasil. Email: mnormando@gmail.com

<sup>2</sup>Departamento de Geologia, Universidade Federal do Ceará (UFC), Campus do Pici, Bloco 912, Fortaleza, Ceará, Brasil. Emails: narelle@ufc.br, daniel.rodrigues@ufc.br, ritasalgueiro@ufc.br

Introdução  
Geologia e dados de produção da Bacia do Ceará  
Materiais e métodos  
Resultados e discussões  
Conclusão  
Agradecimentos  
Referências

**RESUMO** - A indústria petrolífera tem utilizado inúmeras técnicas com o objetivo de caracterizar reservatórios, sendo a caracterização petrofísica uma das mais importantes. Este trabalho utiliza dados de perfis petrofísicos do poço descobridor 1CES\_0019 do Campo Curimã, Bacia do Ceará, com o objetivo de classificar eletrofácies utilizando estatística multivariada. Realizaram-se análises como: estatística básica, Análise de Correspondência e Análise Discriminante. Como resultados, obtiveram-se cinco eletrofácies: EF1, EF2, EF3, EF4 e EF5. EF1 caracteriza-se por baixo valores de raios gama (GR); EF2 e EF4 caracterizam-se por menores valores de sônico (DT) e maiores de densidade (RHOB); EF3 e EF5 destacam-se por valores altos de RHOB mas com variação no DT. EF4 é formada por arenitos e folhelhos bem compactados da porção inferior da Formação Paracuru. EF2 constitui a porção intermediária da Fm. Paracuru, sendo interpretada como correspondente ao Membro Trairi composto por rochas carbonáticas. EF1 é a porção superior da Fm. Paracuru, formada por arenitos “limpos” com as melhores condições de reservatório. EF3 é interpretada como folhelhos da Formação Ubarana, sendo rochas selantes que compõem o sistema petrolífero. Destaca-se a importância do cálculo das eletrofácies e o uso da análise multivariada, pois somente com a observação dos perfis petrofísicos não seria possível chegar ao resultado alcançado. **Palavras-chaves:** Eletrofácies. Perfilagem petrofísica. Análise multivariada.

**ABSTRACT** - Oil industry has been used many techniques in order to characterize reservoirs and petrophysical characterization is one of the most important. This work uses data from petrophysical profiles from discovery well 1CES\_0019 of the Curimã Field, Ceará Basin, with the objective of classifying electrofacies using multivariate statistics. Analyzes such as basic statistics, Correspondence Analysis and Discriminant Analysis were performed. As a result, five electrofacies were obtained: EF1, EF2, EF3, EF4 and EF5. EF1 is characterized by low GR values; EF2 and EF4 are characterized by lower DT and higher RHOB values; and EF3 and EF5, highlighted by high RHOB values and different DT. EF4 is interpreted as sandstones and well compacted shales from the lower portion of the Paracuru Formation. EF2 is the intermediate portion of the Paracuru Formation, interpreted as Trairi Member composed by carbonate rocks. EF1 is the upper portion of Paracuru Formation, interpreted as clean sandstones with the best reservoir conditions. EF3 is interpreted as shales from Ubarana Formation: sealing rocks. It is important to mention the relevance of calculating the electrofacies and the use of multivariate analysis since only through the observation of the petrophysical profiles it would not be possible to reach the result achieved.

**Keywords:** Electrofacies. Petrophysical profiling. Multivariate analysis.

### INTRODUÇÃO

A perfilagem de poços, executada através de diferentes ferramentas de medidas inseridas nos mesmos, é uma das mais úteis e importantes tarefas do setor petrolífero em estágio de desenvolvimento de campos, sendo utilizada quase sem exceção em todos os poços perfurados (Lima, 2015).

Ainda segundo Lima (2015), nos casos mais extremos, seus custos não superam 5% do valor total de um poço. É através da perfilagem que se pode obter medidas contínuas de diferentes propriedades mecânicas e composicionais das

formações. A partir da interpretação destas medidas, é possível identificar zonas produtivas, distinguir óleo, gás ou água em um reservatório, e estimar a reserva de hidrocarbonetos, além de suas utilizações mais tradicionais na exploração, como correlação entre níveis estratigráficos, auxílio na confecção de mapas e calibração sísmica. Mesmo no estágio maduro dos campos, as medidas assim obtidas são muito úteis na estimativa de sua vida útil e em tentativas de melhoria de sua recuperação.

Uma etapa importante na caracterização de reservatórios de petróleo, dependente da perfuração de poços, é a classificação de eletrofácies. Essa classificação consiste na estimativa das litologias e outras propriedades petrofísicas de um poço através de medidas de raios gama (GR), nêutrons (NPHI), indução (ILD), densidade (RHOB), acústica (DT), calibre (CAL) e/ou outras baseadas em equipamentos elétricos (Oliveira Jr., 2014). Como as propriedades do reservatório estão normalmente correlacionadas com as litofácies que são descrições litológicas baseadas em testemunhos de poços nem sempre disponíveis e/ou carente de detalhes (Garcia et al., 2003), uma correta e fundamentada classificação das eletrofácies resultará em uma maior qualidade na caracterização de um reservatório.

Os termos relacionados à estimativa da litologia das rochas variam de acordo com a técnica utilizada para a classificação das fácies que, em termos descritivos, envolvem as características materiais mais diretas de testemunhos relacionados principalmente à litologia e fósseis presentes (Walker, 2006). Desta maneira se utiliza o termo eletrofácies para as fácies definidas através dos registros dos poços (perfis elétricos); litofácies (ou petrofácies) quando são definidas através dos testemunhos; e sismofácies quando são classificadas com o uso de dados sísmicos por meio de propriedades mecânicas obtidas através de ondas elásticas induzidas nas rochas (Dake, 2001). Os tipos de rochas ou litotipos são definidos por grupos de fácies. Neste trabalho, os termos eletrofácies e fácies serão utilizados com o mesmo significado.

Cosentino (2001) relata que nos estudos de caracterização de reservatórios sempre se trabalha com fácies, ainda que de forma implícita. Qualquer zoneamento geológico implica na geração de algum tipo de classificação de fácies: desde a maneira mais simplificada, com a classificação de fácies “reservatório” e “não-reservatório”, baseada em algum tipo de critério de “corte” (*cut-off*); até casos mais complexos quando um grande número de fácies é definido com base nos testemunhos ou registros

dos poços e então distribuídos pelo reservatório através de simulações estocásticas, por exemplo.

Sfidari et al. (2014) mencionam que a classificação das eletrofácies dá suporte à caracterização de reservatórios. Os autores comentam ainda que, em caso de poços sem testemunhos, fácies sedimentares são interpretadas a partir dos dados petrofísicos uma vez que as primeiras não podem ser observadas diretamente.

O importante neste tipo de estudo é identificar quais registros de poços são influenciados pelo tipo e qualidade da rocha. Alguns registros são conhecidos por serem indicadores mais diretos de fácies, como por exemplo: a densidade (RHOB); porosidade neutrão (NPHI); sônico (DT); raios gama (GR). Estes registros podem apresentar variações devido às diferentes litologias encontradas nos poços, sendo possível calcular saturação de água, densidade dos hidrocarbonetos, dentre outros, para as diferentes litologias (Rider, 2002).

Este trabalho propõe o uso de técnicas de estatística multivariada para a classificação das eletrofácies de um poço descobridor, onde a Análise de Correspondências acrescida da Análise Discriminante serão realizadas a partir de registros disponíveis, como perfis de raios gama, densidade e sônico. Uma dessas técnicas, a Análise de Correspondências (AC), permite a visualização gráfica das categorias das variáveis em uma tabela de contingência e, assim, verificar o grau de interação entre as mesmas (Infantosi et al., 2014). Segundo Salgueiro et al. (2013), este é um método poderoso que pode ser usado como uma ferramenta qualitativa de regressão não-linear com capacidades preditivas.

Greenace & Blasius (2006) mencionam que a Análise de Correspondências é uma técnica exploratória multivariada para análise gráfica e numérica de quase todos os dados de matriz com entradas não-negativas, mas principalmente envolve tabelas de frequências ou contagens. Esta técnica pode ser estendida à análise de presença/ausência de dados, *rankings* e preferências, comparação entre pares de dados, tabelas de múltiplas respostas, entre outros.

## **GEOLOGIA E DADOS DE PRODUÇÃO DA BACIA DO CEARÁ**

De oeste para leste, a Bacia do Ceará é subdivida em quatro sub-bacias: Piauí-Camocim, Acaraú, Icarai e Mundaú. Todos os seus quatro campos produtores (Xaréu, Atum, Curimã e Espada) se encontram na sub-bacia Mundaú.

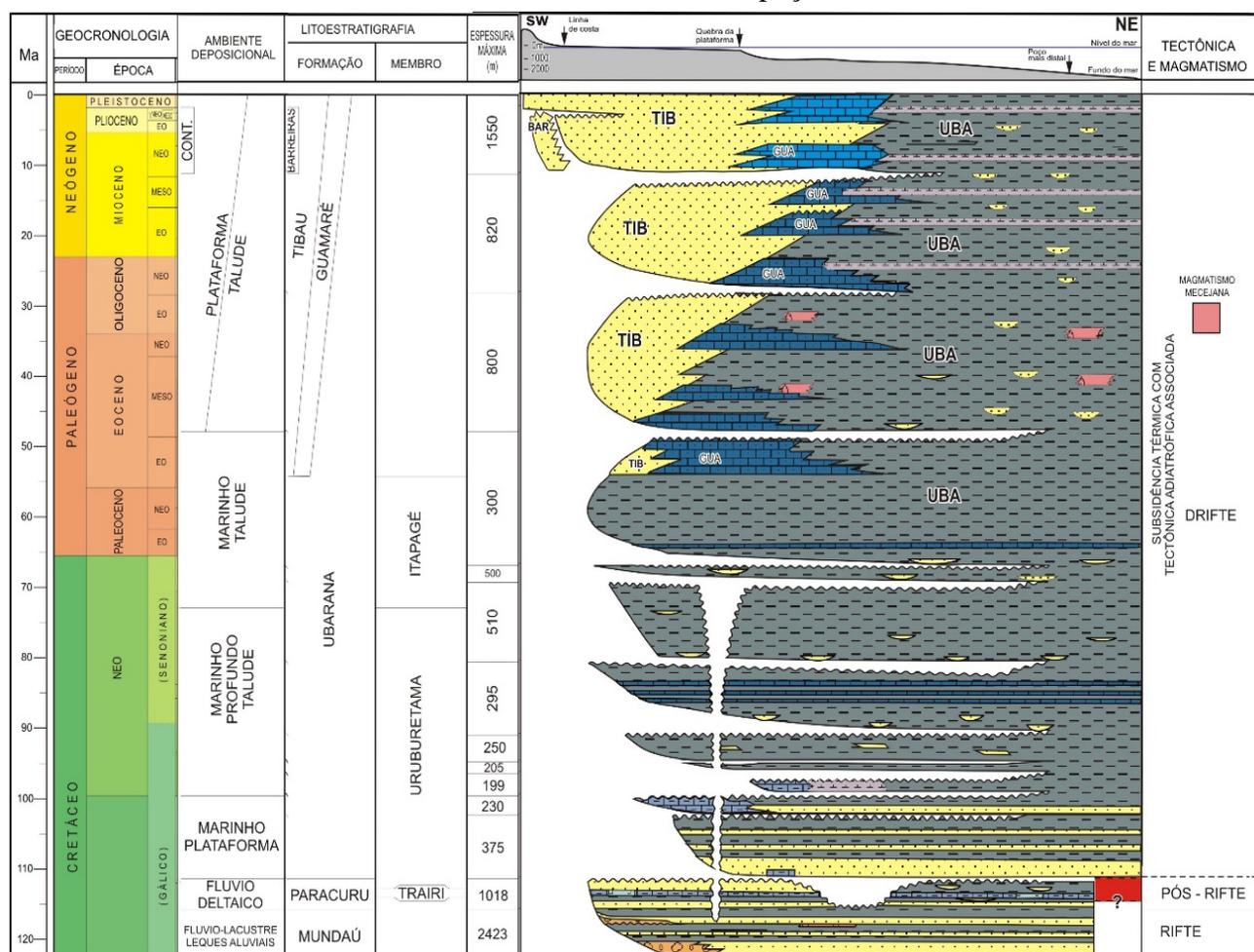
Costa et al. (1990), Beltrami et al. (1994) e Condé et al. (2007) reconheceram três fases tectono-sedimentares apresentadas na carta estratigráfica da bacia e que são expostas a seguir (Figura 1):

**Fase de Abertura (ou Rifte):** Deposição de sedimentos continentais, provenientes de leques aluviais, rios entrelaçados e lagos, que compõem a Formação Mundaú.

**Fase Transicional (ou Pós-Rifte):** Representa as primeiras incursões marinhas na bacia (Costa et al., 1990; Beltrami et al., 1994). Inicialmente foram depositados sedimentos fluviais, deltaicos e lacustres (depositados em um ambiente de transição de lago continental para ambiente marinho aberto) que constituem a Formação Paracuru. Esta é a unidade que contém os principais reservatórios de petróleo da Bacia do Ceará. Em sua porção inferior predominam arenitos e folhelhos bioturbados de origem fluvial, deltaica e lacustre; já dentro de sua porção mediana, distingue-se o Membro Trairi, como uma camada carbonática rica em calcilito, ostracodes e

folhelhos carbonosos; e na porção superior dominam folhelhos sílticos, com intercalações subordinadas de arenitos e calcilitos, depositados em ambiente marinho, provavelmente muito restrito (Beltrami et al., 1994). O topo desta formação no poço 1CES\_0019 encontra-se a -2009 m.

**Fase de Deriva Oceânica (Drifte):** Este é o estágio inicial de ambiente marinho franco, transgressivo, onde depositaram-se os folhelhos do Membro Uruburetama da Formação Ubarana. Este membro compõe o intervalo -1695 a -2009 m no 1CES\_0019. Mais tarde, segundo Costa et al. (1990), um ciclo regressivo teve início com deposição de folhelhos e arenitos turbidíticos do Membro Itapagé da Formação Ubarana encontrados no intervalo de -913 a -1695 m no referido poço.



**Figura 1** - Diagrama cronoestratigráfico da Bacia do Ceará. Simplificado de Condé et al. (2007).

Durante o Paleógeno ocorreram derrames de rochas basálticas que constituem a Formação Macau (34 Ma). Por fim, paralelamente, depositaram-se os carbonatos da Formação Guamaré e os arenitos da Formação Tibau que se encontram entre -52 a -913 m no 1CES\_0019 e, mais tarde (Neógeno), a Formação Barreiras, que só ocorre na

porção emersa da bacia. Na Bacia do Ceará, empresas nacionais e internacionais têm arrematado blocos em rodadas da ANP desde 2013, incluindo nomes como Total, Queiroz Galvão, Chevron, Ecopetrol, Cepsa, Premier Oil, Exxon, OGX e Wintershall (ANP, 2013; ANP, 2018), todas voltadas para operar em águas profundas, onde o

histórico da exploração tem se mostrado mais favorável (Maia de Almeida et al., 2020). A Bacia do Ceará é responsável pela produção de 4039 barris por dia de petróleo e 57 mil metros cúbicos por dia de gás (ANP, 2015).

O presente estudo é focado no poço 1CES\_0019 que é o poço pioneiro descobridor de óleo do Campo Curimã da sub-bacia de Mundaú da Bacia

do Ceará (Figura 2). Ele se encontra sob uma lâmina d'água de 47 metros e possui profundidade final de -2975 m. De acordo com o relatório da Petrobras, cedido pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), tal poço foi considerado como produtor comercial de óleo. Entretanto, seu abandono foi definitivo devido a questões logísticas, e não à qualidade de seus dados.

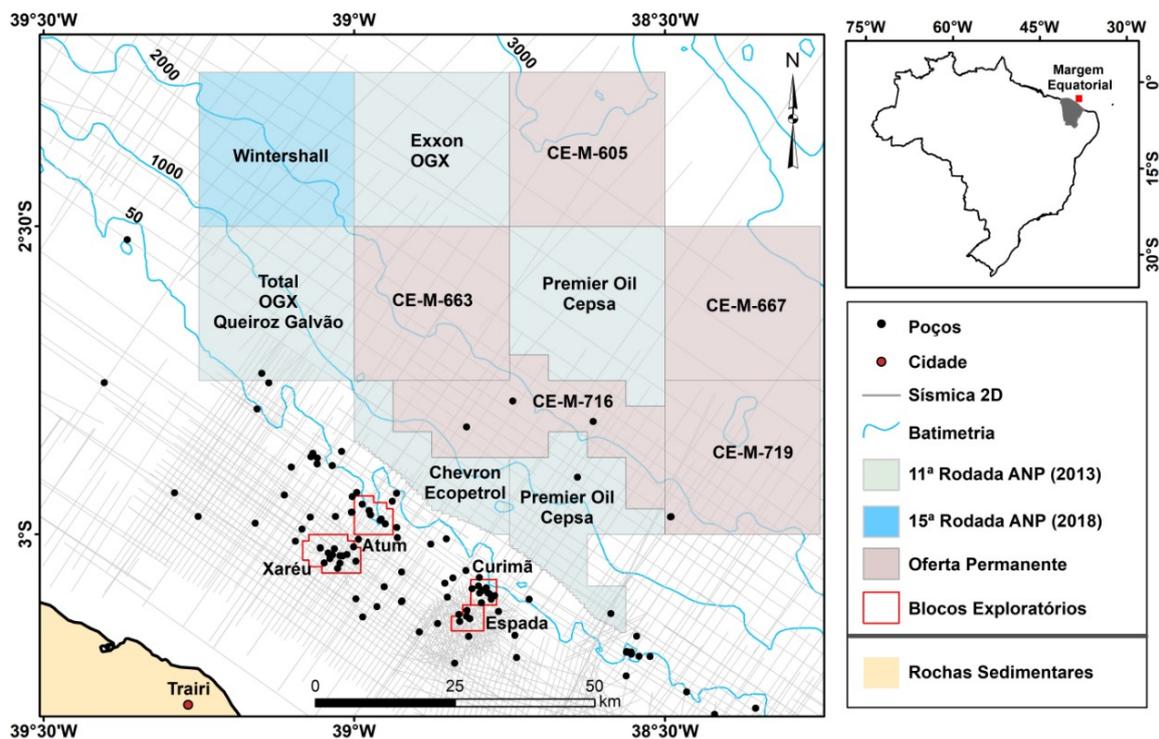


Figura 2 - Mapa da localização do poço 1CES\_0019 na sub-bacia Mundaú, Bacia do Ceará.

## MATERIAIS E MÉTODOS

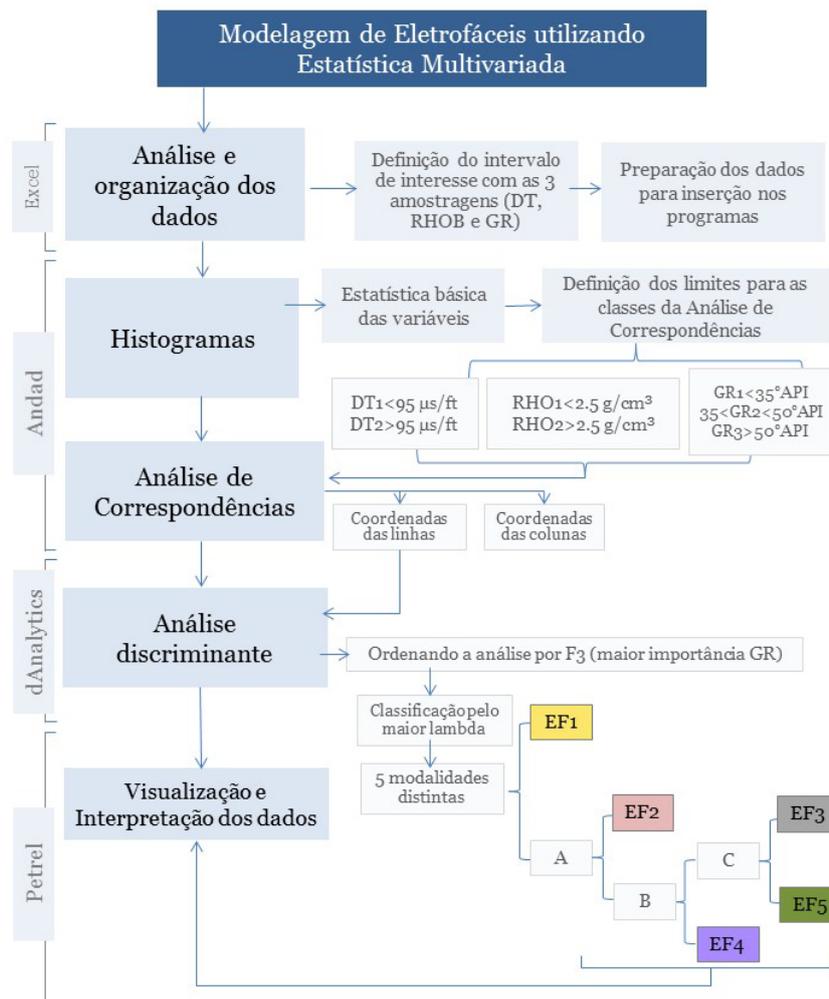
A base de dados utilizada refere-se aos dados do poço 1CES\_0019 do Campo Curimã da Bacia do Ceará. Foram utilizados perfis petrofísicos de GR (raio gama), DT (sônico) e RHOB (densidade), bem como relatório do poço e *welltops*, que foram disponibilizados pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP). Os registros de raio gama e sônico abrange o intervalo de -508 a -2975 m e os de densidade contém o intervalo de -1305 a -2975 m. Portanto, a análise foi realizada no intervalo de -1305 a -2975 m, pois é necessário que os três perfis tenham dados nas mesmas profundidades. Vale ressaltar que a amostragem foi feita a cada 20 cm no poço, assim tem-se um total de 8351 amostras.

A fase inicial desse trabalho foi destinada à organização dos dados através da separação da zona de interesse do poço e do ajuste dos dados ao formato de entrada dos *softwares* utilizados. Foram utilizados os *softwares*: *Andad* para Análise de Correspondências; *dAnalytics* para a

Análise Discriminante dos dados e; *Petrel* para visualização dos *logs* e dos resultados da classificação em gráficos e sob o formato do poço propriamente dito (Figura 3).

Para a Análise de Correspondência foi necessário classificar de maneira categórica as três variáveis em questão. Nesta etapa do trabalho foram construídos e analisados os histogramas dos registros dos poços (Figura 4) para entender como se comportavam as amostras de maneira estatística e geológica. Desta maneira foi possível classificar as variáveis em grupos que possuem algum significado geológico. Com a análise dos histogramas também foi possível identificar a distribuição das variáveis e decidir sobre os cortes (*cut-off*) a serem aplicados para categorizar os registros do poço e, assim, realizar a Análise de Correspondência.

Pode-se observar no histograma de DT que esta propriedade possui duas modalidades bem definidas, sendo um histograma bimodal, indicando a presença de duas subpopulações no conjunto de



**Figura 3** - Fluxograma das etapas do trabalho.

de dados (Figura 4).

Neste âmbito, definiu-se para DT1 as amostras com valores abaixo de 95  $\mu\text{s}/\text{ft}$  e DT2 as amostras com valores acima deste corte. Analisando-se a variável RHOB, o histograma também é considerado bimodal, definindo-se RHO1 as amostras com valores abaixo de 2,5  $\text{g}/\text{cm}^3$  e RHO2 as amostras com valores superiores a este corte.

Para a propriedade GR optou-se por uma subdivisão em três classes segundo critérios geológicos: GR1 inclui as amostras com valores abaixo de 35°API (um reservatório muito limpo com relação à argilosidade), GR2 as amostras com valores entre 35 e 50°API (reservatório com intercalações entre reservatório e não-reservatório), e GR3 as amostras com valores acima de 50°API (não-reservatório).

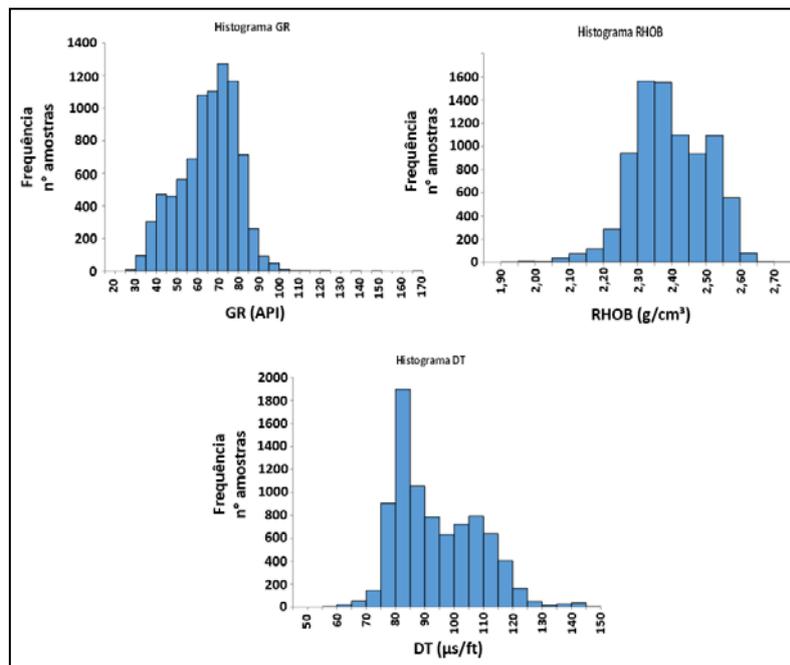
Neste trabalho a Análise de Correspondência foi realizada de maneira múltipla entre as variáveis, ou seja, estudou-se as relações entre os registros dos poços (GR, RHOB e DT) a cada profundidade. Levando em consideração a estatística e o conhecimento geológico destas variáveis, as tabelas de

contingência foram geradas para distinguir as diferentes eletrofácies presentes no poço.

A Análise de Correspondência é um processo fatorial que trabalha com a noção de vetores (ou eixos) com o intuito de encontrar a melhor maneira de representar ou organizar os dados espacialmente. Portanto quanto maior a correlação das variáveis envolvidas com um determinado eixo maior será a representatividade deste eixo em explicar estas variáveis. Tal método tem como base a decomposição do valor singular de uma matriz retangular (tabela de contingência adaptada) e é utilizado para representar graficamente as linhas e as colunas desta tabela como pontos em espaços vetoriais de pequena dimensão (Greenacre, 1984; Benzécri, 1992; Greenacre, 2007).

O número de fatores é definido de acordo com alguns critérios, como por exemplo a porcentagem em que um eixo pode explicar determinadas variáveis (inercia da nuvem de pontos) e o autovalor do eixo.

Conhecendo-se as interações e correlações entre as variáveis e amostras, procedeu-se com a Análise



**Figura 4** - Histogramas de gammaray (GR), densidade (RHOB) e sônico (DT) dos dados dos poços analisados.

Discriminante onde foi possível separar as amostras em populações com características distintas entre si. Para isso, utilizou-se as coordenadas das linhas provindas da Análise de Correspondência. Para definir a separação ótima neste processo de Análise Discriminante é calculado um autovalor (lambda) e, quanto maior este autovalor, melhor é a separação.

É possível ainda realizar uma segunda Análise Discriminante a partir dos resultados da primeira com o intuito de subdividir uma das populações (Figura 2). Para isso calcula-se um novo lambda

e caso seu valor esteja próximo ou superior a 1, há o indicativo que a população deve ser subdividida. Neste estudo, foram realizadas quatro separações resultando em cinco fácies com características distintas.

A partir desta análise estatística multivariada, realizou-se uma análise geológica das populações para distinguir os grupos de fácies e suas características. Desta maneira obteve-se a variável eletrofácies que representa a geologia do poço e estatisticamente está de acordo com os registros adquiridos.

## RESULTADOS E DISCUSSÕES

Ao classificar as variáveis de forma categórica com o estudo de Análise de Correspondência, foi possível avaliar a correlação entre as variáveis categorizadas de GR, RHO, DT e os vetores que permitiram melhor explicá-las.

Os gráficos das figuras 5 e 6 retratam esta correlação onde é possível observar que, com exceção de GR1 e GR2, as variáveis não estão correlacionadas com o vetor F3 (valor próximo a zero na Figura 6). Da mesma maneira, na figura 5 nota-se que as variáveis DT1, DT2, RHO1, RHO2 e GR3 não possuem uma boa correlação com o vetor F2, já as variáveis GR1 e GR2 apresentam maior correlação com este vetor. Entretanto, para poder quantificar a correlação entre variáveis e vetores, analisou-se a tabela de contribuições absolutas das variáveis (Tabela 1).

Nesta tabela de contribuições (Tabela 1), o critério de corte adotado para definir que uma variável está correlacionada com determinado

vetor foi dividir o valor da soma das coordenadas das colunas (em torno de 100%) pelo número de variáveis ativas (neste caso, sete), resultando em 14,28%. Este corte representa uma porcentagem mínima na qual a variável tem importância em determinado vetor.

A tabela 1 apresenta os valores das coordenadas absolutas das variáveis ressaltando os valores acima do corte de 14,28%. Portanto, pode-se concluir que as variáveis GR3 e RHO1 não estão correlacionadas significativamente com nenhum vetor, já as variáveis DT1, DT2 e RHO2 estão melhor correlacionadas com o vetor F1, e a variável GR1 está melhor correlacionada com o vetor F3. Pode-se observar também que a variável GR possui valores de coordenadas absolutas superiores ao corte adotado nos vetores F2 e F3. Ainda que a variável GR2 esteja melhor correlacionada com o vetor F2, decidiu-se utilizar o vetor F3 para representar a variável GR pois o

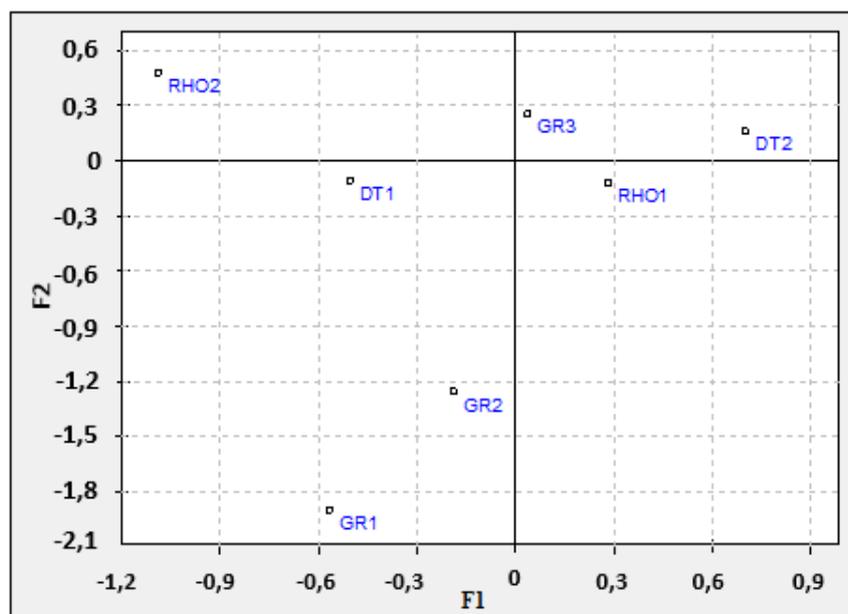


Figura 5 - Gráfico do plano fatorial mostrando a correlação das variáveis categóricas com relação aos vetores F1/F2.

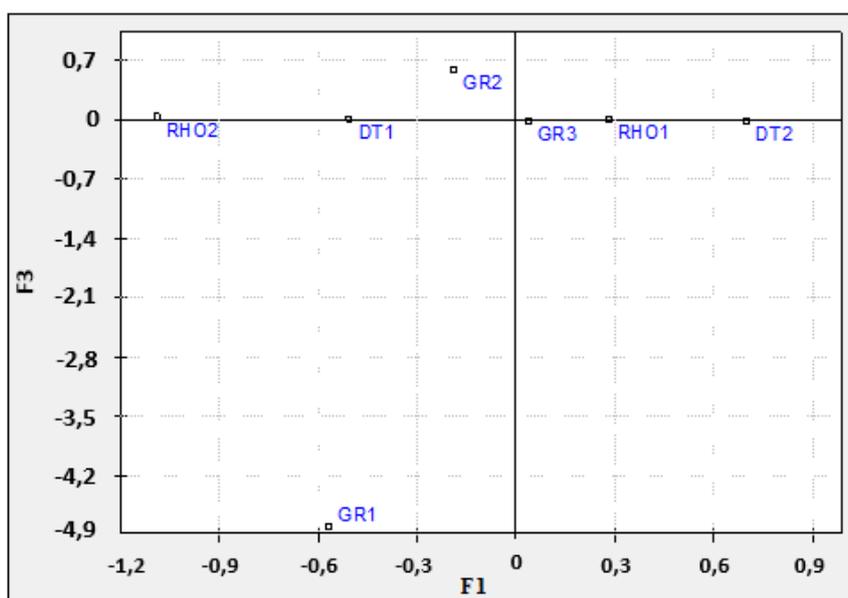


Figura 6 - Gráfico do plano fatorial mostrando a correlação das variáveis categóricas com relação aos vetores F1/F3.

Tabela 1 - Coordenadas absolutas das variáveis, ressaltando as melhores correlações com os vetores.

Variáveis	Vetores		
	F1	F2	F3
GR1	0.575853	10.76375	<b>84.79318</b>
GR2	0.750083	<b>57.28322</b>	<b>14.79127</b>
GR3	0.206667	12.73712	0.251761
DT1	<b>21.98591</b>	1.856654	0.017398
DT2	<b>30.72286</b>	2.59459	0.024341
RHO1	9.507709	3.066337	0.017229
RHO2	<b>36.24917</b>	11.69127	0.065743

somatório das coordenadas de GR1, GR2 e GR3 é maior em F3 (99,8%) do que em F2 (80,8%), ou seja, a variável GR como um todo está melhor representada em F3 do que em F2. Vale ressaltar que na Análise Discriminante deve-se analisar

dois vetores entre si, excluindo-se o vetor menos representativo das variáveis: neste trabalho, foram utilizados os vetores F1 e F3 para a Análise Discriminante.

A tabela 2 apresenta o resultado dos

autovalores calculados e sua porcentagem de explicação dos vetores. Observa-se que a porcentagem de explicação do vetor F2 é superior ao F3 devido ao fato de que F2

explica fortemente a variável GR2. Entretanto, como comentado, utilizou-se o vetor F3 por ele representar melhor as variáveis GR1, GR2 e GR3 juntas.

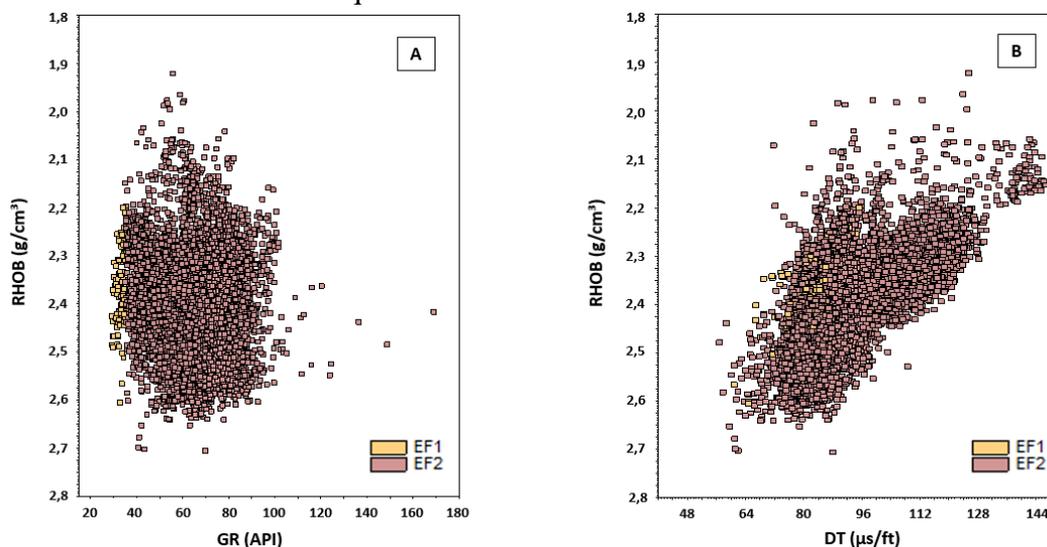
**Tabela 2** - Autovalores e porcentagem de explicação dos vetores gerados na Análise de Correspondências.

Vetores	Autovalores	% de explicação	% de explicação acumulada
F1	0.224679	45.21487	45.21487
F2	0.136809	27.53175	72.746613
F3	0.111002	22.338209	95.084824

Com base nos resultados da Análise de Correspondências, na qual GR é melhor correlacionado ao vetor F3 (Tabela 2), e F1 e F3 perfazem mais de 67% de explicação das amostras (Tabela 1), optou-se por realizar a Análise Discriminante ordenada por F3 uma vez que GR é a variável que tem maior correlação com a qualidade do reservatório. Ademais, sua subdivisão foi baseada em limites que remetem

ao tipo de fácies e à geologia, diferentemente de DT e RHOB, onde os *cut-off* foram estatisticamente baseados nos histogramas.

Com a Análise Discriminante, cinco eletrofácies foram diferenciadas (EF1, EF2, EF3, EF4 e EF5). Na figura 7 são apresentados dois *cross-plots* entre as variáveis utilizadas neste estudo e com a primeira classificação das eletrofácies como variável auxiliar.



**Figura 7** - Cross-plots mostrando as três variáveis do estudo e a primeira Análise Discriminante. A) RHOB x GR x EF e B) RHOB x DT x EF.

É possível observar que a separação foi feita exclusivamente por um corte de GR resultando em duas populações com características diferentes entre si (Figura 7A). A partir do resultado desta primeira análise, uma nova Análise Discriminante foi realizada para subdividir a EF2 (com elevado GR, Figura 7A) em populações com características diferentes entre si.

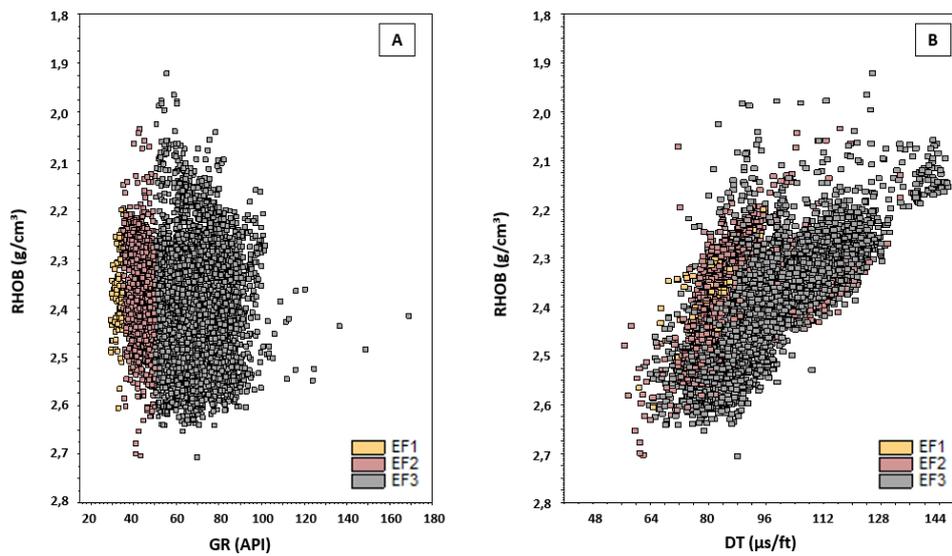
Na figura 8 encontra-se o resultado desta segunda análise onde se observa que a separação também foi feita exclusivamente de acordo à variável GR.

A figura 9 mostra os resultados da terceira análise onde é possível verificar que a nova separação distinguiu as populações de acordo com a variável RHOB. Na figura 9 observa-se

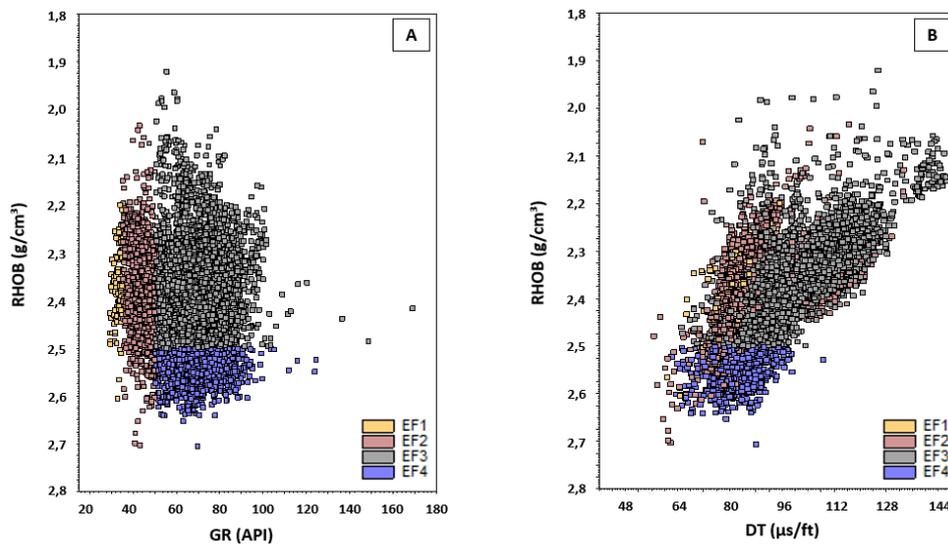
que a população EF3 foi subdividida resultando em duas populações, sendo uma delas na faixa inferior dos valores RHOB.

Mais uma Análise Discriminante foi realizada com o intuito de tentar subdividir a classe EF3 e os resultados estão representados na figura 10, onde nota-se que o grupo EF3 foi subdividido em uma nova população EF5 de acordo com os valores de DT: valores mais elevados de DT fazem parte da EF3. Com a definição das cinco eletrofácies no poço (Figura 10), um gráfico composto foi construído para visualizá-las em profundidade juntamente com os registros do poço (Figura 11). Observa-se que:

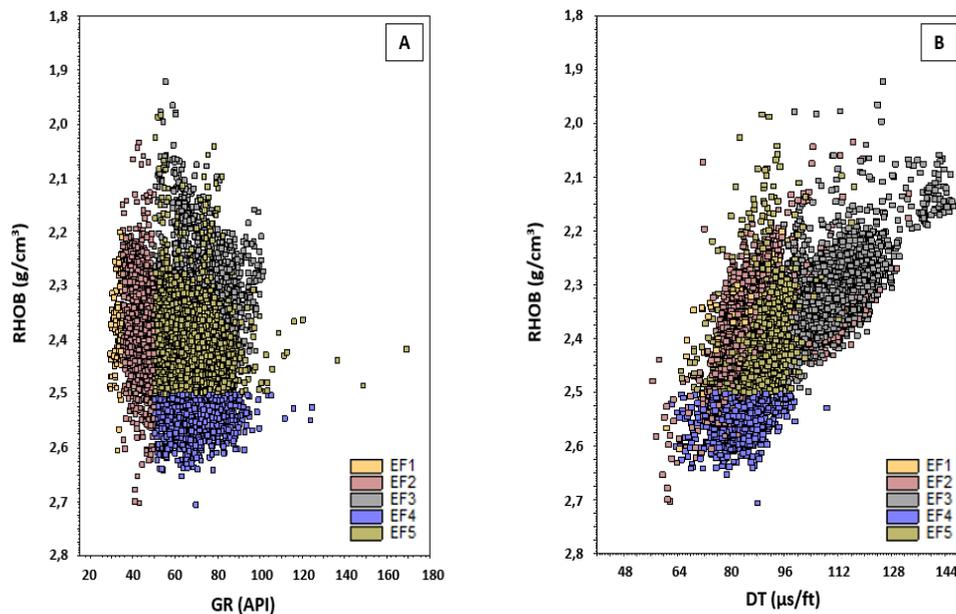
- *Eletrofácies EF1 e EF2*: são consideradas como bons reservatórios, caracterizadas por baixo GR, sendo EF1 considerada melhor que EF2;



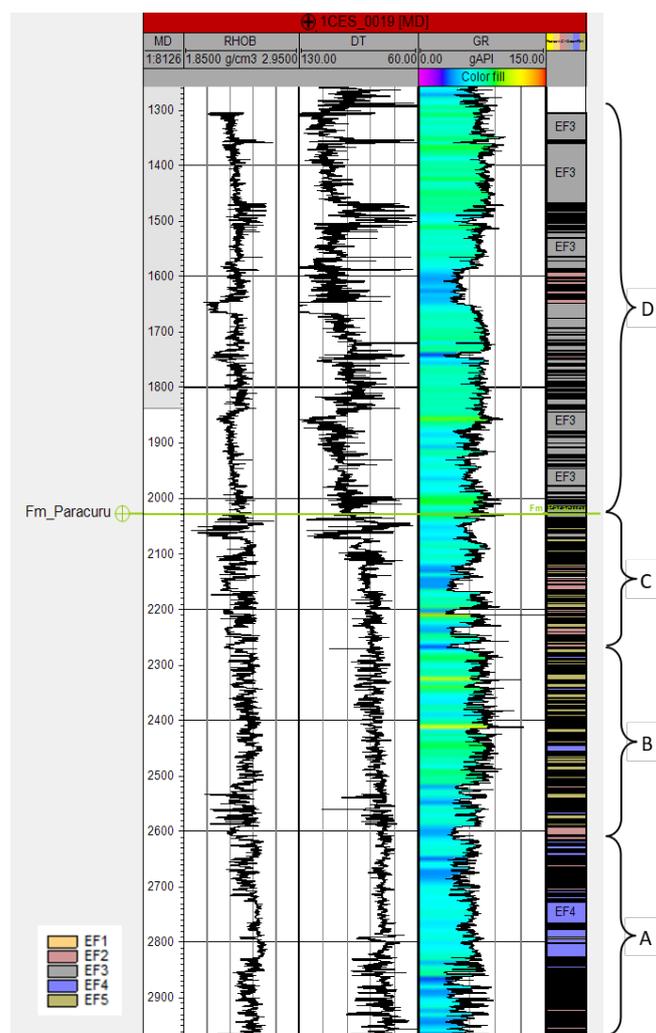
**Figura 8** - Cross-plots mostrando as três variáveis do estudo e a segunda Análise Discriminante. A) RHOB x GR x EF e B) RHOB x DT x EF.



**Figura 9** - Cross-plots mostrando as três variáveis do estudo e a terceira Análise Discriminante. A) RHOB x GR x EF e B) RHOB x DT x EF.



**Figura 10** - Cross-plots mostrando as três variáveis do estudo e a quarta Análise Discriminante. A) RHOB x GR x EF e B) RHOB x DT x EF.



**Figura 11** - Gráfico composto do poço 1CES\_0019 mostrando os perfis RHOB, DT, GR e as eletrofácies EF1, EF2, EF3, EF4 e EF5 definidas neste trabalho.

- *Eletrofácies EF3*: caracterizadas por maiores valores de DT;
- *Eletrofácies EF4 e EF5*: caracterizadas por menores valores de DT e maiores de RHOB, sendo RHOB maior em EF4 que EF5.

Na figura 11 apresentam-se quatro intervalos (A, B, C e D) para análise mais detalhada das eletrofácies calculadas. Os intervalos A, B e C estão na Formação Paracuru e o intervalo D pertence à Formação Ubarana.

Os resultados mostram que a porção mais inferior da Formação Paracuru é caracterizada principalmente pela eletrofácies EF4 (Figuras 11A e 12). De acordo com Beltrami et al. (1994) e Condé et al. (2007), esse intervalo é dominado por arenitos e folhelhos bioturbados de origem fluvial, deltaica e lacustre. Como a densidade (RHOB) é alta em EF4 (Figuras 9 e 10), sugere-se que estas rochas estejam bem compactadas o que converge com o resultado esperado de rochas em maiores profundidades tendendo a ter maiores densidades e menores porosidades devido ao peso exercido pelas camadas sobrepostas. Altos valores de RHOB e

GR classificam esta fácies como não-reservatório.

A porção central da Formação Paracuru é caracterizada principalmente pela eletrofácies EF5 (Figuras 11B e 13). Considera-se este intervalo como uma transição entre a EF4 e a EF1/EF2, sendo interpretada como um reservatório com qualidade inferior, pois possui maior argilosidade (*shaliness*) que EF1/EF2 como constatado no perfil de GR (Figura 10A). Segundo Beltrami et al. (1994) na parte intermediária da Formação Paracuru distingue-se o Membro Trairi que se notabiliza por uma camada carbonática rica em calcilutito, ostracodes, dolomito e calcário nodular com folhelho carbonoso.

No topo da Formação Paracuru (Figuras 11C e 14), o intervalo de 2120 a 2270 m foi considerado o mais importante do poço, já que foi caracterizado pelas eletrofácies EF1 e EF2, sendo estas interpretadas como reservatórios “limpos” devido aos baixos valores de GR. Sugere-se que esta porção seja composta por arenitos de baixa argilosidade o que confirma os resultados encontrados pela análise multivariada realizada.

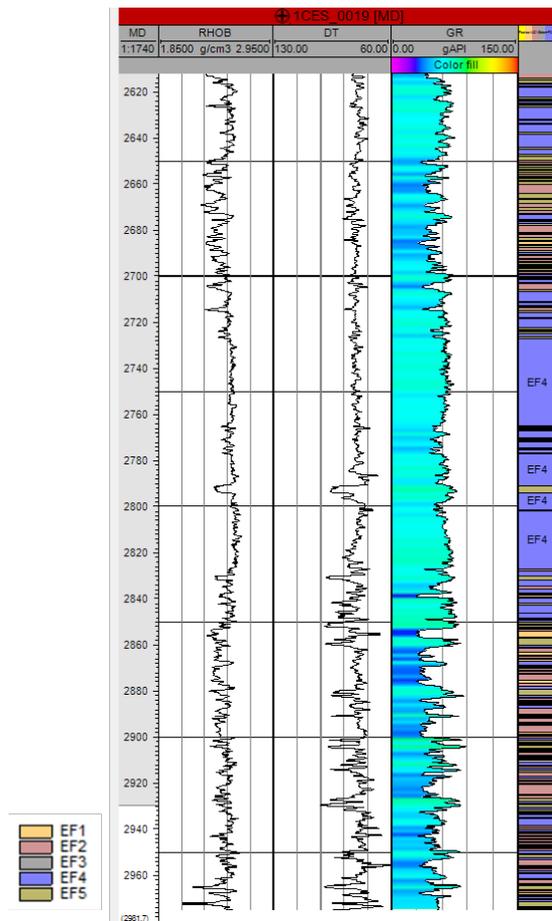


Figura 12 - Gráfico composto detalhando as eletrofácies da porção inferior da Fm. Paracuru, onde se ressalta a eletrofácies EF4.

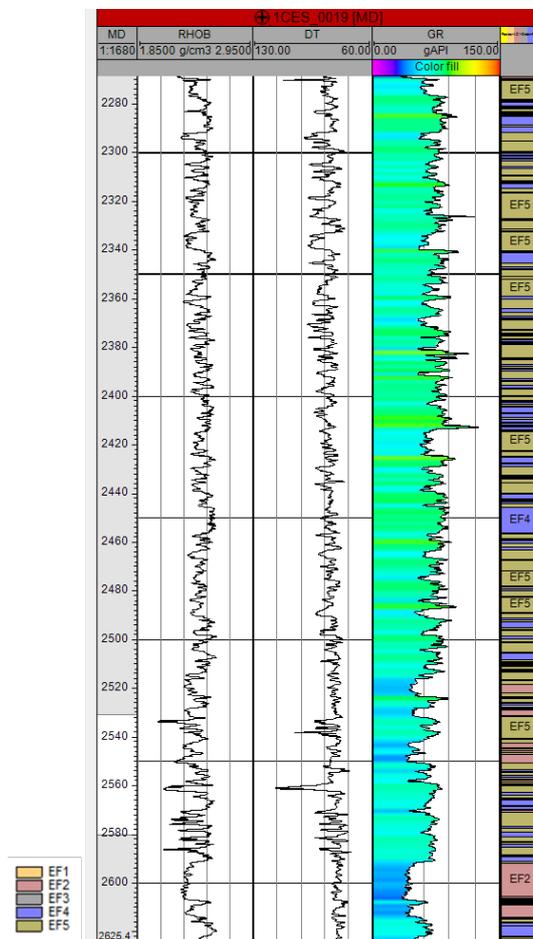
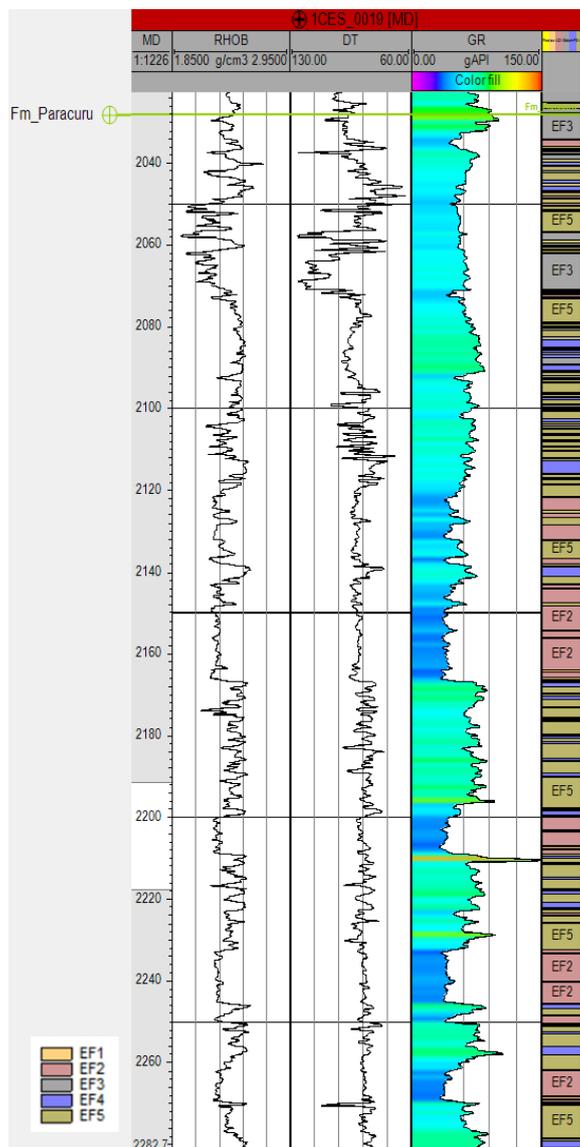


Figura 13 - Gráfico composto detalhando as eletrofácies da porção central da Fm. Paracuru, onde se ressalta a eletrofácies EF5.

Por fim, a Formação Ubarana é composta principalmente pelas eletrofácies EF3 (Figuras 11D e 15). De acordo com Beltrami et al. (1994), a base da Formação Ubarana é composta

basicamente por folhelhos cinza-esverdeados, calcíferos, intercalados com siltitos argilosos cinzentos. Sugere-se, portanto, que EF3 seja a representação destes folhelhos.



**Figura 14** - Gráfico composto detalhando as eletrofácies da porção superior da Fm. Paracuru, onde se ressalta a eletrofácies EF2.

## CONCLUSÕES

A análise estatística multivariada permitiu a classificação do poço descobridor de Curimã em cinco eletrofácies com potencial significado em termos interpretativos para as formações Paracuru (dividida em três intervalos) e Ubarana.

A base da Formação Paracuru é composta principalmente pela eletrofácies EF4, de baixo DT e alto RHOB, interpretada como formada por arenitos e folhelhos bem compactados. A porção intermediária da Formação Paracuru é composta principalmente pela eletrofácies EF2, distinguindo-se o Membro Trairi composto por carbonatos e folhelhos carbonosos.

Já o topo da Fm. Paracuru é o intervalo mais

interessante do poço no que diz respeito à qualidade do reservatório, pois é composto pela eletrofácies EF1, de baixo GR, interpretada como composta por arenitos de baixa argilosidade.

Por fim, na Formação Ubarana, que abrange a maior parte da eletrofácies EF3, de alto DT, é interpretada como sendo dominada por folhelhos.

Uma subpopulação estatística de EF3 destacou-se por valores de DT e RHOB diferenciados, levando à criação da eletrofácies EF5. Destacada no intervalo intermediário da Formação Paracuru, a eletrofácies EF5 indicaria um reservatório de baixa qualidade devido sua maior argilosidade (*shaliness*).



- GARCIA, A.J.V.; PAIM, P.S.G.; LOPES, R.C.; FACCINI, U.F.; LAVINA, E.L.C. 2003. Caracterização de Reservatórios: uma análise integrada. In: PAIM, P.S.G.; FACCINI, U.F.; NETTO, R.G. (Eds.). **Geometria, arquitetura e heterogeneidade de corpos sedimentares – estudos de casos**. Editora UNISINOS (Convênio FINEP-PETROBRAS), 239p.
- GREENACRE, M. & BLASIUS, J. **Multiple Correspondence Analysis and Related Methods. Statistics in the Social and Behavioral Sciences Series**. Chapman & Hall/CRC. 581 p. 2006.
- GREENACRE, M. J. **Theory and Applications of Correspondence Analysis**. London: Academic Press. Third Printing, 1993. 364 p., 1984.
- GREENACRE, M.J. **Correspondence Analysis in Practice**. 2 ed. Chapman & Hall/CRC. 280 p. 2007.
- INFANTOSI, A.F.C.; COSTA, J.C.G.D.; ALMEIDA, R.M.V.R. Análise de Correspondência: bases teóricas na interpretação de dados categóricos em Ciências da Saúde. **Cad. Saúde Pública**, Rio de Janeiro, v. 30, n. 3, p. 473-486, 2014.
- LIMA, K.T.P. **Utilização de Métodos Sísmicos, Perfilagem e Testemunho de Poços para Caracterização dos Turbiditos da Formação Urucutuca na Bacia de Almada (BA)**. Universidade Estadual do Norte Fluminense – UENF. Macaé, RJ. 153 p., 2015.
- MAIA DE ALMEIDA, N., ALVES, T.M., NEPOMUCENO FILHO, F., FREIRE, G.S.S., SOUZA, A.C., NORMANDO, M., LEOPOLDINO OLIVEIRA, K.M.; SILVA BARBOSA, T.H. Tectono-sedimentary evolution and petroleum systems of Mundau Sub-Basin: a new deep-water exploration frontier in equatorial Brazil. **AAPG (Am. Assoc. Pet. Geol.) Bull.** **104**, 795-824. 2020. <https://doi.org/10.1306/07151917381>.
- OLIVEIRA, J.M., Jr. **Classificação de Litofácies através da Análise Automática de Perfis Elétricos de Poços de Petróleo da Amazônia**. Manaus, 79 p. 2014. Dissertação (Mestrado), Universidade Federal do Amazonas.
- RIDER, M. 2002. **The Geological Interpretation of Well Logs**. 2ª Edição. Rider-French Consulting Ltd, Sutherland, Scotland. 280 p.
- SALGUEIRO, A.R.; MACHADO, M.J.; BARRIENDOS, M., PEREIRA, H.G.; BENITO, G. Flood magnitudes in the Tagus River (Iberian Peninsula) and its stochastic relationship with daily North Atlantic Oscillation since mid-19th Century. **Journal of Hydrology**, v. 502, 2013.
- SFIDARI, E.; KADKHODAIE-ILKHCHI, A.; RAHIMPOUR-BBONAB, H.; SOLTANI, B. A hybrid approach for lithofacies characterization in the framework of sequence stratigraphy: A case study from the South Pars gas field, the Persian Gulf basin. **Journal of Petroleum Science and Engineering**, v. 121, p. 87–102, 2014.
- WALKER, R.G. Facies models revisited: Introduction. In: Posamentier H.W. & Walker R.G. (Eds.). **Facies Models Revisited**. Tulsa, Oklahoma, Special Publications SEPM. Special Publication, v. 84, 527p, 2006.

*Submetido em 18 de dezembro de 2020  
Aceito para publicação em 5 de novembro de 2021*