



UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARÁ
INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS
FACULDADE DE GEOFÍSICA
TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO

DIOGO MAIA RAMOS LOPES

**IDENTIFICAÇÃO DE FÁCIES POR
INFERÊNCIA FUZZY**

**Belém - Pará
MARÇO - 2013**

DIOGO MAIA RAMOS LOPES

**IDENTIFICAÇÃO DE FÁCIES POR
INFERÊNCIA FUZZY**

Trabalho de Conclusão de Curso
apresentado à Faculdade de Geofísica
do Instituto de Geociências da
Universidade Federal do Pará - UFPA,
em cumprimento às exigências para
obtenção de Bacharel em Geofísica.

Orientador: André José Neves Andrade

**Belém - Pará
MARÇO - 2013**

Dados Internacionais de Catalogação-na-Publicação (CIP)
Sistema de Bibliotecas da UFPA

Lopes, Diogo Maia Ramos

Identificação de fácies por inferência fuzzy / Diogo Maia
Ramos Lopes; Orientador: André José Neves Andrade – 2013

Trabalho de Conclusão de Curso (graduação em
geofísica) – Universidade Federal do Pará, Instituto de
Geociências, Faculdade de Geofísica, Belém, 2013.

1. Geofísica. 2. Geofísica de Poço. 3. Interpretação
geológica. 4. Algoritmos Inteligentes. I. Andrade, André José
Neves, *orient.* II. Universidade Federal do Pará. III. Título.

CDD 22^a ed.: 550

DIOGO MAIA RAMOS LOPES


**IDENTIFICAÇÃO DE FÁCIES POR
INFERÊNCIA FUZZY**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado à Faculdade de Geofísica do Instituto de Geociências da Universidade Federal do Pará - UFPA, em cumprimento às exigências para obtenção de Bacharel em Geofísica.

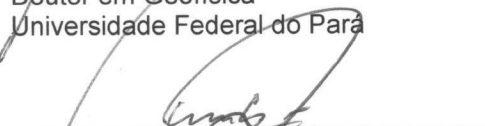
Data de Aprovação: 26 / 03 / 2013

Conceito: EXCELENTE


Banca Examinadora



Prof. André José Neves Andrade – Orientador
Doutor em Geofísica
Universidade Federal do Pará



Prof. Carlos Eduardo Guerra – Membro
Doutor em Geofísica
Universidade Federal do Oeste do Pará



Prof. Cristiano Mendel Martins – Membro
Doutor em Geofísica
Universidade Federal do Pará

À minha família e aos meus amigos

AGRADECIMENTOS

À Deus por toda força que tem me dado para conseguir vencer os obstáculos.

À PETROBRÁS (Rede de Geofísica), pelas oportunidades e suporte ofertado ao curso e a minha pesquisa.

Ao prof. Dr. André Andrade pela orientação, ensinamentos, pelo suporte dado a minha pesquisa, pelos cafés.

Aos Meus pais por todo o apoio e carinho, mesmo não merecendo a maioria das vezes.

A toda minha família, meus avós, meus tios, minhas tias e meus primos por sempre estarem ao meu lado.

A toda a galera da turma de 2009, em especial a Celina Monteiro (Ratinha), Eduardo Paixão (Castordownloads, Castores construtores), Jéssica Lia, Ingrid Rocha (De Rocha), Rafael Mansano, Érico Tenório (Burrinho do Shurek), Alípio Moraes, Augusto César (Panda), Letícia Pureza, Isadora Macedo e Bruce Fabini Chiba pelo apoio e amizade construída durante esse 4 anos de graduação.

A toda a galera da turma de 2007, 2008, 2010 e 2011, em especial Isis Tourinho, Antônio Rizimar, Adriano César (Frango), Jonathan Garcia (John John), Raiza Macambira, Wilber Pinheiro, Diego Rogério, Erlane Costa (bebezinha), Glessiane Vasconcelos (Glessilda), Natiê Almeida, Aline Ayako Ohashi (Japinha), Fabrício da Silva (Dudu), Caio Perdigão, Jéssica Pena e João Alves pela amizade construída no decorrer do curso.

Aos Professores da Geofísica UFPA, Cristiano Mendel Martins (Tarzan), Jessé Costa, Geraldo Alves, Marcos Welby, Lourenildo Leite por todos os ensinamentos na graduação.

A toda a galera do Prolog, Safira (Safira Stone), Renata Sena (Renatinha Furacão Katrina) e Fernando Walleson (Chico Bento) pela a amizade construída no decorrer dos nossos trabalhos.

A toda a galera do CPGF, Benildes, Lucibela, Renata Santos (Renatinha Furacão ou Renatinha Terremoto), Márcio Moreira (Qualira), Jonathas Maciel, Lelis Oliveira, Zoraida Tejada, Tiago Paulo.

Aos meus amigos Lana Laís, Layana, Igor Melo, Rozane Miranda e Renata Miranda pela amizade e pelos momentos de diversão.

As melhores secretárias que eu já conheci até hoje Socorro, Elaine e Ana Bentes.

A toda a galera que votou em mim para Presidente do Capítulo Estudantil da SEG. Foi uma honra representar os alunos da geofísica UFPA no capítulo.

A toda a galera de boa da Geofísica UFPA.

*“O mundo não está ameaçado pelas
pessoas más, e sim por aquelas que
permitem a maldade.”*

(Albert Einstein)

RESUMO

A proposta deste trabalho é construir um sistema de Inferência *Fuzzy* com a finalidade de identificar uma fácies de interesse diretamente nos perfis geofísicos registrados em poços não testemunhados, a partir de informações dos perfis geofísicos e testemunhos de poços tomados como referência no campo petrolífero. As variáveis de entrada nesse sistema de inferência são os perfis de raio gama natural (RG) e os parâmetros N e M, que são definidos a partir dos dados de perfis de densidade, porosidade neutrônica e sônico. A base de dados do sistema de inferência é construída a partir da informação de testemunho com evidências da presença da fácies de interesse. A resposta do sistema de inferência (dado de saída) é a indicação, ao longo da profundidade, da ocorrência da fácies de interesse. A metodologia proposta neste trabalho foi aplicada em dados de poços sintéticos e em dados reais de poços do Campo de Namorado (Bacia de Campos, Rio de Janeiro).

Palavras-chave: Geofísica. Geofísica de Poço. Interpretação geológica. Algoritmos Inteligentes.

ABSTRACT

The purpose of this work is to build a fuzzy inference system in order to identify one facies of interest from the wireline logs and core information taken in a reference borehole and transport this information to other well logs recorded in uncored wells in the same oilfield. Input variables in this inference system are the natural gamma ray log (GR) and the parameters N and M, which are defined from the density log, the neutron porosity log and the sonic log. The database of this inference system is built from the core information with evidence of the presence of the facies of interest. The response of this inference system (output) is indicated along the depth of uncored boreholes where the interest facies occurring. The proposed methodology was applied to synthetic well log data and real well log data recorded in two boreholes in the Campo de Namorado (Bacia de Campos, Rio de Janeiro).

Keywords: Geophysics. Wireline logging; Geologic Interpretation. Intelligent algorithm.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 01 – Descrição das fácies do grupo Itararé.....	17
Figura 02 – Mapa da localização do Campo de Namorado.	19
Figura 03 – Perfil de raio gama natural do poço sintético A.	23
Figura 04 – Perfil de Densidade do poço sintético A.....	24
Figura 05 – Perfil de porosidade neutrônica do poço sintético A.....	26
Figura 06 – Perfil sônico do poço sintético A.....	27
Figura 07 – Gráfico sônico-densidade.....	28
Figura 08 – Gráfico neutrônico-densidade.	29
Figura 09 – Gráfico M-N. Os pontos em azul representam os minerais mais comuns com seus respectivos valores de M-N.....	31
Figura 10 – Função de pertinência para classificação <i>crisp</i> de sedimentos clásticos.	34
Figura 11 – Função de pertinência para classificação <i>fuzzy</i> de sedimentos clásticos.	34
Figura 12 – Exemplo de Função de Pertinência Triangular (a), Trapezoidal (b), Gaussiana (c) e Sigmoidal (d).....	35
Figura 13 – Esquema das etapas do raciocínio <i>fuzzy</i> usada neste trabalho.....	36
Figura 14 – Função de Avaliação: Transformação da função de pertinência em um número inteiro no intervalo. $([0,1])$	40
Figura 15 – Dado sintético: Seleção da fácies de interesse (Fácies A) no poço de referência (poço A).....	41
Quadro 01 – Dado sintético: Descrição das fácies do poço A.....	42
Figura 16 – Dado sintético: Identificação da fácies A (fácies de interesse) no Gráfico M-N do poço A.....	42
Figura 17 – Dado sintético: Criação das funções de pertinências referentes ao poço A, a partir dos dados do perfil de raio gama (RG) e dos dados dos parâmetros N e M do mesmo.	43

Figura 18 – Dado sintético: Apresentação dos perfis do poço B (Não testemunhado).....	44
Quadro 02 – Dado sintético: Descrição das fácies do poço B.....	45
Figura 19 – Dado sintético: Gráfico M-N do Poço B.....	45
Figura 20 – Dado sintético: Esquema da aplicação da metodologia proposta nesse trabalho no poço B.	46
Figura 21 – Dado sintético: Identificação da fácies A no gráfico M-N do poço B. ...	47
Figura 22 – Dado sintético: Identificação da fácies A em função da profundidade no poço B.....	48
Figura 23 – Dado real: Seleção da fácies de interesse (Fácies A) no poço de referência (poço A).....	49
Quadro 03 – Dado real: Descrição das fácies do poço A.....	49
Figura 24 – Dado real: Identificação da fácies A (fácies de interesse) no Gráfico M-N do poço A.	50
Figura 25 – Dado real: Criação das funções de pertinências referentes ao poço A, a partir dos dados do perfil de raio gama (RG) e dos dados dos parâmetros N e M do mesmo.....	51
Figura 26 – Dado real: Apresentação dos perfis do Poço B (Não testemunhado). .	52
Quadro 04 – Dado real: Descrição das fácies do poço B.....	53
Figura 27 – Dado real: Gráfico M-N do Poço B.....	53
Figura 28 – Dado real: Esquema da aplicação da metodologia proposta nesse trabalho no poço B.	54
Figura 29 – Dado real: Identificação da fácies A no Gráfico M-N do poço B.....	55
Figura 30 – Dado real: Identificação da fácies A em profundidade no poço B.	56

LISTA DE TABELAS

Tabela 01 - Valores M-N e seus respectivos minerais	30
Tabela 02 - Escala de classificação <i>crisp</i> para sedimentos clásticos baseados no tamanho da partícula em incremento de potência dois.....	33

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	14
2	FÁCIES SEDIMENTARES	16
3	CAMPO DE NAMORADO	19
4	AVALIAÇÃO DE FORMAÇÃO	21
4.1	PERFIS DE POÇO	21
4.1.1	Perfil de Raio Gama Natural	22
4.1.2	Perfil de Densidade	23
4.1.3	Perfil de Porosidade Neutrônica	24
4.1.4	Perfil Sônico	26
4.2	GRÁFICO M-N	28
5	INFERÊNCIA FUZZY	32
5.1	FUNÇÃO DE PERTINÊNCIA	35
5.2	RACIOCÍNIO FUZZY	36
5.2.1	Fuzzificação	36
5.2.2	Inferência (Agregação)	37
5.2.3	Avaliação	37
6	METODOLOGIA	39
7	RESULTADOS	41
7.1	DADOS SINTÉTICOS	41
7.2	DADOS REAIS	49
8	CONCLUSÕES	57
	REFERÊNCIAS	58

1 INTRODUÇÃO

A avaliação de formação ou o cálculo do volume do hidrocarboneto *in place* de um trecho de poço recém-perfurado necessita de diversas informações, que são características exclusivas dos reservatórios de um particular campo petrolífero. As informações necessárias que, na maioria dos casos, não são fornecidas durante a operação de perfilagem refletem as características geológicas das camadas reservatórios, que determinam a sua qualificação como um reservatório de hidrocarboneto. Uma grande parcela dessas informações geológicas da rocha reservatório pode ser agrupada sob o conceito de fácies e produzida pela análise de testemunhos.

Na maioria das situações de exploração de petróleo no mar (offshore) não se dispõe do apoio geológico dos levantamentos de campo, pela ausência de afloramentos. Como a maioria dos poços neste tipo de bacia é horizontal (melhor aproveitamento da seção de produção). Estes poços, tecnicamente, não permitem a aquisição de testemunhos durante a perfuração e assim, não fornecem as informações sobre as rochas atravessadas pelo poço. Normalmente nos campos marítimos são perfurados alguns poços testemunhados para suprir as informações geológicas necessárias à avaliação de formação e ao aumento do conhecimento estratigráfico do campo.

O objetivo desse trabalho é apresentar um método computacional baseado na inferência fuzzy. A partir da informação sobre uma fácies de interesse obtida em um poço testemunhado, o método aqui apresentado realiza o reconhecimento dessa fácies de interesse nos perfis geofísicos registrados em poços não testemunhados. Este método apresenta uma modificação do Sistema de Inferência Fuzzy convencional para incorporar a informação geológica disponível nos poços testemunhados e transporta-la para poços não testemunhados.

Este trabalho está estruturado na seguinte forma:

Nos capítulos 2 e 3 são apresentadas algumas informações básicas sobre o conceito de fácies sedimentares e uma breve descrição sobre o Campo de Namorado, Bacia de Campos.

No capítulo 4 são apresentados alguns conceitos importantes da geofísica de poço, que auxiliam na compreensão deste trabalho, como os perfis de porosidade e o Gráfico M-N.

No capítulo 5 é apresentado o conceito de algoritmo inteligente, baseado em um sistema de Inferência *Fuzzy*.

No capítulo 6 é mostrada a metodologia desenvolvida neste trabalho para a identificação da fácies sedimentar de uma camada em um poço não testemunhado.

No capítulo 7 encontram-se os resultados obtidos com o uso desta metodologia em dados sintéticos e dados reais do Campo de Namorado, Bacia de Campos.

No capítulo 8 são apresentadas as conclusões, destacando a eficiência do método utilizado na identificação de fácies sedimentares.

2 FÁCIES SEDIMENTARES

Cada ambiente deposicional possui um conjunto determinado e característicos de processos, que atua sobre diferentes sedimentos, gerando rochas sedimentares diferentes. O termo fácies foi criado para possibilitar a individualização de uma camada de rocha sedimentar em relação as outras na sua vizinhança, através da completa descrição das suas características e ênfase na sua origem. Assim, as fácies de uma rocha sedimentar envolve o elenco das suas características, como a litologia, a textura, as estruturas sedimentares, o conteúdo fossilífero, etc. com a devida associação a sua origem ou ambiente deposicional.

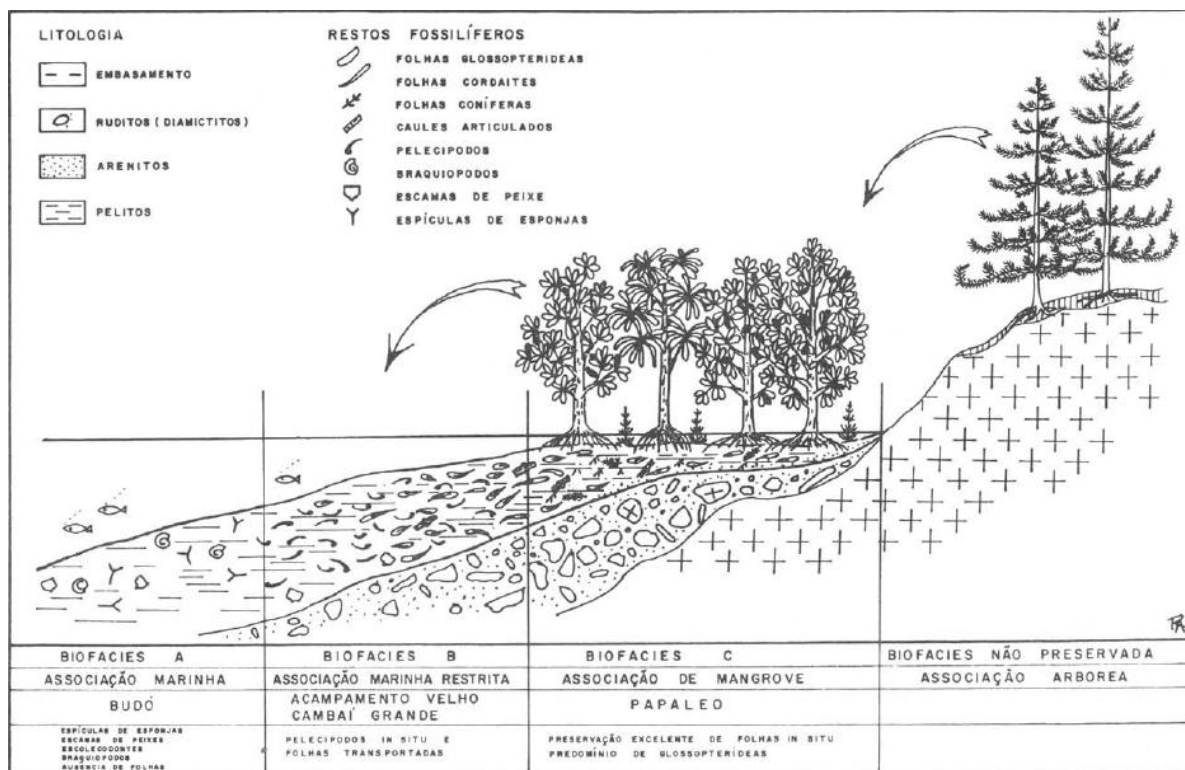
O termo fácies é generalista. Se a individualização de uma camada sedimentar é realizada considerando apenas as características físicas e químicas dos minerais que as constituem, utiliza-se o termo litofácies, como no caso de se poder separar uma camada de arenito (predominantemente formada por grãos de quartzo [SiO_2]) de uma camada maciça de calcário ($CaCO_4$). Nas situações em que para a produção da individualização de uma camada é necessário à utilização de informações sobre a fauna e a flora, ao invés do tempo de deposição, o termo usado é biofácies ou quando, para esta individualização, é usada predominante à informação do conteúdo fossilífero, o termo icnofácies é utilizado. Como um exemplo, considere uma espessa unidade sedimentar constituída por calcário, o conteúdo fossilífero, pode ser utilizado para discretizar ou identificar nesta unidade, duas camadas com idades diferentes.

A Figura 01 mostra um exemplo de unidades sedimentares vizinhas, que são individualizadas segundo a descrição de suas fácies particulares.

Há várias formas propostas para distinguir e caracterizar uma certa fácies sedimentar, no entanto, uma que se destaca é a proposta por Selley (1978) que leva em consideração informações encontradas em campo (afloramento ou testemunhos de sondagens). Tais informações podem se referir a cor, a textura, a granulometria, ao grau de seleção, a litologia, ao acamamento das camadas, conteúdo fossilífero, geometria, tipos de estruturas sedimentares e a direção das paleocorrentes. Cada tipo de informação dessas pode ajudar a inferir o tipo de ambiente que o corpo rochoso foi formado como, por exemplo, a granulometria, grau de seleção e tipos de estruturas sedimentares que guardam informações sobre o tipo de transporte e a deposição (ambientes com alta energia devem

possuir sedimentos menores e mais bem selecionados de que os de baixa energia).

Figura 01 – Descrição das fácies do grupo Itararé.



QUADRO II - TENTATIVA DE RECONSTRUÇÃO PALEOAMBIENTAL DO GRUPO ITARARÉ NO R.G.S. COM BASE NOS AFLORAMENTOS ESTUDADOS.

Fonte: Cazzulo-Klepzig, et al. (1980)

O procedimento de análise de fácies pode ser dividido em 2 estágios. Primeiro a fácies é reconhecida com suas características evidentes em campo para tentar inferir o tipo de processos geológicos ocorridos nela e depois ela é grupada em associações de fácies que refletem as combinações de processos formadores, ou seja, adquirir uma informação mais precisa sobre o tipo de ambiente deposicional. Uma forma conhecida na qual as fácies se associam e sucedem é a Lei de Walther (1984). Essa lei explica que se uma fácies é encontrada sobrepondo outra (sucessão vertical) sem uma quebra da sucessão estratigráfica (erosão ou mudança no tipo de ambiente de deposição causada, talvez, por uma mudança de nível do mar) elas podem ter sido geradas em ambientes deposicionais lateralmente próximos. A sucessão vertical de fácies pode ser considerada uma migração lateral de um ambiente para o outro.

A caracterização das fácies tem grande importância no conhecimento geológico, uma vez que auxilia na reconstituição do ambiente no qual os sedimentos foram depositados.

Conceito de fácies não pode ser aplicado à interpretação de perfis de poços, uma vez que o que se tem de informação final são propriedades petrofísicas¹ e existem muitos corpos rochosos que, apesar de terem a mesma litologia, possuem propriedades petrofísicas diferentes. Para se fazer tais interpretações da subsuperfície é necessário que, além dos perfis de poços, haja testemunhos², sendo estes adquiridos com as técnicas de testemunhagem.

¹ Propriedades de rocha reservatórias calculadas a partir de propriedades físicas medidas nas mesmas, tendo a função de qualifica-las como reservatório de hidrocarboneto.

² Amostras de rochas extraídas do interior do poço que permitem o conhecimento sobre as fácies sedimentares, a espessura das camadas e a medida direta das propriedades petrofísicas.

representa os depósitos de correntes de turbidez de baixa densidade. A fase 3 corresponde ao sistema de deposição de mar alto, sendo constituída por associação de fácies pelíticas (argila, margas e calcilutitos), representando a sedimentação hemipelágica da bacia.

4 AVALIAÇÃO DE FORMAÇÃO

Avaliação de formação é definida como um conjunto de atividades com o objetivo de qualificar e quantificar o potencial de uma reserva petrolífera.

O processo de avaliação de formação é iniciado com a perfuração de um poço, sendo que para isso é preciso de informações geológicas e geofísicas a priori da área para se saber o local mais propício para se furar (informações da sísmica, por exemplo). Durante a perfuração já se pode encontrar indícios de que o poço possui ou não hidrocarboneto a partir de amostras de calha, testemunhos e kicks, por exemplo. Também dá para perceber indícios pela velocidade de perfuração e pelo detector de gás. Vale lembrar que apesar de no momento da perfuração ser encontrado indícios da presença de hidrocarboneto, só depois de feito o teste de formação que será confirmado se o poço tem hidrocarboneto em quantidade econômica.

Após a perfuração do poço é realizada a perfilagem, que com a utilização das técnicas desenvolvidas para a avaliação de formação, fornecem informações importantes para a qualificação do reservatório, como a porosidade, a identificação dos fluidos e a sua saturação. Estas características da rocha reservatório são determinadas pelos processos geológicos responsáveis pela sua formação e resumidas no conceito de fácies. Assim pode-se admitir que camadas de mesma fácies possuem propriedades petrofísicas semelhantes.

4.1 PERFIS DE POÇO

Perfis de poços são formas de representar as variações das propriedades físicas medidas ao longo da profundidade de um poço. Os dados para construção dos perfis são coletados no deslocamento ascensional e contínuo do equipamento que está sendo usado na perfilagem (sonda, por exemplo). Serão discutidos a seguir alguns tipos de perfis de poços.

4.1.1 Perfil de Raio Gama Natural

No perfil de raio gama é medida a radioatividade originada dentro de alguns centímetros da parede do poço. Os raios gama são energias eletromagnéticas que reagem com a matéria (rocha) de maneiras distintas, indicando quando a rocha é mais ou menos radioativa.

Os folhelhos são os tipos de rochas mais naturalmente radioativos conhecidos entre as rochas sedimentares em particular pela presença de ^{40}K (Potássio) que ocorre em micas, feldspatos alcalinos e minerais de argila, e devido a sua capacidade em reter íons metálicos como ^{238}U (Urânio) e ^{232}Th (Tório). Logo após os folhelhos, as rochas sedimentares com os maiores valores radioativos são os evaporitos potássicos. Pode haver a presença de elementos radioativos em rochas sedimentares importantes na acumulação de hidrocarbonetos (arenitos, calcários, etc.), sendo que ela vai depender de sua origem deposicional.

A partir da análise do perfil de raio gama (RG) é possível distinguir os folhelhos de outros tipos litológicos (sabendo que o folhelho vai registrar valores altos). Sabendo que ele indica o teor de argila em uma rocha reservatório, é possível utiliza-lo para o cálculo da argilosidade (V_{sh}) através da eq. (1):

$$V_{sh} = \frac{GR_{log} - RG_{min}}{GR_{max} - GR_{min}} \quad (1)$$

sendo GR_{log} o valor da radioatividade no ponto escolhido (profundidade qualquer), RG_{max} o valor máximo de radioatividade no perfil (ligado diretamente ao folhelho) e RG_{min} o valor mínimo de radioatividade no perfil (ligado ao reservatório).

A Figura 03 mostra o perfil de raio gama do poço sintético A. Percebe-se, contudo, altos valores de raio gama natural relacionados ao folhelho.

Figura 03 – Perfil de raio gama natural do poço sintético A.



Fonte: Do autor

4.1.2 Perfil de Densidade

O perfil de densidade é um registro contínuo da variação de densidade das rochas que são atravessadas pelo poço. Para as rochas porosas, as medidas apresentadas nesse perfil incluem tanto a densidade da matriz quanto a do fluido contido no poro da rocha. Existe uma relação entre cada um desses elementos da rocha com sua densidade total, representado pela eq. (2):

$$\rho_b = (1 - \varphi) \rho_m + \varphi \rho_f \quad (2)$$

em que φ é a porosidade da rocha, ρ_m é a densidade da matriz, ρ_f é a densidade do fluido contido no poro e ρ_b é a densidade total da rocha.

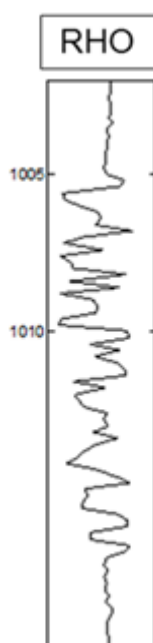
A medição da densidade total da rocha a partir do perfil de densidade é feita através do bombeamento das paredes do poço com feixes monoenergéticos de intensidade fixa. Esses feixes, ao saírem da fonte, chocam-se com os elétrons da formação por efeito Compton. A intensidade de feixes emitidos vai diminuindo devido parte de sua energia ser absorvida e dispersa. A eq. (3) representa a diminuição da intensidade do feixe de energia medida pelo sensor:

$$I = I_0 e^{-\mu x \rho_e} \quad (3)$$

sendo I a intensidade do feixe radioativo no sensor, I_0 a intensidade do feixe radioativo transmitida, μ o coeficiente de absorção da massa do material alvo (ligada ao efeito Compton), x é a distância entre o transmissor e o receptor e ρ_e é a densidade eletrônica do meio (número de elétron por volume).

A Figura 04 mostra o perfil de densidade do poço sintético A.

Figura 04 – Perfil de Densidade do poço sintético A.



Fonte: Do autor

4.1.3 Perfil de Porosidade Neutrônica

Diferente dos raios gama naturais que são energias eletromagnéticas, os nêutrons são partículas sem carga elétrica, com massa igual a do átomo de hidrogênio. Como elas são partículas sem carga elétrica (neutra) elas conseguem penetrar profundamente na matéria, atingindo até mesmo os núcleos dos elementos constituintes da rocha, onde interagem elásticamente e inelasticamente com elas. Neste tipo de perfil a radiação medida é produzida artificialmente por meio do bombardeio das rochas com nêutrons de alta energia ou velocidade.

Os nêutrons são classificados de acordo com seu nível de energia como Rápido quando sua energia está acima de 0,1 MeV, Epitermal quando está entre

0,1 MeV e 0,025 eV e Termal quando qual ele se encontra em equilíbrio térmico com o meio ambiente apresentando energia cinética média na ordem de 0,025 eV a 20°C em um meio em que não ocorre absorção.

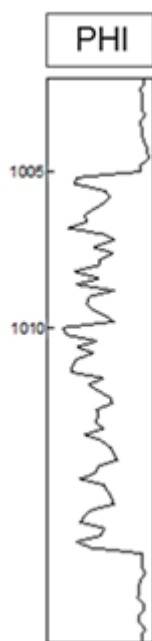
Para a obtenção das medidas para criação do perfil de porosidade neutrônica é necessário que haja uma fonte de neutrons e dois ou mais receptores. A fonte emite neutrons rápidos (0,1 MeV) que penetram nas camadas adjacentes ao poço. A partir das contínuas e múltiplas colisões elásticas os neutrons vão perdendo parte de sua energia com a qual foram injetados, sendo essa perda dependente da massa relativa ou da seção de choque do núcleo com o qual o neutron colide (quantidade máxima de perda ocorre quando o núcleo da rocha tem massa praticamente igual a do neutron, como do átomo de hidrogênio).

O produto final, o perfil, depende do tipo de detector utilizado, sendo que dependendo do modelo usado os valores de neutrons captados variam de termiais a epitermais, lembrando-se que o amortecimento do nível de energia dos neutrons rápidos depende da quantidade de hidrogênio por unidade de volume das camadas adjacentes ao poço.

Quando for feita a interpretação do perfil neutrônico é necessário prestar atenção para as perturbações inerentes ao ambiente da perfilagem como o efeito da argila, da matriz e do gás sobre a ferramenta.

A Figura 05 mostra o perfil de porosidade neutrônica do poço sintético A.

Figura 05 – Perfil de porosidade neutrônica do poço sintético A.



Fonte: Do autor

4.1.4 Perfil Sônico

Nesse tipo de perfil é levado em consideração o tempo que uma onda acústica gasta para percorrer um determinado espaço de formação, conhecido como Tempo de Transito.

O princípio básico do perfil sônico requer que haja um transmissor de energia de frequência ultra-sônica baixa e 2 receptores. A onda transmitida atinge os 2 receptores localizados numa distância fixa e conhecida. O tempo de transito (Δt) é o tempo de percurso da onda elástica entre os 2 receptores, mais precisamente o inverso da velocidade de propagação entre os 2 receptores.

Partindo-se do princípio de que as ondas mecânicas se propagam mais rápido nos sólidos de que no líquido e mais rápido no líquido de que nos gases conclui-se que para duas rochas iguais o tempo de transito vai ser maior na rocha que contiver mais líquido ou gás em seus poros (maior porosidade). A eq. (4) (fórmula do tempo médio de Willie) relaciona porosidade com tempo de transito da rocha:

$$\Delta t = \varphi_s \Delta t_f + (1 - \Phi) \Delta t_m \quad (4)$$

sendo Δt_m o tempo de transito da matriz da rocha, Δt_f o tempo de transito no fluido ou na combinação dos mesmos no poro, φ_s a porosidade calculada a partir do perfil sônico e Δt é o tempo lido pelo sensor. É importante saber que a eq. (4), proposta por Willie experimentalmente, somente calcula a porosidade nas condições que a rocha esteja saturada em água ($S_w = 1$ ou $\Delta t_f = \Delta t_w = 189\mu\text{s}/\text{pé}$), compactada, com porosidade intergranular e sem a presença de argila ($V_{sh} = 0$).

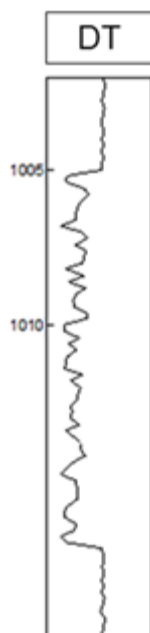
Para o caso que há a presença de argila é usado a eq. (5):

$$\Phi = \frac{\Delta t - \Delta t_m}{\Delta t_f - \Delta t_m} - V_{sh} \frac{\Delta t_{sh} - \Delta t_m}{\Delta t_f - \Delta t_m} \quad (5)$$

Onde Δt_{sh} é o tempo de transito na argila e V_{sh} é Volume de argila na rocha (calculado a partir do perfil de raio gama natural).

A Figura 06 é o perfil Sônico do poço sintético A.

Figura 06 – Perfil sônico do poço sintético A.



Fonte: Do autor

4.2 GRÁFICO M-N

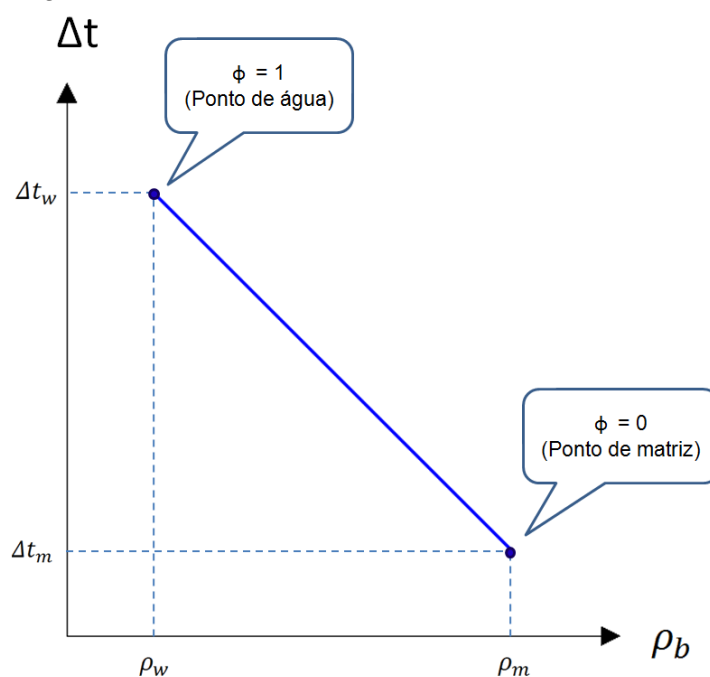
É um método para a interpretação de litologias em perfis pela identificação do mineral principal de cada camada. O gráfico M-N (BURKE, 1969) utiliza os dados dos perfis de densidade, sônico e porosidade neutrônica com a finalidade de atenuar os efeitos da porosidade das três medidas (sônico, densidade e porosidade neutrônica) e enfatizar os efeitos da matriz (dedução dos parâmetros da matriz), levando-se em conta que cada mineral possui uma propriedade física única.

Para a construção do parâmetro M são utilizadas informações dos dados de perfil sônico com informações do perfil de densidade. Montando-se a reta $\Delta t - \rho_b$ (reta decrescente), M é a inclinação da mesma com o sinal trocado, multiplicado por um fator de escala, representado pela eq. (6):

$$M = (-1) \frac{\Delta t_m - \Delta t_w}{\rho_m - \rho_w} 0,01 \quad (6)$$

sendo Δt_w e Δt_m , respectivamente, os tempos de trânsito da água e da matriz e ρ_w e ρ_m as densidades da água e da matriz. 0,01 é usado como escala para que M fique aproximadamente com a mesma magnitude de N.

Figura 07 – Gráfico sônico-densidade.



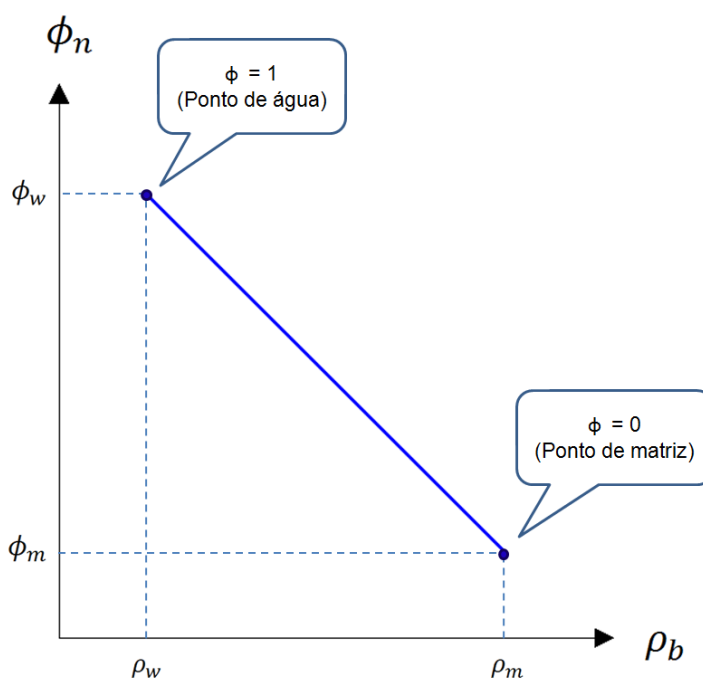
Fonte: Do autor

De forma similar a construção do parâmetro M é construído o parâmetro N, mas a diferença é que agora são usados dados do perfil de porosidade neutrônica em vez de usar os do perfil sônico. Similarmente a construção do parâmetro M, agora monta-se uma reta $\phi_n - \rho_b$ (reta decrescente), N É a inclinação dessa reta com o sinal trocado, representado pela eq. (7):

$$N = (-1) \frac{\phi_m - \phi_w}{\rho_m - \rho_w} \quad (7)$$

sendo ϕ_w e ϕ_m , respectivamente, as porosidades neutrônicas da água e da matriz.

Figura 08 – Gráfico neutrônico-densidade.



Fonte: Do autor

O gráfico M-N, Figura 09, é representado por pontos, nos quais cada um representa um tipo de mineral diferente, ou seja, cada mineral possui o seu próprio valor de M-N representado no gráfico na forma de ponto. É importante ressaltar que a posição de M-N é independente da porosidade se a rocha for isenta de argilosidade, com o fluido de formação com características próximas dos valores utilizados na construção de M-N e com a ausência de porosidade secundária.

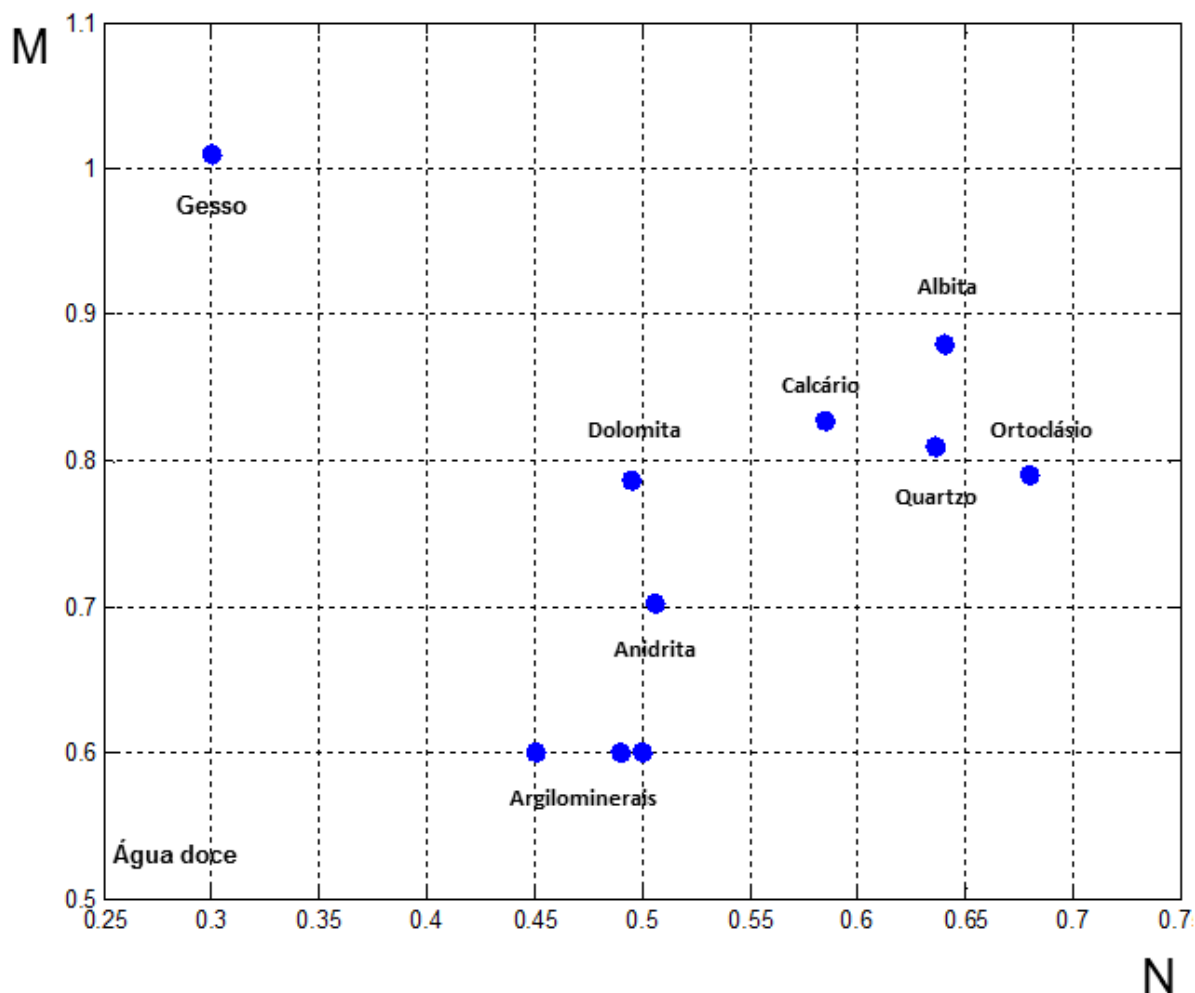
Para a obtenção dos parâmetros M e N são substituídos os valores encontrados nos perfis sônico, perfis de densidade e nos perfis de porosidade neutrônica nas equações 1 e 2. Na Tabela 1 estão representados alguns minerais e argilominerais com seus respectivos valores de M-N.

Tabela 01 - Valores M-N e seus respectivos minerais

Mineral	Composição	M	N	P	ϕ_n	Δt
Quartzo	SiO_2	0.81	0.64	2,65	-0,05	55,5
Calcita	$CaCO_3$	0.83	0.59	2,71	0,00	47,0
Dolomita	$CaMg(CO_3)_2$	0.78	0.49	2,86	0,05	43,6
Ortoclasio	$KAlSi_3O_8$	0.79	0.68	2,55	-0,05	66,5
Albita	$NaAlSi_3O_8$	0.88	0.64	2,62	-0,04	46,4
Anidrita	$CaSO_4$	0.70	0.50	2,96	0,02	51,8
Gesso	$CaSO_4 \cdot 2H_2O$	1.01	0.30	2,32	0,604	55,7
Argilominerais						
	Ilita	0.60	0.49	2,53	0,25	97,2
	Caolinita	0.60	0.45	2,42	0,36	103,8
	Smectita	0.60	0.50	2,12	0,44	121,8

Fonte: Adaptado de Burke, Campbell JR e Smith (1969).

Figura 09 – Gráfico M-N. Os pontos em azul representam os minerais mais comuns com seus respectivos valores de M-N.



Fonte: Do autor

Quando se trabalha com gráfico M-N, a partir dos valores dos perfis são calculados os valores de dos parâmetros M e N. Verifica-se que há pontos próximos entre si e em muitos casos próximos aos pontos de M e N de minerais já conhecidos. Nesse caso é feito uma aproximação, ou seja, admitisse que esses pontos próximos possuem a mesma litologia.

5 INFERÊNCIA FUZZY

Fuzzy, em inglês, significa incerto, duvidoso, nebuloso. Expressa exatamente os valores com que lida, permitindo representar graus de certeza, de associação ou valores de pertinência, intermediários entre os valores extremos de verdadeiro e falso do cálculo proposicional clássico (bivalente). A lógica *fuzzy* surge da idéia de se mapear variáveis que não têm equivalência matemática definida (WEBER & KLEIN, 2003).

A lógica *fuzzy* é uma lógica baseada na teoria dos conjuntos *fuzzy* utilizadas quando os dados envolvidos ou o raciocínio é aproximado, incerto ou impreciso (SHIU, 1997). O conceito de lógica *fuzzy* é utilizado para a solução de problemas que envolvem a transformação de uma informação não quantificada (variável linguística) em linguagem matemática (variável numérica). Diferente da lógica clássica, onde uma afirmação é verdadeira ou falsa exclusivamente, a lógica *fuzzy* considera níveis ou graus de verdade ou falsidade de uma informação. Em outras palavras, na lógica clássica a informação verdadeira ou falsa pode ser matematicamente escrita ou codificada, atribuindo-se o valor 0 (zero) para a informação falsa e 1 (um) para a informação verdadeira, na lógica *fuzzy* são atribuídos valores contínuos no intervalo [0,1] admitindo-se níveis entre a informação completamente falsa e a informação completamente verdadeira.

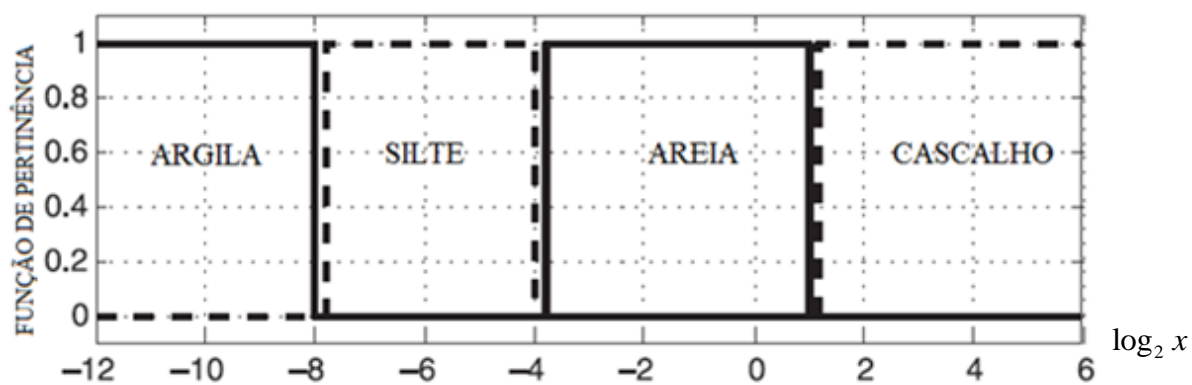
Podemos verificar exemplos na geologia em que uma classificação granulométrica utilizando a lógica clássica resultaria na seguinte sequencia decrescente do tamanho do grão: cascalho, areia, silte e argila. Uma classificação granulométrica considerando a lógica *fuzzy* admitiria níveis de transição entre cada classe, como por exemplo a sequencia granodecrescente: cascalho, areia grossa, areia média, areia fina, silte, argila. Na Figura 10 e na Figura 11 são mostrados exemplos de funções de pertinência de sedimentos clásticos para o caso *crisp* e *fuzzy*, criadas a partir dos dados da Tabela 2. Nota-se que no primeiro caso para um sedimento de tamanho 2mm ele será classificado como areia e outro com tamanho 2,0001mm como cascalho. Para este tipo de situação, nota-se que a lógica clássica não descreve bem a imprecisão, imperfeição. Já a lógica *fuzzy* é mais adequada para descrever esse tipo de situação. No segundo caso em vez de usar a classificação *crisp* é usado à classificação *fuzzy* trocando-se a função de

pertinência *crisp* pela *fuzzy*. Com isso verifica-se que para sedimentos com tamanho 1mm é areia com grau 0,9 e com tamanho de 3mm é areia com grau 0,2.

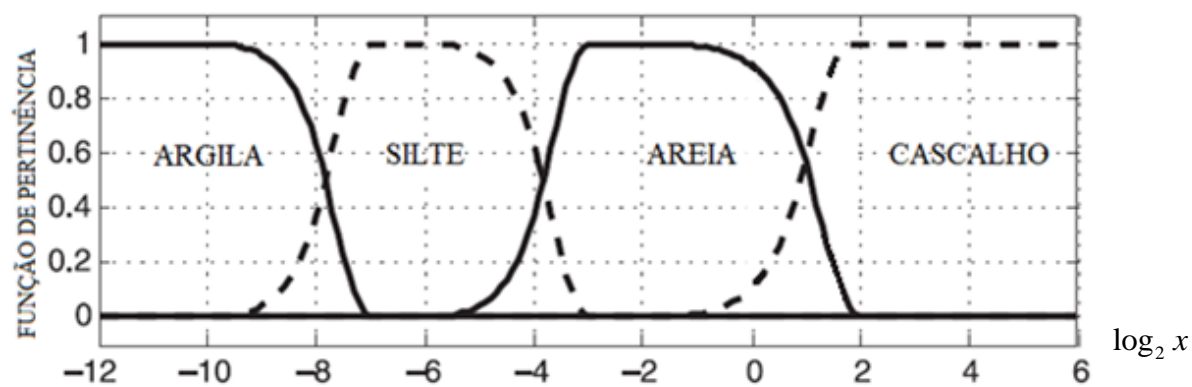
Tabela 02 - Escala de classificação *crisp* para sedimentos clásticos baseados no tamanho da partícula em incremento de potência dois.

Potência de 2	Tamanho do grão	Classificação
12	4096	Cascalho
11	2048	
10	1024	
9	512	
8	256	
7	128	
6	64	
5	32	
4	16	
3	8	
2	4	
1	2	Areia
0	1	
-1	$\frac{1}{2}$ 0,5	
-2	$\frac{1}{4}$ 0,25	
-3	$\frac{1}{8}$ 0,125	
-4	$\frac{1}{16}$ 0,0625	Silte
-5	$\frac{1}{32}$ 0,0313	
-6	$\frac{1}{64}$ 0,0156	
-7	$\frac{1}{128}$ 0,0078	
-8	$\frac{1}{258}$ 0,0039	Argila
-9	$\frac{1}{512}$ 0,0019	
-10	$\frac{1}{1024}$ 0,00098	
-11	$\frac{1}{2048}$ 0,00049	

Fonte: Saggaf (2003).

Figura 10 – Função de pertinência para classificação *crisp* de sedimentos clásticos.

Fonte: Adaptado por Saggaf (2003).

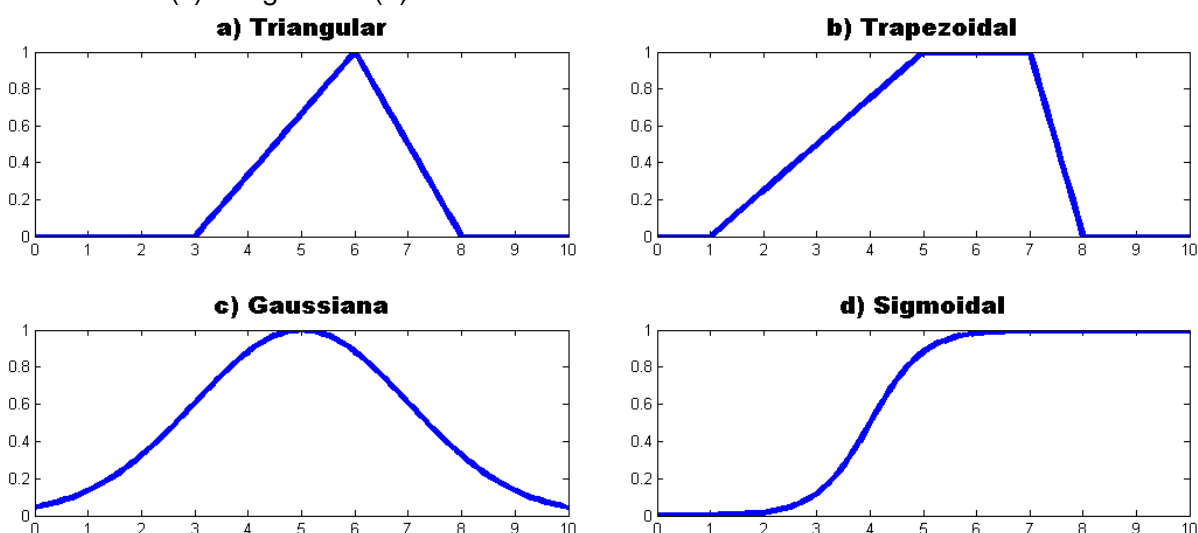
Figura 11 – Função de pertinência para classificação *fuzzy* de sedimentos clásticos.

Fonte: Adaptado por Saggaf (2003).

5.1 FUNÇÃO DE PERTINÊNCIA

Na lógica *fuzzy*, variáveis linguísticas são transformadas em conjuntos *fuzzy*. Cada conjunto *fuzzy* possui sua função de pertinência característica, ou seja, as funções de pertinências são as formas de representação dos conjuntos *fuzzy*. Dependendo do tipo de problema e variáveis em estudo, elas podem assumir formas distintas, como função de pertinência do tipo Triangular, Trapezoidal, Gaussiana e Dupla Gaussiana vistos na Figura 12.

Figura 12 – Exemplo de Função de Pertinência Triangular (a), Trapezoidal (b), Gaussiana (c) e Sigmoidal (d).



Fonte: Do autor.

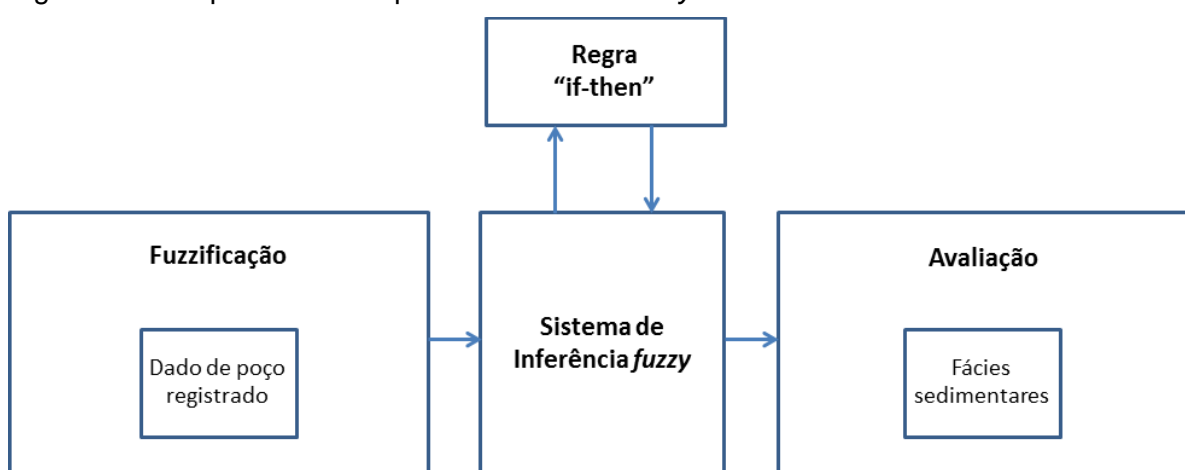
É importante que haja atenção na hora da escolha da função de pertinência, uma vez que, dependendo do problema a ser resolvido, algumas delas acabam sendo mais precisas do que outras. Em outras palavras, algumas funções de pertinências representam melhor certos problemas do que outras.

5.2 RACIOCÍNIO *FUZZY*

O raciocínio *fuzzy* convencional é dividido basicamente em 3 etapas: Fuzzificação, Inferência (agregação) e a Defuzzificação. Apresenta-se neste trabalho uma modificação do raciocínio *fuzzy* convencional, sendo este criado para resolver o problema geofísico aqui proposto.

A Figura 13 mostra um esquema com as etapas do sistema de inferência *fuzzy* usado neste trabalho.

Figura 13 – Esquema das etapas do raciocínio *fuzzy* usada neste trabalho.



Fonte: Do autor

5.2.1 Fuzzificação

Etapa no processo do raciocínio *fuzzy* na qual é feita a modelagem matemática das informações de entrada através da criação de conjuntos *fuzzy* referente às mesmas. Nesta etapa são criadas funções de pertinências para as variáveis de entrada deste trabalho (dados geofísicos de poço). Em outras palavras, a fuzzificação vai ser nada mais que uma conversão de dados de entrada (dados geofísicos de poço) para o domínio *fuzzy*, através da criação das funções de pertinências.

5.2.2 Inferência (Agregação)

A inferência *fuzzy* é um processo no qual outros conjuntos são avaliados nas funções de pertinências criadas para os primeiros na etapa de fuzzificação, para descobrir o grau de pertinência entre os mesmos. Esse processo envolve basicamente função de pertinência, operadores da lógica e as regras IF-THEN. São conhecidos dois tipos de sistemas de inferência *fuzzy* que são do tipo Mamdani e do tipo Sugeno. Será usado nesse trabalho Inferência *Fuzzy* do tipo Mamdani.

5.2.2.1 Inferência *Fuzzy* de Mamdani

Este método, conhecido também inferência MIN-MAX, é o mais utilizado devido sua implementação ser simples e eficaz. Chama-se MIN-TERMO a qualquer Produto (operação E ou interseção) de n variáveis booleanas distintas. Da mesma forma, chama-se MAX-TERMO a qualquer soma (operação OU ou união) de n variáveis booleanas distintas (Weber & Klein, 2003).

Esse método é baseado num tipo de mecanismo baseado em regras da seguinte forma (SE-ENTÃO):

Regra 1: Se $a_1 = A_1$ e $a_2 = A_2$, então $b = B^1$

Regra 2: Se $a_1 = A_1^2$ e $a_2 = A_2^2$, então $b = B^2$

5.2.3 Avaliação

Etapa na qual a função de pertinência *fuzzy* resultante da etapa de inferência é transformada em um número inteiro ($[0,1]$) através de uma função de avaliação previamente descrita. Nesta etapa, identificam-se os intervalos da função de avaliação, dependente de cada tipo de problema a ser resolvido, tal que este intervalo é transformado em um valor de saída, ou resposta do sistema de inferência. No caso mais simples de um problema com resposta binária, o valor ($[1]$) é endereçado a uma parte do intervalo e o restante é convertido em uma saída de valor ($[0]$). Seria, no entanto, a transformação de um conjunto *fuzzy* numa saída binária.

Como já foram mencionadas anteriormente, as etapas do sistema de inferência *fuzzy* utilizadas neste trabalho são diferentes das etapas de inferências convencionais. Para o modelo comum de inferência *fuzzy* seria feito, após a etapa de inferência, a defuzzificação.

Defuzzificação é o contrário da fuzzificação, ao invés de transformar um dado quantitativo em um termo nebuloso, ele transforma o dado nebuloso em dado quantitativo. Quando um aluno recebe a notícia do professor que sua nota foi “ótima”, logo o aluno percebe que sua nota foi 9 ou maior. A defuzzificação tem um impacto significativo no desempenho no controlador *fuzzy*. Por tanto existem diversos métodos para a defuzzificação, mas o importante é escolher o método que melhor se adequar ao problema (KOHAGURA, 2007).

-Método Centróide:

Técnica de defuzzificação muito usada atualmente, na qual é calculado para um conjunto de dados de saída a abscissa do ponto do centro de área correspondente (centro geométrico dos valores da saída *fuzzy*) e a mesma é utilizada como valor escalar de saída. O método centróide é representado pela eq. (8):

$$u^* = \frac{\sum_{i=1}^n u_i \mu_{saída}(u_i)}{\sum_{i=1}^n \mu_{saída}(u_i)} \quad (8)$$

Onde n corresponde ao número de níveis de quantização de saída, u_i é a soma das saídas de controle no nível de quantização n e $\mu_{saída}(u_i)$ representa o valor de saída da função de pertinência.

6 METODOLOGIA

A extração de informação geológica adquirida em poços testemunhados assume a correlação realista entre as principais características de uma camada e as propriedades físicas mensuradas nesta camada e registradas nos perfis geofísicos. Assim estabelece-se a correlação entre a descrição das fácies de interesse e os perfis de raio gama natural, densidade, porosidade neutrônica e sônico, estes últimos codificados segundo os parâmetros M e N.

A construção de um sistema de inferência *fuzzy* para a identificação de uma fácies de interesse em um poço não testemunhado considera:

- A existência de correlação entre propriedades físicas e características geológicas.
- A correlação entre propriedades físicas e características geológicas estabelecida em um poço testemunhado é similar a correlação presente nos poços não testemunhados.

A Metodologia deste trabalho foi dividida nas seguintes etapas. A primeira é realizada em um poço testemunhado, onde é feito o reconhecimento da fácies de interesse no perfil de raio gama natural e no Gráfico M-N. Na segunda etapa, são criadas as funções de pertinências que caracterizam a fácies de interesse, com base nos histogramas construídos com o perfil de raio gama natural, o parâmetro M e o parâmetro N. Nesta fase é determinada a regra de avaliação. Para a solução do problema de identificação de uma fácies de interesse em um poço não testemunhado o resultado produzido pelo sistema de inferência fuzzy é binário, ou 1 (um) quando o ponto em profundidade corresponde a fácies de interesse e 0 (zero) para o caso contrário. Neste trabalho adotou-se uma única regra, escrita na forma, segundo a equação 9

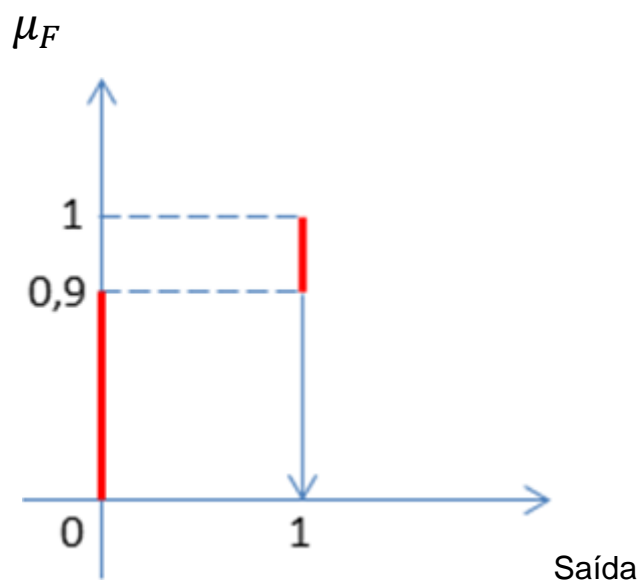
$$\mu_F(u_i) = \max [\min [\mu_N(u_i), \mu_M(u_i)], \mu_{RG}(u_i)] \quad (9)$$

sendo $\mu_F(u_i)$ a função de pertinência relativa a fácies de interesse, $\mu_N(u_i)$ a função de pertinência determinada pelo parâmetro N no poço testemunhado, $\mu_M(u_i)$ a função de pertinência determinada pelo parâmetro M no poço testemunhado, $\mu_{GR}(u_i)$ a função de pertinência determinada pelo perfil de raio gama natural no poço testemunhado e u_i o i-ésimo ponto em profundidade do poço não

testemunhado, no qual deseja-se a informação sobre a ocorrência ou não da fácies de interesse identificada no poço testemunhado.

A solução do problema da identificação da fácies de interesse em um poço testemunhado corresponde ao sinal de saída produzido pelo sistema de inferência *fuzzy*. A função de pertinência *fuzzy* ($\mu_F(u_i)$) é avaliada ou transformada em um número inteiro no intervalo $([0,1])$ pela função de avaliação definida na forma, mostrada na Figura 14,

Figura 14 – Função de Avaliação: Transformação da função de pertinência em um número inteiro no intervalo. $([0,1])$.



Fonte: Do autor

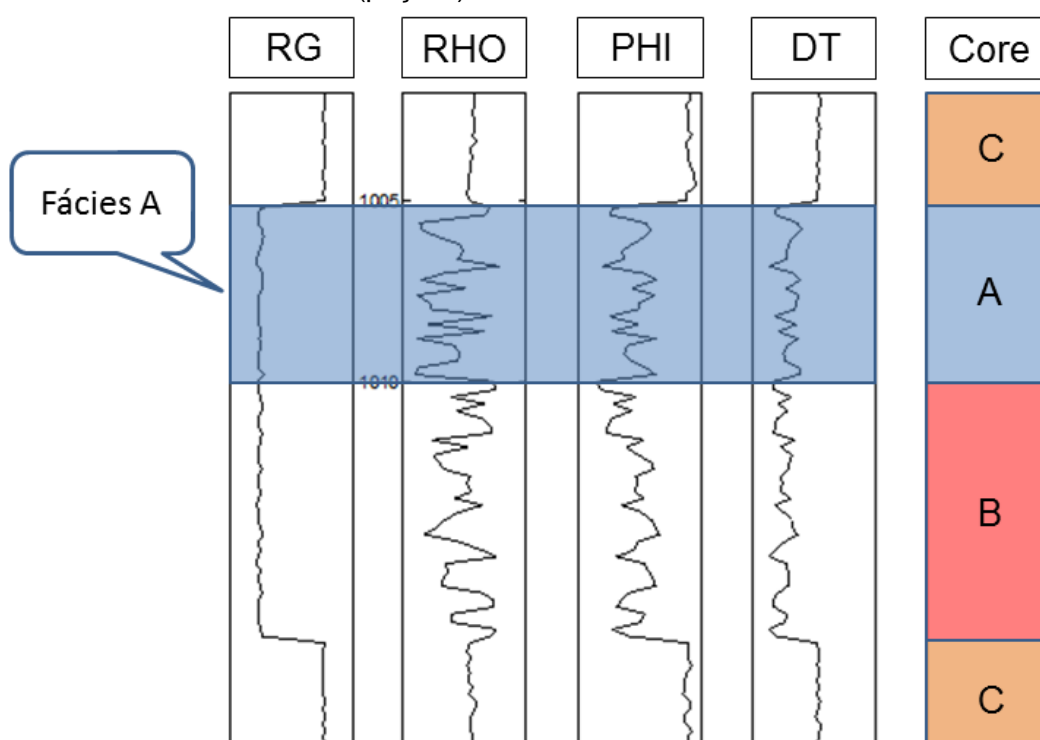
7 RESULTADOS

A avaliação da metodologia aqui apresentada é realizada com dados sintéticos e dados reais. Os dados sintéticos satisfazem a equação geral do perfil e os dados reais são constituídos pelos perfis de raio gama natural e pelos perfis de porosidade mensurados em dois poços do Campo de Namorado, na Bacia de Campos. A informação de testemunho produzida para o poço que toma-se como poço de teste não é utilizado pelo sistema fuzzy apresentado, servindo como validação da sua resposta.

7.1 DADOS SINTÉTICOS

A Figura 15 mostra o conjunto de perfis mensurados no poço de referência. Na primeira trilha representa-se o perfil de raio gama natural (RG), na segunda trilha representa-se o perfil de densidade (RHO), na terceira trilha apresenta-se o perfil de porosidade neutrônica (PHI), na quarta trilha apresenta-se o perfil sônico (DT). Na quinta trilha apresenta-se a descrição de testemunho. A Figura 15 mostra ainda a seleção da fácies de interesse (Fácies A) no poço testemunhado (Poço A).

Figura 15 – Dado sintético: Seleção da fácies de interesse (Fácies A) no poço de referência (poço A).



Fonte: Do autor

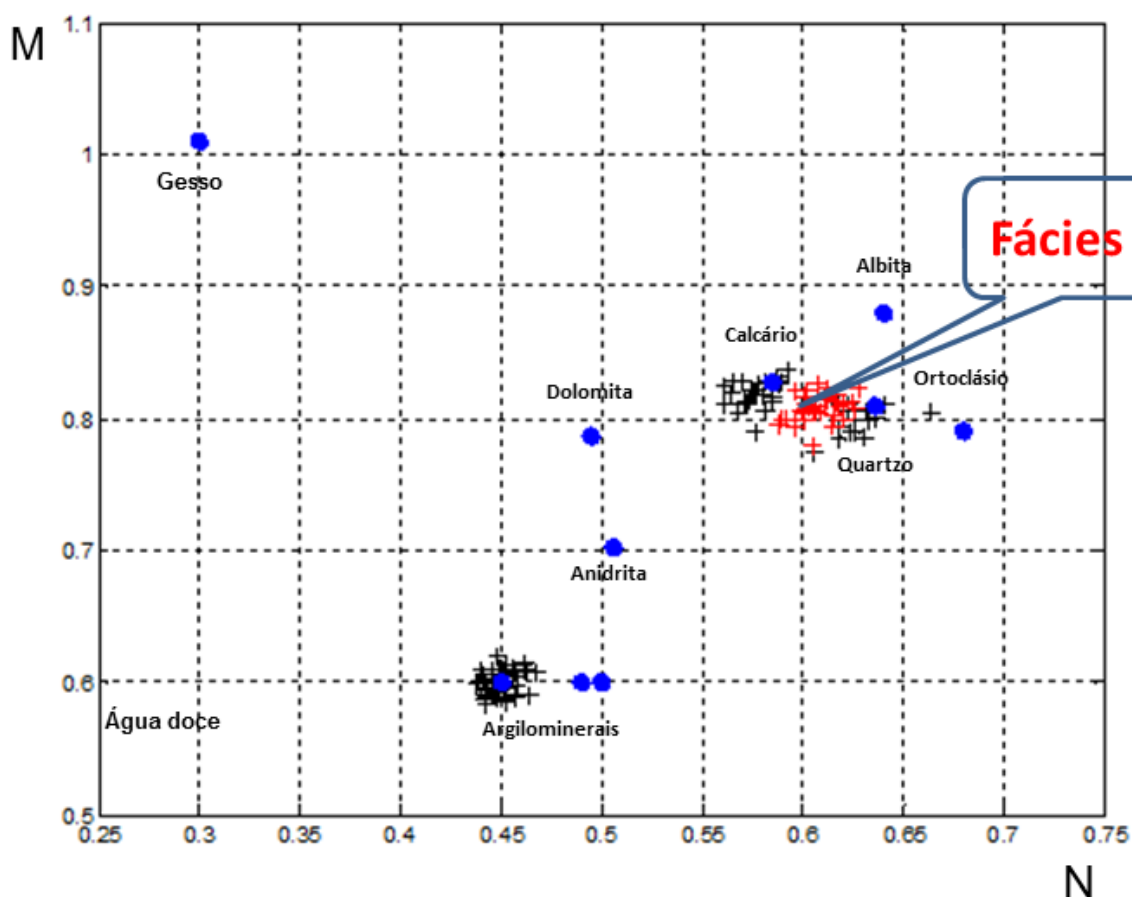
O Quadro 01 apresenta a descrição das fácies atravessadas pelo poço de referência.

Quadro 01 – Dado sintético: Descrição das fácies do poço A.

Fácies	Descrição
A	Calcoarenito (60% quartzo + 40% calcita)
B	Calcário (100% calcita)
C	Folhelho

A Figura 16 mostra o Gráfico M-N para o poço A. As cruzes em vermelho mostram à fácies de interesse e as cruzes pretas os demais pontos em profundidade do poço A.

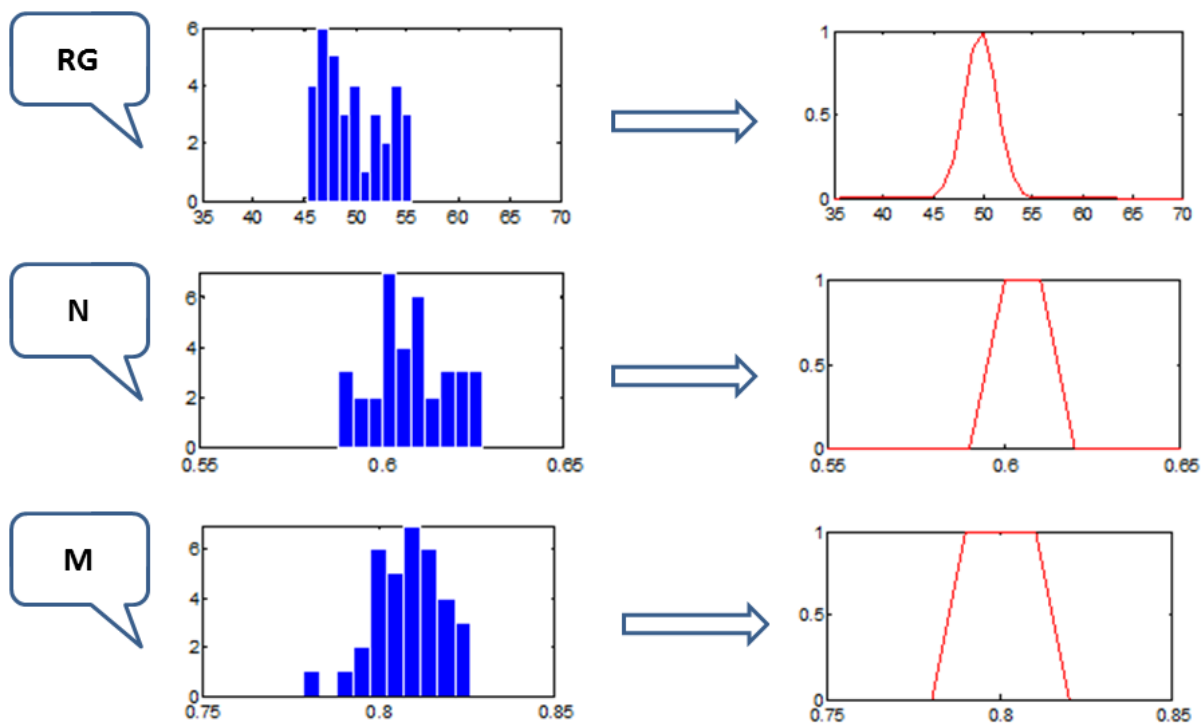
Figura 16 – Dado sintético: Identificação da fácies A (fácies de interesse) no Gráfico M-N do poço A.



Fonte: Do autor

A Figura 17 mostra os histogramas criados a partir dos dados do perfil de raio gama natural (RG) e dos parâmetros N e M do poço A. Ao lado de cada histograma, a Figura 17 mostra as correspondentes funções de pertinências definidas para cada caso.

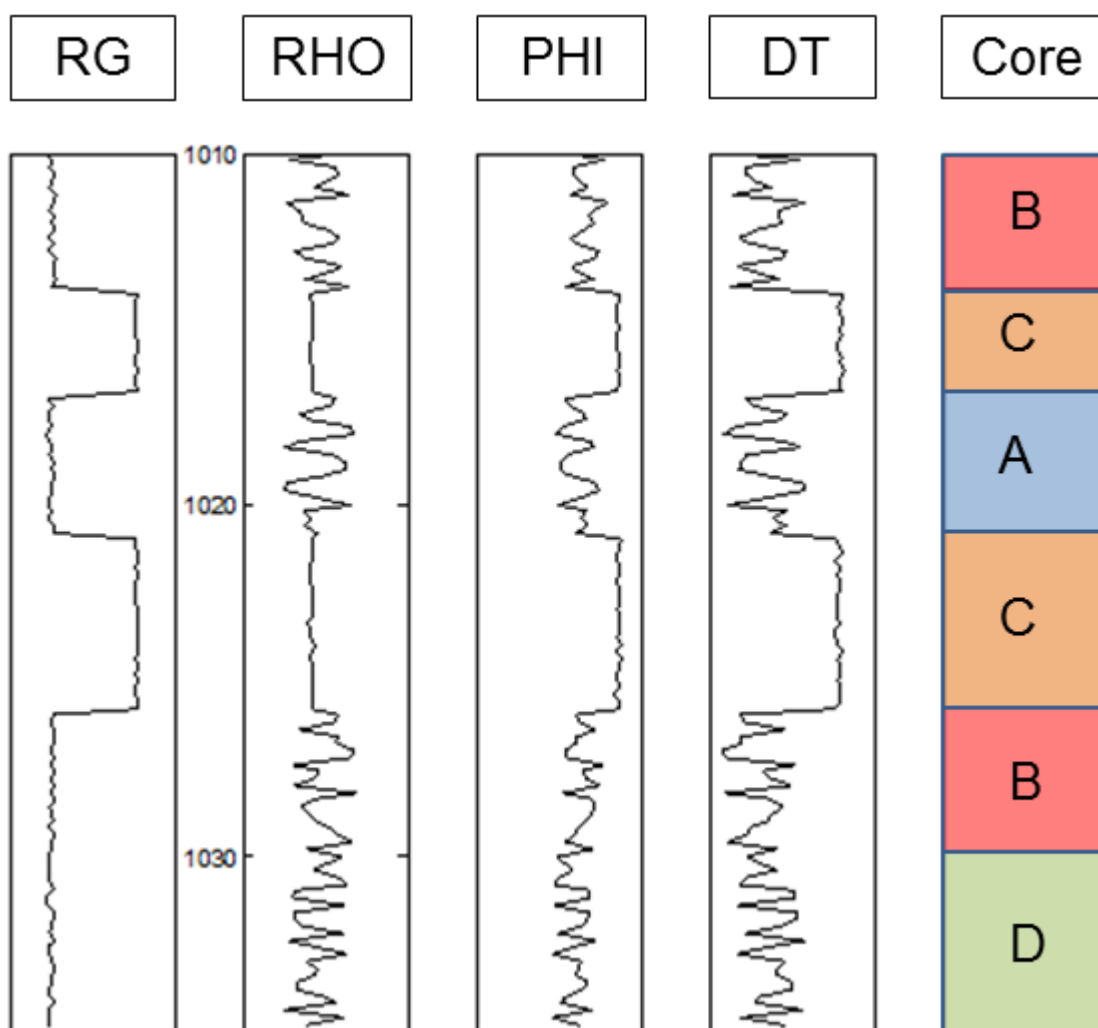
Figura 17 – Dado sintético: Criação das funções de pertinências referentes ao poço A, a partir dos dados do perfil de raio gama (RG) e dos dados dos parâmetros N e M do mesmo.



Fonte: Do autor

A Figura 18 mostra o conjunto de perfis mensurados no poço de teste (poço B). Na primeira trilha representa-se o perfil de raio gama natural (RG), na segunda trilha representa-se o perfil de densidade (RHO), na terceira trilha apresenta-se o perfil de porosidade neutrônica (PHI), na quarta trilha apresenta-se o perfil sônico (DT). Na quinta trilha apresenta-se a descrição de testemunho. Vale ressaltar que na verdade o poço é testemunhado, mas parte-se do princípio de que não é para, assim, comprovar a metodologia utilizada no trabalho. Nota-se que há a presença de uma camada a mais (Camada D). No Quadro 02 é apresentada a descrição das fácies do poço B.

Figura 18 – Dado sintético: Apresentação dos perfis do poço B (Não testemunhado).



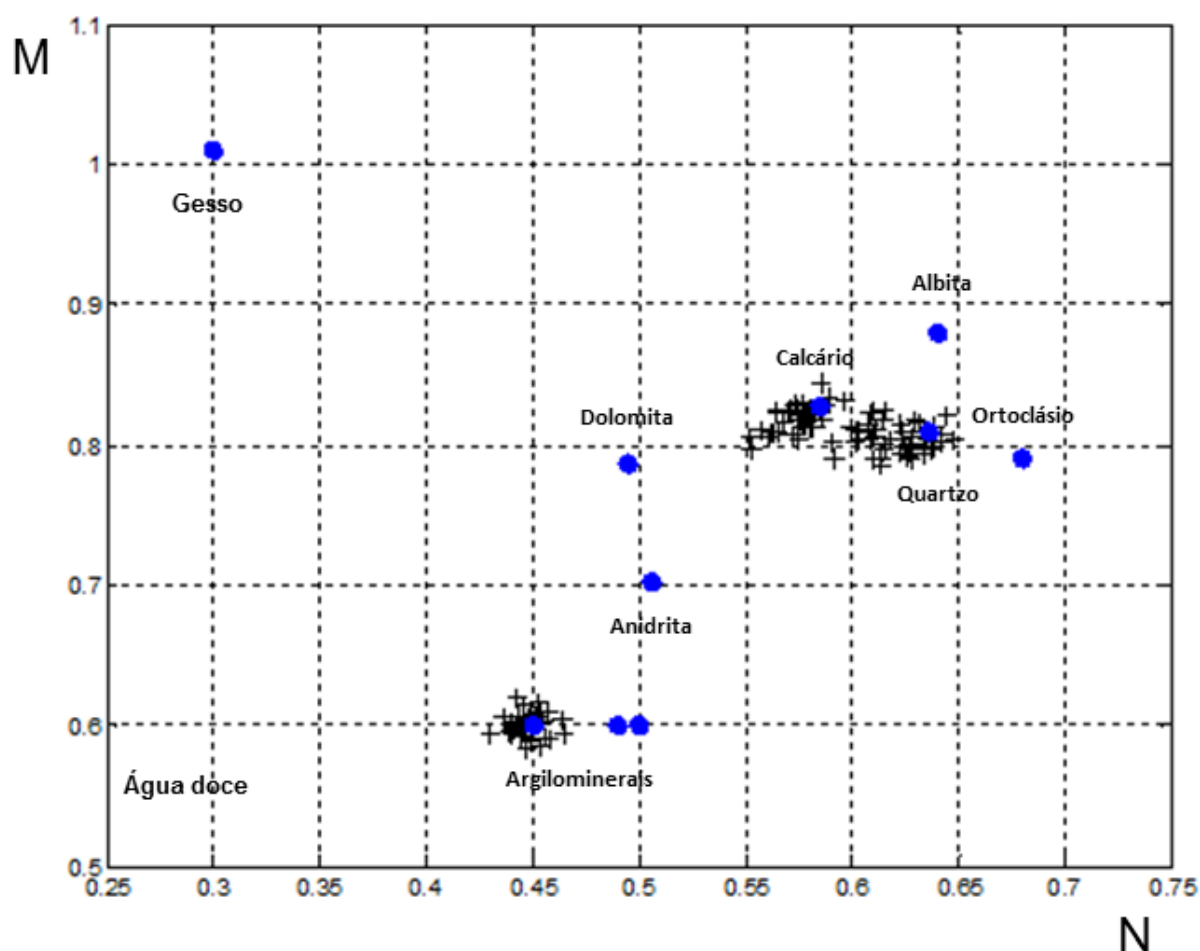
Fonte: Do autor

Quadro 02 – Dado sintético: Descrição das fácies do poço B.

Fácies	Descrição
A	Calcoarenito (60% Quartzo + 40% Calcita)
B	Calcário (100% Calcita)
C	Folhelho
D	Arenito (100% Quartzo)

A Figura 19 mostra o Gráfico M-N criado a partir dos dados de perfis do poço B. Nota-se, que se for feita a interpretação visual diretamente neste gráfico pode-se interpretar a presença de duas ou três camadas, embora na verdade existam quatro camadas neste intervalo do poço B, segundo a descrição de testemunho.

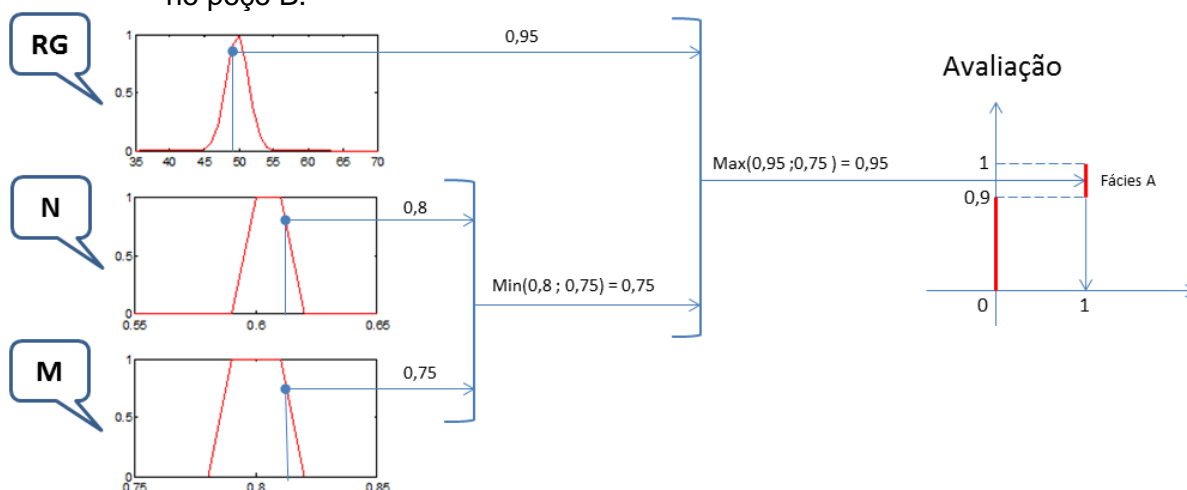
Figura 19 – Dado sintético: Gráfico M-N do Poço B.



Fonte: Do autor

A Figura 20 mostra esquematicamente a operação do sistema de inferência *fuzzy* apresentada neste trabalho. Para um ponto qualquer em profundidade do poço B é obtido o valor de cada uma das três funções de pertinências criadas, segundo as informações do poço A. Após a aplicação da regra de inferência na função de avaliação a saída correspondente a fácies A está entre 0,9 e 1 (saída *crisp*). Nota-se que o ponto em profundidade escolhido como exemplo pertence a fácies A, ou à mesma camada de calcarenito encontrada no poço A.

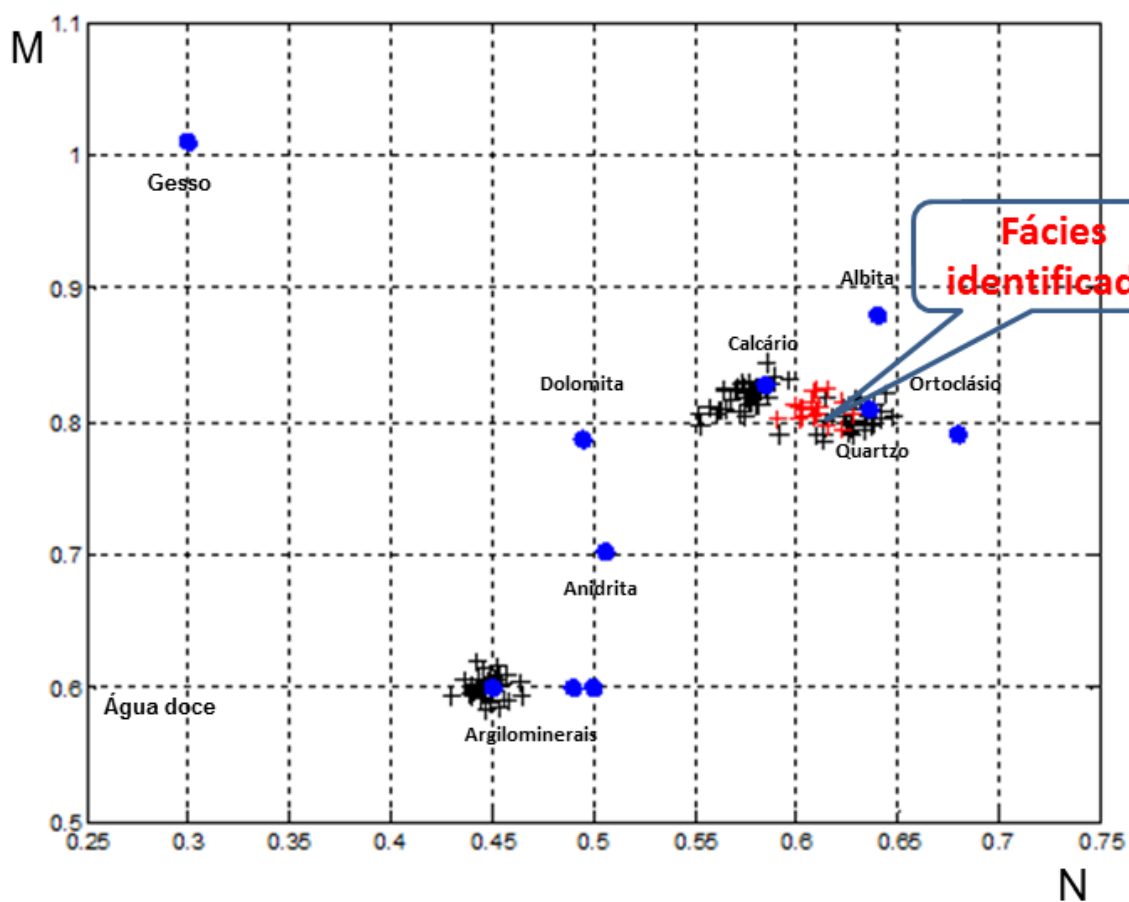
Figura 20 – Dado sintético: Esquema da aplicação da metodologia proposta nesse trabalho no poço B.



Fonte: Do autor

A Figura 21 mostra a identificação no gráfico M-N da fácies A no poço B.

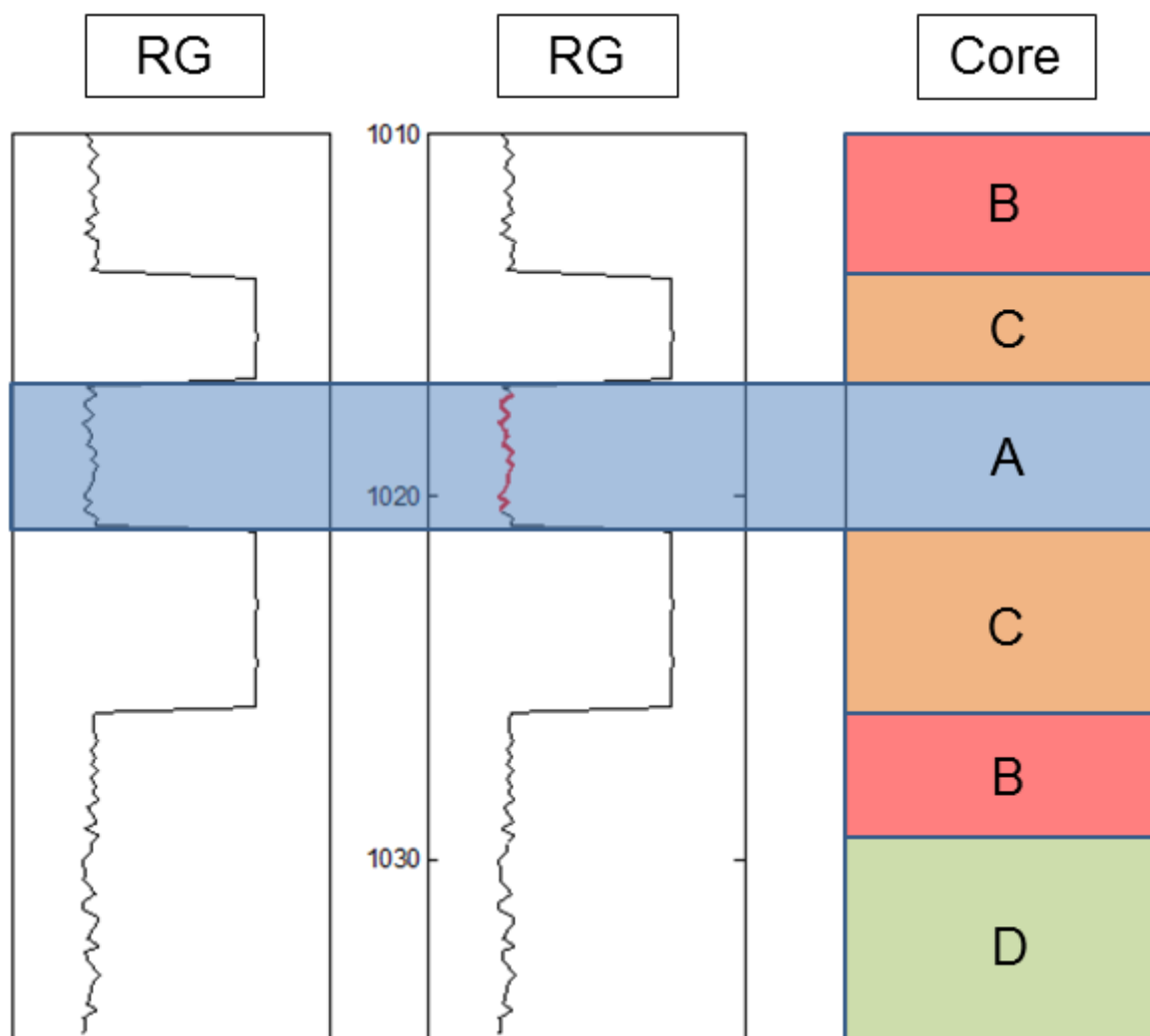
Figura 21 – Dado sintético: Identificação da fácies A no gráfico M-N do poço B.



Fonte: Do autor

A Figura 22 mostra a identificação da fácies A em função da profundidade no poço B, tomando o perfil de raio gama natural como referência.

Figura 22 – Dado sintético: Identificação da fácies A em função da profundidade no poço B.

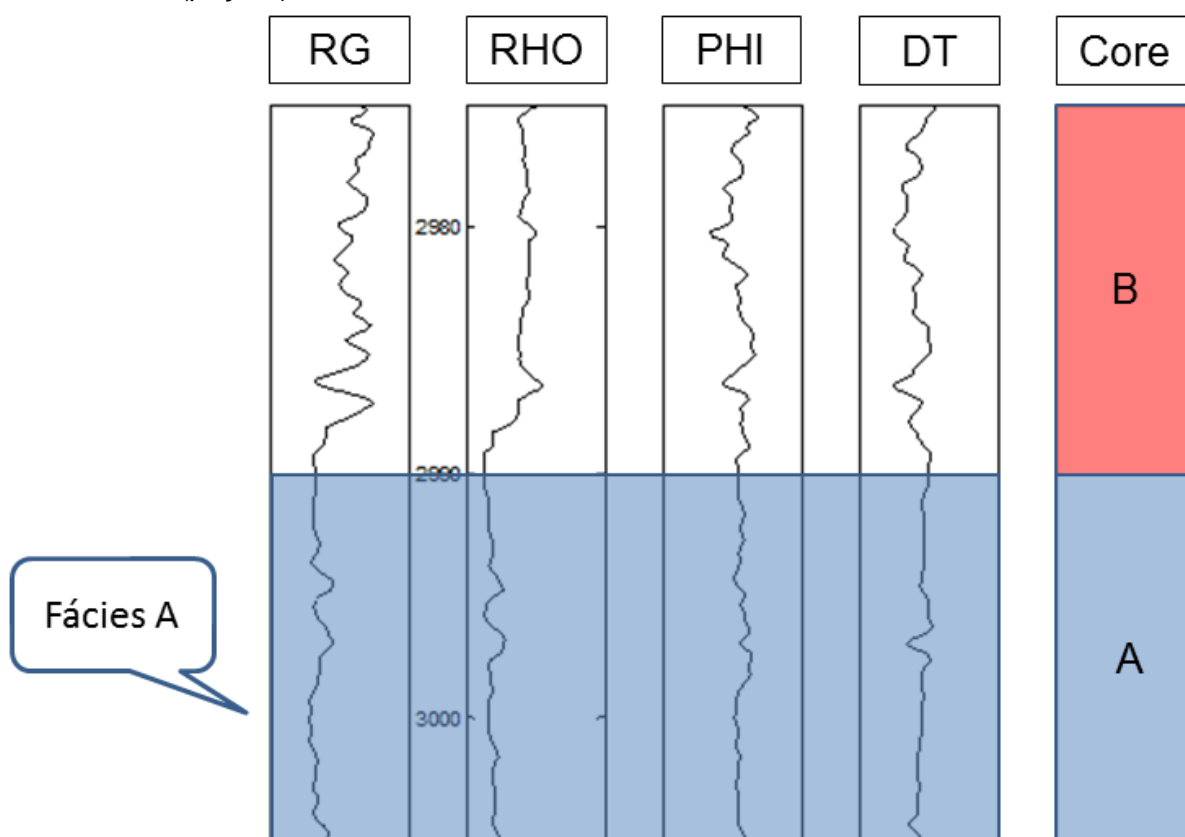


Fonte: Do autor

7.2 DADOS REAIS

A Figura 23 mostra o conjunto de perfis mensurados no poço de referência. Na primeira trilha representa-se o perfil de raio gama natural (RG), na segunda trilha apresenta-se o perfil de densidade (RHO), na terceira trilha apresenta-se o perfil de porosidade neutrônica (PHI), na quarta trilha apresenta-se o perfil sônico (DT). Na quinta trilha apresenta-se a descrição de testemunho. A Figura 23 mostra ainda a seleção da fácies de interesse (Fácies A) no poço testemunhado (Poço A). O Quadro 03 apresenta a descrição das fácies atravessada pelo poço de referência.

Figura 23 – Dado real: Seleção da fácies de interesse (Fácies A) no poço de referência (poço A).



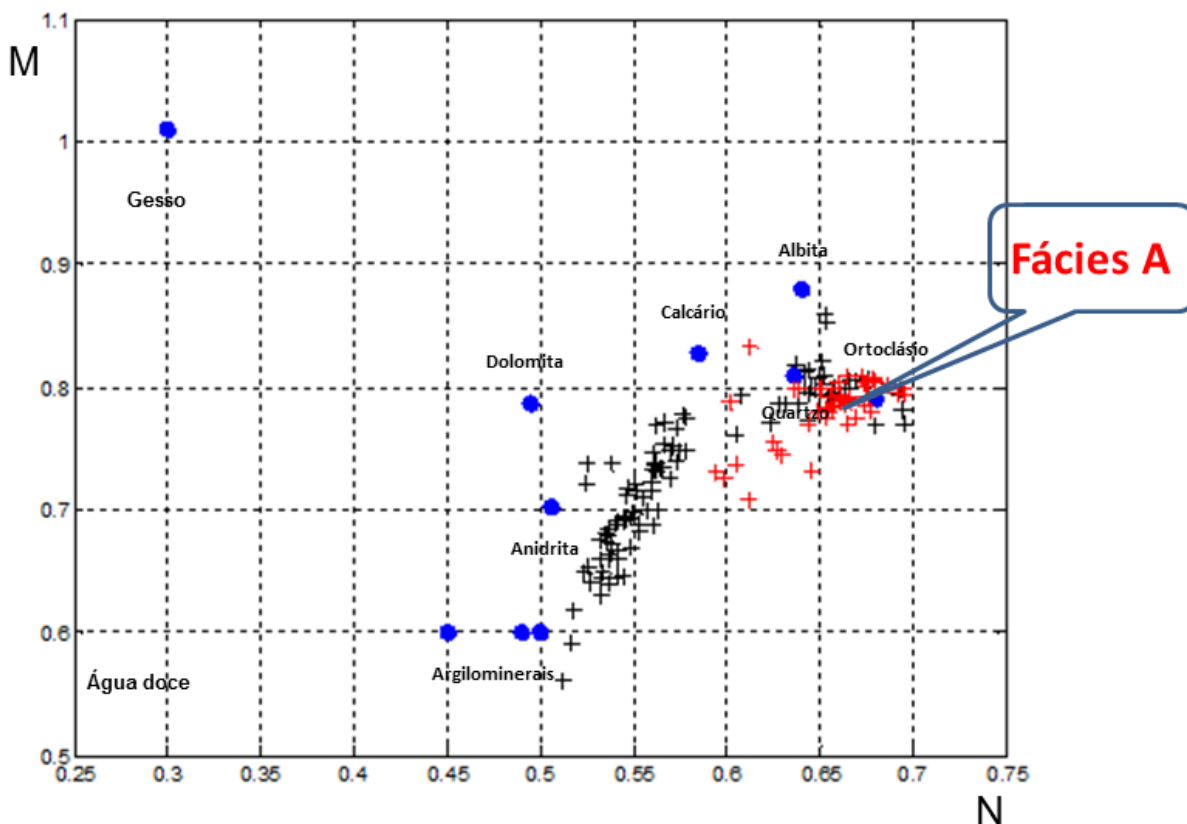
Fonte: Do autor

Quadro 03 – Dado real: Descrição das fácies do poço A.

Fácies	Descrição
A	Arenito médio maciço bem graduado
B	Interlaminado silte e folhelho bioturbado

A Figura 24 mostra o Gráfico M-N para o poço A. As cruzes em vermelho mostram à fácies de interesse e as cruzes pretas os demais pontos em profundidade do poço A.

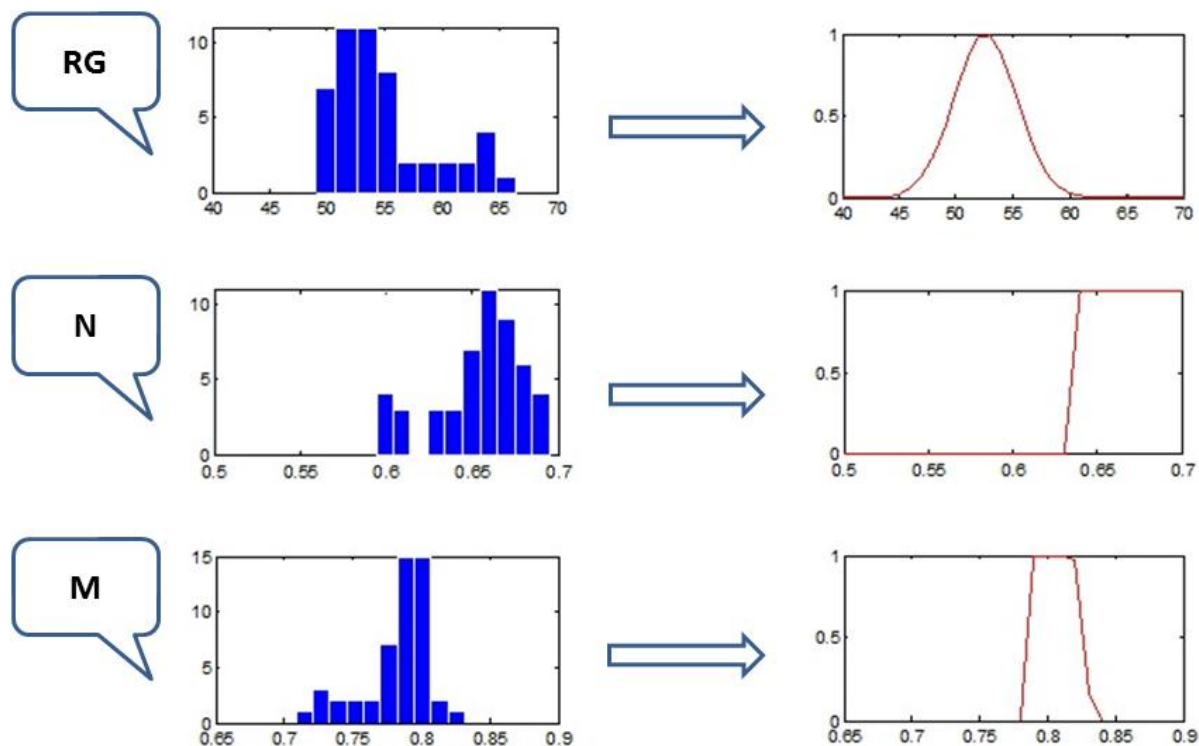
Figura 24 – Dado real: Identificação da fácies A (fácies de interesse) no Gráfico M-N do poço A.



Fonte: Do autor

A Figura 25 mostra os histogramas criados a partir dos dados do perfil de raio gama natural (RG) e dos parâmetros N e M do poço A. Ao lado de cada histograma, a Figura 25 mostra as correspondentes funções de pertinências definidas para cada caso.

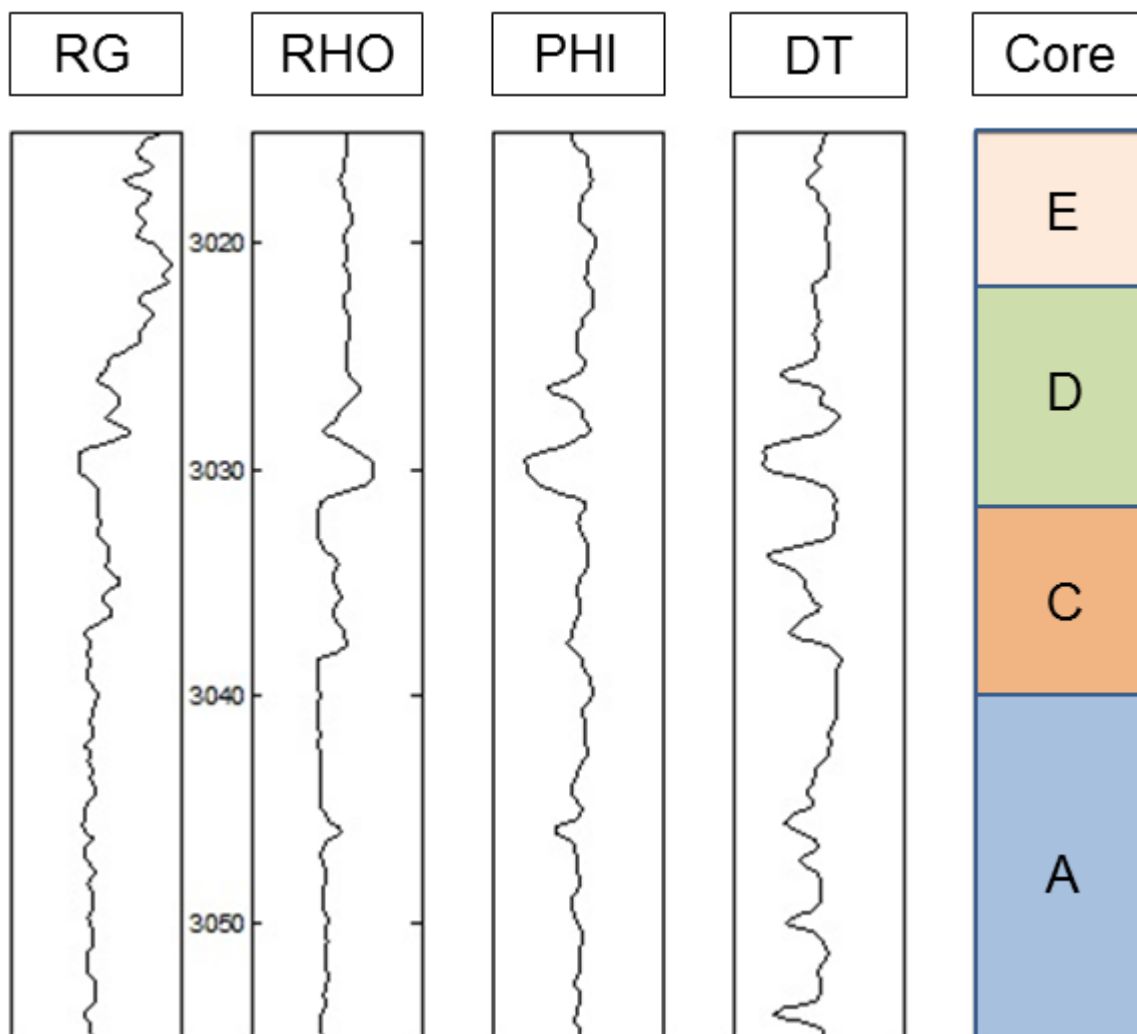
Figura 25 – Dado real: Criação das funções de pertinências referentes ao poço A, a partir dos dados do perfil de raio gama (RG) e dos dados dos parâmetros N e M do mesmo.



Fonte: Do autor

A Figura 26 mostra o conjunto de perfis mensurados no poço de teste (poço B). Na primeira trilha representa-se o perfil de raio gama natural (RG), na segunda trilha apresenta-se o perfil de densidade (RHO), na terceira trilha apresenta-se o perfil de porosidade neutrônica (PHI), na quarta trilha apresenta-se o perfil sônico (DT). Na quinta trilha apresenta-se a descrição de testemunho. Vale ressaltar que na verdade o poço é testemunhado, mas parte-se do princípio que não seja para, assim, comprovar a metodologia utilizada no trabalho. Nota-se que há a presença de uma camada a mais (Camada D). No Quadro 04 é apresentada a descrição das fácies do poço sintético B.

Figura 26 – Dado real: Apresentação dos perfis do Poço B (Não testemunhado).



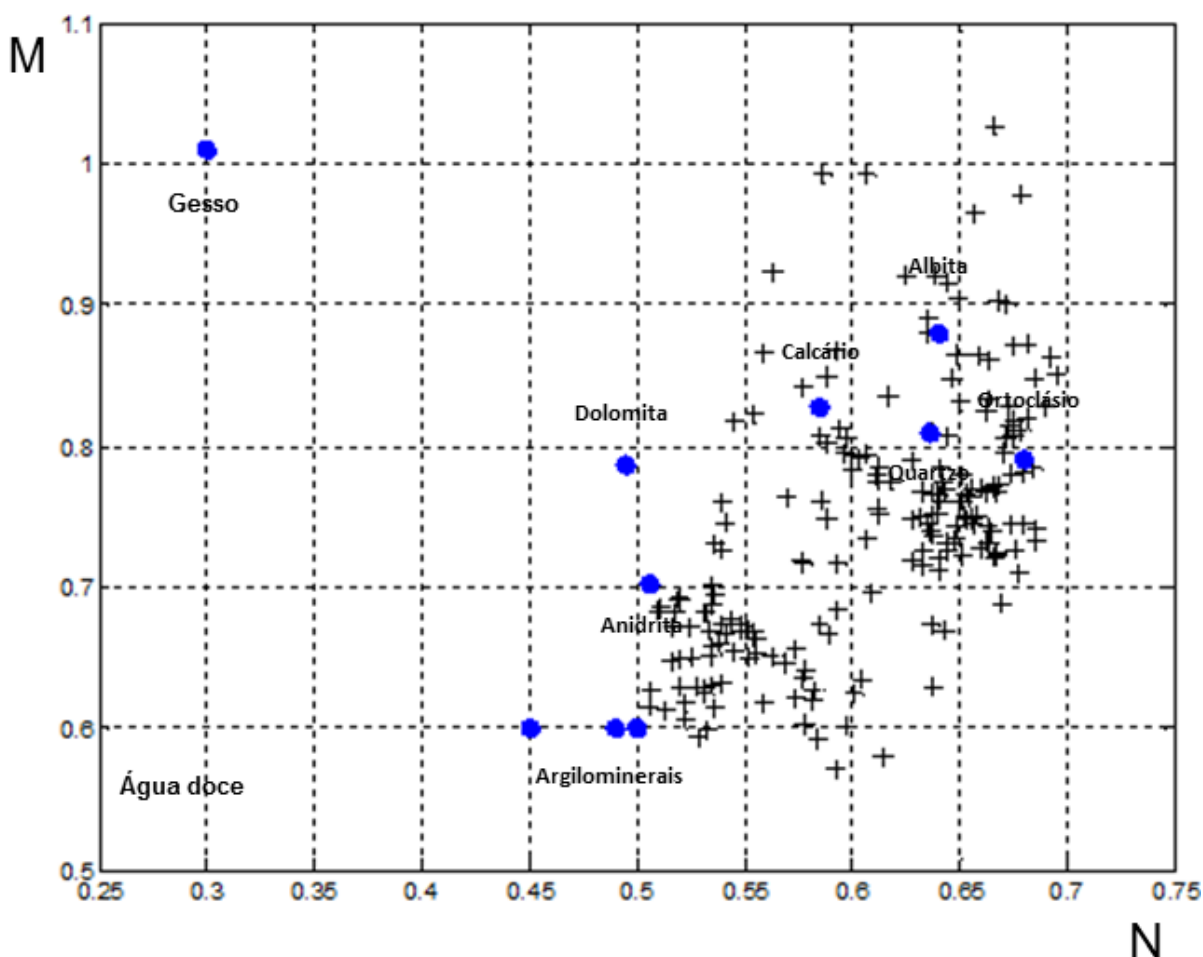
Fonte: Do autor

Quadro 04 – Dado real: Descrição das fácies do poço B.

Fácies	Descrição
A	Arenito médio maciço bem graduado
C	Interlaminado arenito-folhelho, bioturbado
D	Folhelho siltítico, cor cinza, moderadamente bioturbado
E	Interlaminado siltito-folhelho deformado

A Figura 27 mostra o Gráfico M-N criado a partir dos dados de perfis do poço B. Nota-se, que se for feita a interpretação visual diretamente neste gráfico pode-se interpretar a presença de duas ou três camadas, embora na verdade existam quatro camadas neste intervalo do poço B, segundo a descrição de testemunho.

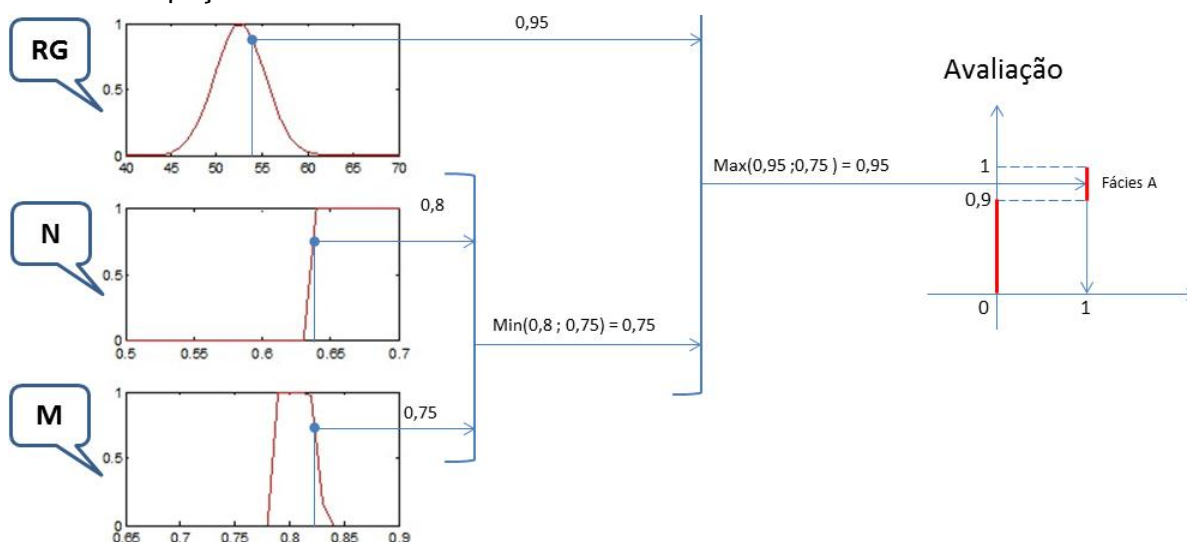
Figura 27 – Dado real: Gráfico M-N do Poço B.



Fonte: Do autor

A Figura 28 mostra esquematicamente a operação do sistema de inferência fuzzy apresentada neste trabalho. Para um ponto qualquer em profundidade do poço B é obtido o valor de cada uma das três funções de pertinências criadas, segundo as informações do poço A. Após a aplicação da regra de inferência na função de avaliação a saída correspondente à fácies A está entre 0,9 e 1 (saída crisp). Nota-se que o ponto em profundidade escolhido como exemplo pertence à fácies A, ou à mesma camada de arenito médio maciço bem graduado encontrada no poço A.

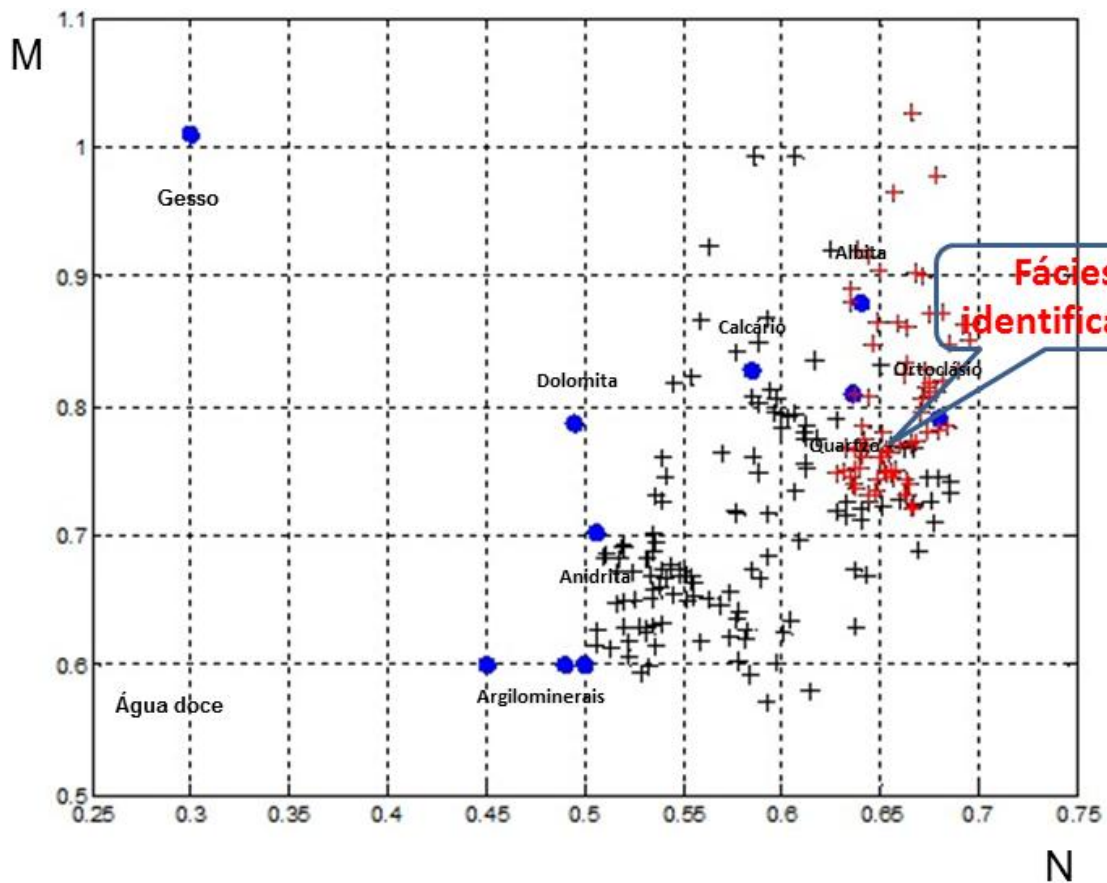
Figura 28 – Dado real: Esquema da aplicação da metodologia proposta nesse trabalho no poço B.



Fonte: Do autor

A Figura 29 mostra a identificação no gráfico M-N da fácies A no poço B.

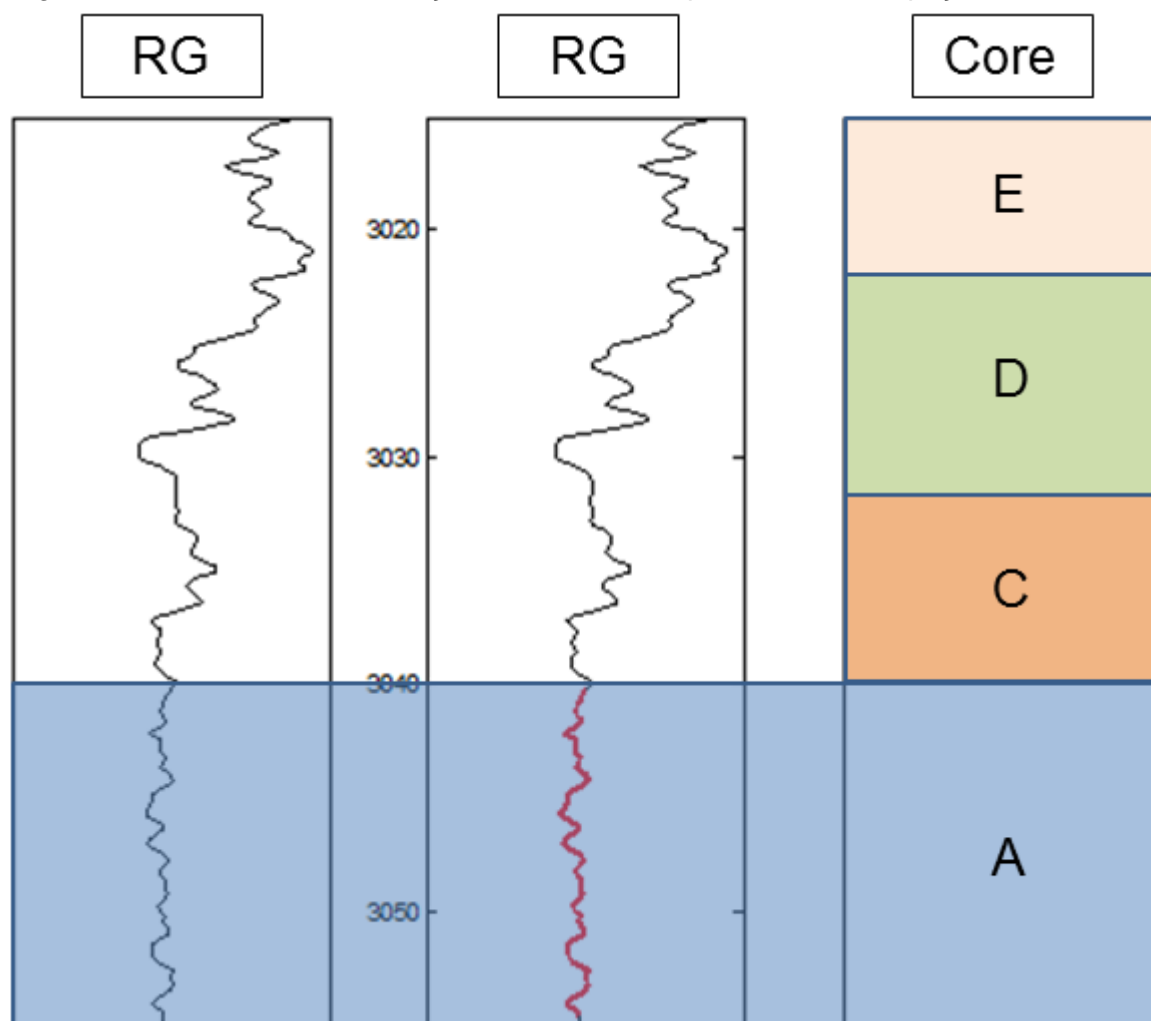
Figura 29 – Dado real: Identificação da fácies A no Gráfico M-N do poço B.



Fonte: Do autor

A Figura 30 mostra o perfil de raio gama natural com a identificação da fácies A em função da profundidade no poço B.

Figura 30 – Dado real: Identificação da fácies A em profundidade no poço B.



Fonte: Do autor

8 CONCLUSÕES

Foi apresentado um sistema de inferência fuzzy para a identificação de uma fácies de interesse diretamente sobre os perfis registrados em um poço não testemunhado. O sistema de inferência constrói a sua base de dados em torno dos perfis registrados em um poço testemunhado, no qual a fácies de interesse é identificada na análise de testemunho. A metodologia aqui apresentada é aplicável para o mapeamento de uma camada reservatório ao longo do campo petrolífero, mesmo em cenários geológicos complexos que ocasionam variações de espessura e da profundidade de topo da camada de interesse.

A evolução potencial da metodologia apresentada neste trabalho é a da sua extensão para a identificação de várias camadas de interesse ao longo da área de um campo petrolífero.

REFERÊNCIAS

BURKE, J. A.; CAMPBELL JR, R.L.; SCHIMIDT, A.W. The Litho-porosity cross plot: a method of determining rock characteristics for computation of log data. In: SPE ILLINOIS BASIN REGIONAL MEETING, 1969, Evansville, Indiana. **Illinois Basin**. Evansville, Indiana: Society of Petroleum Engineers, 1969. p. 187- 198.

CAZZULO-KLEPZIG, M.; GUERRA-SOMMER, M.; BOSSI, G. E. Revisão fitoestratigráfica do grupo Itararé no Rio Grande do Sul: I. Acampamento Velho, Cambai Grande, Budo e Morro Papaléo. **Bol. IG**, v. 11, p. 55-76, dez. 1980. Disponível em: <http://ppegeo.igc.usp.br/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S0100-38791980000100008&lng=pt&nrm=iso>. Acesso em 14 out. 2012.

CHIU, S. Identificação do modelo fuzzy com base na estimativa de Cluster. **Journal of Intelligent and Fuzzy Systems**, [s.l.], v. 2, n. 3, 3 set. 1997.

CRUZ, M. M. D. **Aplicação de perfilagem geofísica e sísmica na caracterização da faciologia do reservatório de namorado**. 2003. 121 f. Dissertação (Mestrado em Geologia e Geofísica Marinha) – Universidade Federal Fluminense, Instituto de Geociências, Rio de Janeiro, 2003.

ELLIS, D. V. **Well logging for earth scientists**. New York: Elsevier, 1987

GUARDADO, L. R.; SPADINI A. R.; BRANDÃO, J. S. L.; MELLO, M. R. Petroleum System of the Campos Basin, In: MELLO, M. R.; KATZ, B. J. (Ed.). **Petroleum systems of South Atlantic margins**. [S.l.], 2000. p. 317-324. (AAPG Memoir, 73).

KOHAGURA, T. **Lógica fuzzy e suas aplicações**. 2007. 61 f. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Ciência da Computação) – Universidade Estadual de Londrina, Departamento de Computação, Londrina, 2007.

MENDES, J.C. **Elementos de estratigrafia**, Rio de Janeiro: T.a. Queiroz Editor, 1984. v. 12

NERY, G. G. **Notações de sala de aula**. 2004. Disponível em: <<http://geraldogirao.com/index.htm>>. Acesso em dezembro de 2012.

NERY, G. G. **Perfilagem geofísica em poço aberto**. Salvador: [s.n.], 1990. 232 p.

NICHOLS, Gary. **Sedimentology and stratigraphy**, 2th ed. [West Sussex]: Blackwell Publishing, 2009.

SAGGAF, M. M.; NEBRIJA, E. L. **A Fuzzy logic approach for the estimation of facies from wire-line logs**, [s.l.]. AAPG Bulletin, v. 87, n. 7, p. 1223-1240, july. 2003.

SELLEY, R. C. **An introduction to sedimentology.** Londres: Academic Press. 1976.

WEBER, L; KLEIN, P. A. T. **Aplicação da lógica fuzzy em software e hardware.** Canoas: Ed.ULBRA, 2003.