



UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARÁ
INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM GEOFÍSICA
DISSERTAÇÃO DE MESTRADO

THELSON LUIZ PINHEIRO DE ALMEIDA

**IDENTIFICAÇÃO DE FÁCIES EM PERFIS COM ALGORITMO
HEURÍSTICO**

Belém - Pará

2015

THELSON LUIZ PINHEIRO DE ALMEIDA

**IDENTIFICAÇÃO DE FÁCIES EM PERFIS COM ALGORITMO
HEURÍSTICO**

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Geofísica do Instituto de Geociências da Universidade Federal do Pará - UFPA, em cumprimento às exigências para estar apto para a obtenção do título de Mestre em Geofísica.

Orientador: André José Neves Andrade

Belém - Pará

2015

Dados Internacionais de Catalogação de Publicação (CIP)
(Biblioteca do Instituto de Geociências/UFGA)

Almeida, Thelson Luiz Pinheiro de, 1989-
Identificação de fácies em perfis com algoritmo heurístico /
Thelson Luiz Pinheiro de Almeida. – 2015.
59 f. : il. ; 30 cm

Inclui bibliografias

Orientador: André José Neves Andrade
Dissertação (Mestrado) – Universidade Federal do Pará,
Instituto de Geociências, Programa de Pós-Graduação em
Geofísica, Belém, 2015.

1. Geofísica. 2. Perfilagem geofísica de poços. 3.
Perfilagem de poços de petróleo. 4. Fácies (Geologia) –
Identificação. 5. Algoritmos heurísticos. I. Título.

CDD 22. ed. 550

THELSON LUIZ PINHEIRO DE ALMEIDA

**IDENTIFICAÇÃO DE FÁCIES EM PERFIS COM ALGORITMO
HEURÍSTICO**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Geofísica do Instituto de Geociências da Universidade Federal do Pará - UFPA, em cumprimento às exigências para obtenção de Mestre em Geofísica.

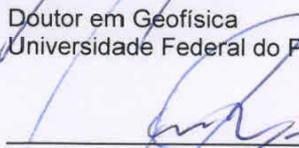
Data de Aprovação: 27 / 02 / 2015

Conceito: **Excelente**

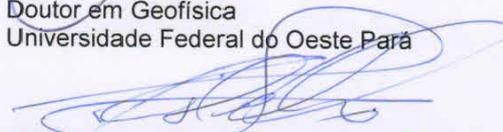
Banca Examinadora



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 Pará



Prof(a) Ana Carolina Rios Coelho - Membro
Doutora em Modelagem Computacional
Universidade Federal do Oeste do Pará

AGRADECIMENTOS

À Deus pela oportunidade de vivenciar e completar mais esta etapa em minha vida.

Aos meus familiares, em especial meus pais Luiz e Conceição Almeida, pelo cuidado, atenção e sustento em todos os sentidos. Pelos exemplos de vida de cada um, os quais me motivaram a sonhar com conclusão da minha pós-graduação.

À minha querida Larissa Baptista, pelo companheirismo e compreensão em todas as fases do processo de conclusão do Mestrado.

Ao meu professor e orientador Dr. André José Neves Andrade pela atenção e auxílio durante o desenvolvimento do projeto.

Aos amigos de laboratório. Em especial, agradeço à Jéssica Lia por compartilhar de todos momentos de estudos, aprendizado, dificuldades e superações vivenciados aos longo da pós-graduação.

Aos professores do Programa de Pós- graduação em Geofísica pelos anos de estudos e de profundo aprendizado na área de geociências.

Aos colegas de turma por todos os momentos, em sala de aula ou fora dela, em que estivemos juntos. Todos contribuíram imensamente durante todo o processo.

Às instituições PETROBRÁS e CNPq pelo suporte técnico e financeiro quanto bolsista, respectivamente.

RESUMO

Com o desenvolvimento das técnicas de perfuração de poços de petróleo e a otimização da exploração concomitante de vários reservatórios com hidrocarboneto, uma questão tem chamado atenção dos pesquisadores da indústria petrolífera: identificação de fácies sedimentares em poços não testemunhados. Para isto, este trabalho propõe a utilização de um algoritmo heurístico, baseado no comportamento de insetos, que contribua para a interpretação do Gráfico M-N de maneira computacional. Utilizando-se de perfis de poços e da plotagem dos seus dados em Gráfico M-N, tem-se como objetivo fazer a classificação dos pontos do perfil, em relação aos pontos fixos, por intermédio da criação de agrupamentos (clusters) de dados que possuam alguma semelhança ou simetria, baseado no que aqui chamamos de atratividade. A partir da criação destes agrupamentos de pontos do perfil, nas vizinhanças dos pontos fixos pelos quais sofreram maior atração, faz-se a identificação de várias famílias de dados as quais, neste trabalho, serão tomadas como camadas que, dependendo de qual ponto fixo mineral estiverem mais próximas, poderão ter sua constituição mineralógica principal identificadas sem o auxílio do testemunho e, assim, obter-se o conhecimento fácies sedimentares atravessadas pelo poço.

Palavras-chave: Geofísica. Geofísica de Poço. Identificação de Fácies Sedimentares. Algoritmos Heurísticos.

ABSTRACT

The development of oil well drilling techniques and the optimization exploitation of various hydrocarbon reservoirs on the same time, an issue has drawn attention from researchers from the oil industry: identification of sedimentary facies in wells not core available. Therefore, this paper proposes the use of a heuristic algorithm based on the behavior of insects, which contributes to the interpretation of M-N Graphic on computational way. Using wells logs and plot your data in graphic M-N, we have aimed to sort of well log points in relation to fixed points, using the creation of groups (clusters) of data that have some similarity or symmetry, based on what we call attractiveness. Using the creation of these groups of points of the well log, in the neighborhood of fixed points through which suffered major attraction, we can do the identification of multiple data families which, in this work, will be taken as layers, depending on which mineral fixed point are closer, can have their main mineral composition identified without the help of the core and thus obtain the sedimentary facies knowledge overpassed by the well.

Keywords: Geophysics. Wireline logging. Sedimentary Facies identification. Heuristic algorithm.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

- Figura 1– Esquema de deposição dos turbiditos do arenito Namorado. 15
- Figura 2 – Varvito de Itu da bacia do Paraná. Registro clássico de ambiente dominado por geleira com presença de corpos de água ou lago pró-glacial. 17
- Figura 3 – Afloramento de Siltitos e arenitos finos rosados da formação Pauí, no trecho compreendido pelo Tupiratins (Tocantins e Maranhão). 18
- Figura 4 - Perfis geofísicos de raio gama (preto), resistividade (azul), densidade (vermelho), porosidade neutrônica (magenta) e sônico (verde), respectivamente. Utilizando apenas os perfis não se pode identificar quais camadas sedimentares são atravessadas pelo poço. 25
- Figura 5 - Retas de porosidade ligando o ponto da água, tangente ao eixo das ordenadas, aos diferentes pontos de minerais que podem formar uma matriz litológica. Em azul, o ponto da calcita, do quartzo em vermelho e, em magenta, o ponto da dolomita. 27
- Figura 6 - Retas de porosidade que ligam o ponto da água, tangente ao eixo das ordenadas, aos pontos dos minerais que constituem as principais rochas sedimentares. Em azul, a reta da calcita, em vermelho a reta do quartzo e, em magenta, a reta da dolomita. 29
- Figura 7 – Gráfico M-N com os principais minerais que constituem as rochas sedimentares (vermelho) e os principais argilominerais (azul). 31
- Figura 8 – Observa-se retas de porosidade, com as quais se calcula os parâmetros M para cada ponto do perfil (preto). 32
- Figura 9 - Retas de porosidade dos minerais. Pontos do perfil (preto) para o cálculo dos parâmetros N. 33
- Figura 10 - Gráfico M-N onde os pontos do perfil (cruz) coincidem com os pontos fixos correspondentes a litologia da camada estudada. 35
- Figura 11 – Identificação mineralógica é perturbada devido a presença de argila na composição da rocha. 36

Figura 12 – Nuvem de pontos de perfil (pretos) envolvendo os ponto fixo (vermelhos) da calcita e se afastando do ponto do quartzo. Portanto, pouca contribuição visual para a identificação do arenito.	37
Figura 13 – Perfis de raio gama natural na primeira trilha, na segunda, o perfil de densidade e sucessivamente, na terceira e quarta filas aparecem os perfis de porosidade neutrônica e sônico, respectivamente. Na quinta trilha é apresentada a descrição de testemunho marcando as profundidades de cada camada.	46
Quadro 1 - Legenda de cores e suas litologias correspondentes para os dados sintéticos.	47
Figura 14 – Gráfico M-N sem a representação do mineral gesso. Haja vista que o mesmo não ocorre no campo petrolífero.	48
Figura 15 – Gráfico M-N já com a classificação das fácies, por intermédio do algoritmo apresentado. As diferentes cores representam o número de fácies identificadas.	49
Figura 16 – Representação das fácies litológicas identificadas no algoritmo heurístico, de acordo com a sua disposição relativa em subsuperfície.	50
Figura 17 – Mostra, respectivamente, os perfis de raio gama natural, densidade, porosidade neutrônica e sônico, nas trilhas de 1 à 4. A quinta trilha representa o testemunho descrito do poço.	52
Quadro 2 - Legenda de cores e suas litologias correspondentes para os dados sintéticos	53
Figura 18 – Gráfico M-N para os intervalos do poço citados anteriormente. Em preto estão representados os pontos fixos minerais e, em vermelho, os pontos calculados para o poço, através dos perfis de porosidade.	54
Figura 19 – Representação do Gráfico M-N, confeccionado a partir do algoritmo heurístico. Os pontos pretos representam os minerais principais, os em vermelho identificam as fácies selantes e os pontos em azul representam o reservatório, identificados por intermédio da metodologia apresentada.	55

Figura 20 – Resultado do processamento realizado pelo algoritmo. A primeira trilha representa o perfil de raio gama natural. A segunda trilha é o perfil de raio gama com as camadas selante e reservatório, identificadas nas cores vermelha e azul, respectivamente. A terceira trilha reproduz a descrição do testemunho citado anteriormente.....56

LISTA DE TABELA

Tabela 1 - Classificação das fácies segundo o ambiente deposicional.....	16
Tabela 2 - Tabela com os principais minerais constituintes das rochas sedimentares e dos sedimentos argilosos. Observa-se algumas propriedades físicas e petrofísicas de cada mineral, além de dos seus respectivos valores de M e N.....	30

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO	12
2 FÁCIES SEDIMENTARES	14
3 MODELO PETROFÍSICO	21
4 MÉTODO M-N	24
4.1 Parâmetro M	25
4.2 Parâmetro N	27
5 ALGORITMO HEURÍSTICO	39
6 METODOLOGIA	42
6.1 Algoritmo inteligente	42
7 RESULTADOS	45
7.1 Dados sintéticos	45
7.2 Dados reais	50
.....	56
8 CONCLUSÃO	57
REFERÊNCIAS	58

1 INTRODUÇÃO

A indústria do petróleo cada vez mais se depara com maiores desafios. No que se refere ao final do processo de exploração, ou a interpretação geológica dos dados geofísicos de poço, as descobertas de hidrocarbonetos em ambientes geológicos cada vez mais complexos torna difícil a associação entre os eventos geológicos e as medidas das propriedades físicas mensuradas nas rochas atravessadas pelo poço. Neste trabalho, aborda-se o principal evento geológico de interesse para a indústria do petróleo, que é o reconhecimento das fácies litológicas atravessadas por um poço não testemunhado.

Nos últimos tempos, a engenharia de perfuração se desenvolve na busca de formas mais efetivas de otimização da perfuração dos poços. A engenharia de produção trabalha no sentido de efetivar a retirada do óleo, mesmo nos casos de óleos pesados em camadas geologicamente complexas. Por sua vez, a geofísica de poço opera no desenvolvimento de ferramentas cada vez mais sofisticadas, no sentido de produzir medidas de melhor qualidade. Especificamente, para a avaliação de formação, resta ainda a identificação das fácies nos poços não testemunhados.

A identificação de fácies sedimentares é de extrema importância para conhecimento geológico da bacia sedimentar ou do campo petrolífero, pelo fato de oferecer todo um histórico geológico dos processos sedimentares, as informações sobre o ambiente no qual as camadas reservatório se formaram e sob quais condições atmosféricas isto ocorreu (MENDES, 1984). Este tipo de conhecimento é muito importante para a identificação e localização dos reservatórios de hidrocarbonetos, porém a construção de poços horizontais e o avanço da exploração em direção a lâminas de água cada vez maiores têm dificultado a obtenção de testemunhos e, por consequência, a interpretação visual direta deste tipo de informação. Atualmente os poços direcionais são os mais utilizados na indústria e chega-se a um estágio tecnológico que é possível a construção de poços horizontais (fundamentais para exploração de camadas reservatório de pequena espessura), porém estudos estratigráficos que outrora contavam com a contribuição das informações dos testemunhos para caracterização do sistema petrolífero tornam-se complexos devido à dificuldade de extração de testemunhos em poços direcionais (THOMAS, 2001).

Uma das principais técnicas de interpretação geológica dos dados geofísicos de poço é conhecida como o Gráfico M-N (BURKE, 1969). Porém, este tipo de metodologia foi proposta fazendo-se considerações sobre as rochas reservatórios, como a ausência de argilosidade e constituição (matriz) monomineral, que muitas vezes não condizem com a realidade geológica, além do fato de que sua utilização pode ser bastante difícil em termos de uma interpretação a olho nu, considerando, ainda, a presença de ruído nos perfis.

A interpretação visual do Gráfico M-N, mesmo em situações simples, o olho humano é incapaz de classificar corretamente os pontos representados num Gráfico M-N. Neste trabalho, apresenta-se uma possibilidade de interpretação computacional do Gráfico M-N, a partir do desenvolvimento de um algoritmo inteligente baseado em uma heurística, desenvolvida a partir do comportamento de certas famílias de insetos em relação aos seus integrantes na presença de luzes de diferentes cores. A observação da natureza mostra que certos insetos são mais atraídos por particulares intervalos de frequências luminosas e que este comportamento se traduz em uma característica familiar. Evento semelhante acontece com diferentes colmeias (famílias) que se especializam na produção de um tipo particular de mel ou da coleta de pólen de uma particular espécie de flores (BARGHINI, 2008).

Este trabalho assume a interpretação computacional do Gráfico M-N na forma de um problema de agrupamento (clustering) e propõe-se a utilizar como ferramenta de classificação, um algoritmo de base heurística desenvolvida a partir dos estudos de Yang (2008) sobre o movimento coordenado dos vagalumes, em função da intensidade da luz emitida. Este comportamento especial dos vagalumes inspirou a regra heurística que guiou o algoritmo denominado Firefly (YANG, 2008).

A avaliação do comportamento do algoritmo inteligente apresentado neste trabalho é realizada utilizando dados sintéticos, que satisfazem ao modelo petrofísico e dados reais de poços perfurados no Campo de Namorado, na Bacia de Campos.

2 FÁCIES SEDIMENTARES

Pode-se considerar que o conceito de fácies foi introduzido por Amantz Gressly (SELLEY, 2000) quando, em 1938, identificou a presença de marcantes diferenças nos tipos de rochas e nos seus respectivos conteúdos fossilíferos em uma mesma unidade estratigráfica com idade jurássica. Gressly nomeou essas diferenças litoestratigráficas, como fácies.

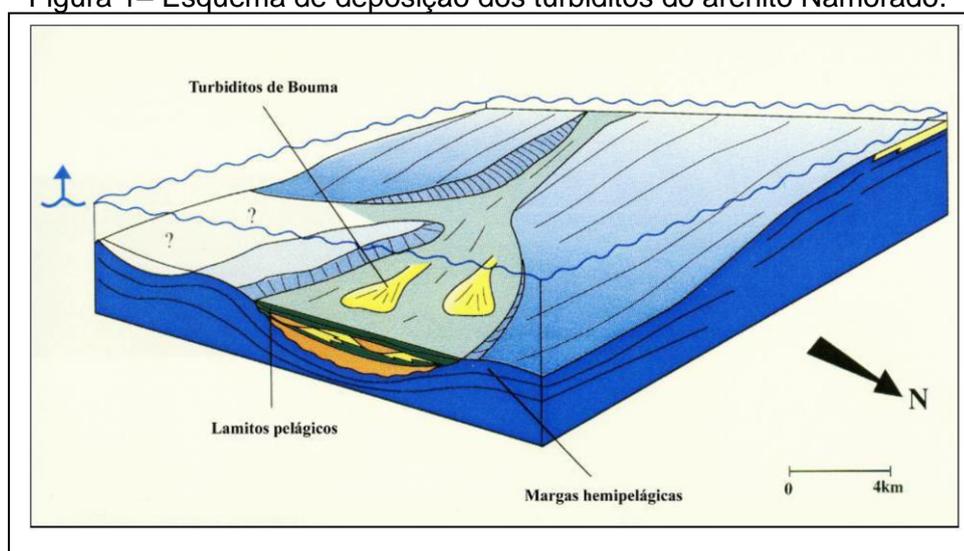
Fácies é um conceito que pode estabelecer base estatística ou evidenciar o modo ou ambiente de origem de determinados corpos sedimentares. (MENDES, 1984). Assim, o termo fácies pode ser empregado em diversos sentidos. Podendo ocorrer nas mais variadas formas, como sufixo qualitativo quando se trata, por exemplo, com biofácies, onde as camadas são diferenciadas ou classificadas levando-se em consideração apenas o seu conteúdo fossilífero; na forma de adjetivo, como em fácies fluvial; ou mesmo na forma de substantivo, como quando se diz fácies de folhelho.

É importante ressaltar que, de acordo com as práticas modernas, fácies de qualquer natureza não são unidades estratigráficas, mas possuem conotação estratigráfica com o intuito de conhecer a variação litológica ou o comportamento das características das unidades litoestratigráficas – caracterizam o sistema deposicional. Assim, pode-se distinguir fácies estratigráficas levando em consideração sua forma ou natureza dos contatos geológicos e suas relações mútuas. Além disso, têm-se as litofácies, que são subdivisões laterais de unidades litoestratigráficas caracterizadas por diferentes aspectos litológicos, os quais podem ser gerados devido a espessura de lâmina de água, tectonismo etc. Estas delimitações podem ocorrer de forma gradativa ou na forma de interdigitações. Também existem as chamadas fácies sedimentares que são definidas como sendo a parte de uma unidade estratigráfica que se diferencia das outras por atributos litológicos e paleontológicos particulares. Ou seja, é um conjunto de características de uma rocha sedimentar ou de um sedimento o qual se refere aos processos de transporte, deposição e diagêneses específicos de cada ambiente sedimentar.

O sistema turbidítico de Namorado, na bacia de Campos, é um importante exemplo de conjuntos de fácies sedimentares. Este sistema caracteriza-se pela presença de três sistemas deposicionais, representando várias fases de aporte sedimentar do canal turbidítico, segundo (CRUZ, 2003). A primeira fase

corresponde a depósitos de material grosseiro transportado por corrente turbidítica hiperpicnal – densidade do fluxo é maior que a densidade do meio -, formando fácies compostas por microconglomerados e areias grossas e médias. A segunda fase é representada por corrente de turbidez de baixa densidade (hipopicnal). A terceira e última fase é representada por um sistema de deposição característico de trato de sistema de mar alto – nível máximo da linha de praia – constituindo-se de associações de fácies pelíticas (argila, margas e calcilutitos), feições características de zona condensada – região de alta acumulação de matéria orgânica. A análise e interpretação das fácies de um depósito turbidítico, baseiam-se nos processos de transporte e no mecanismo de deposição, através de interpretações descritivas e genéricas (CRUZ, 2003). A Figura 1 representa um esquema da sedimentação do sistema turbidítico de Namorado na bacia de Campos.

Figura 1– Esquema de deposição dos turbiditos do arenito Namorado.



Fonte: Barbosa et al. (2003)

Também existem tipos de fácies que não possuem relação primária com a estratigrafia. Tem-se, por exemplo, as fácies petrográficas se referindo ao tipo de ambiente ou modo de origem de determinada rocha, utilizando-se do aspecto e composição das rochas estudadas para estabelecer sua classificação. Alguns exemplos são as fácies de folhelhos negros e fácies de evaporitos. Outros exemplos de fácies em que não se aplicam primariamente à estratigrafia são as

fácies ambientais e as tectofácies. Aquelas estão relacionadas exclusivamente com o ambiente de deposição dos sedimentos (fácies deltaicas, eólicas, fluvial e etc), enquanto estas caracterizam a variação lateral de uma unidade estratigráfica ocasionada por eventos tectônicos como, por exemplo, fácies de flysch – formada por sedimentos depositados em ambiente marinho profundo, típicos de bacias de antepaís - e fácies de molassa que são rochas de composição arenosa, com presença de argila e de conglomerados depositadas em ambiente terrestre ou marinho raso. A Tabela 1 relaciona os mais variados ambientes deposicionais, os agentes de transporte de que deram origem a cada um deles e as respectivas fácies sedimentares formadas após a deposição dos sedimentos.

Tabela 1 - Classificação das fácies segundo o ambiente deposicional.

FÁCIES	AGENTE DE TRANSPORTE	DE SEDIMENTOS
Ambiente Continental		
Fluvial/Aluvional	Rios	Cascalho, areia, argila
Eólico desértico	ou Vento	Areia, silte
Lacustre	Correntes, ondas	Areia, cascalho, argila
Glacial	Gelo	Areia, argila
Ambiente Costeiro		
Delta	Rios, ondas, marés	Areia, argila
Praia	Ondas, maré	Areia, Cascalho
Planície de maré	Correntes	Areia, argila
Ambiente Marinho		
Plataforma continental	Ondas, maré	Areia, argila
Margem continental	Correntes oceânicas	Argila, areia
Mar profundo	Correntes oceânicas	Argila

Na Figura 2, tem-se um afloramento de rocha sedimentar que tem como característica principal a sucessão de litologias, produzindo o chamado ritimito – rocha sedimentar com características rítmicas, ou seja, com repetição de estratos. Quando essa alternância de estratos ocorre de forma sazonal, dá-se o nome de varvito à litologia identificada. As fácies apresentam estratificação plano-paralela e as mais claras foram depositadas sob a ação de correntes de turbidez associadas com correntes intermediárias (ondulações), produzidas por águas de degelo, durante o verão. No inverno, tem-se decantação de argila e silte quando o corpo de água estava congelado.

Figura 2 – Varvito de Itu da bacia do Paraná. Registro clássico de ambiente dominado por geleira com presença de corpos de água ou lago pró-glacial.



Fonte: Hasui et al. (2012)

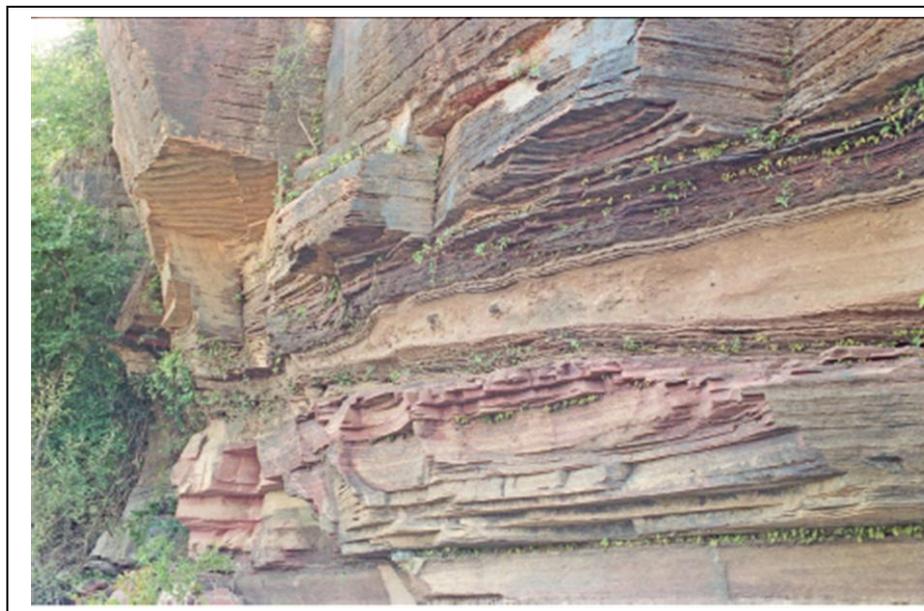
Identificando e classificando cada tipo de fácies é possível estabelecer um conhecimento geológico sobre determinada região. Conhecimento este que abrange desde os processos que deram origem a formação de rochas que está

sendo observada como, por exemplo, sua idade (tempo geológico), paleoclima da sua formação, protólitos – rocha mãe da qual os sedimentos foram originados - que deram origem aos sedimentos depositados e compactados (diagênese), paleoambientes que influenciaram na formação de estruturas sedimentares, até o conhecimento de organismos que viveram durante a formação da fácies e que deixaram suas contribuições fossilíferas. Estas contribuições, têm suma importância na geração de hidrocarbonetos e até na qualidade desta substância, haja vista que o processo de formação de petróleo está intimamente ligado ao tipo de matéria orgânica acumulada na região, o que garante extrema importância ao estudo dos ambientes deposicionais que influenciaram em todo o processo de formação da fácies sedimentar.

Um estudo detalhado de fácies sedimentares pode, por exemplo, fazer total diferença no processo de determinação de um sistema petrolífero, corroborando à identificação de rochas geradoras, tipos de migração e por onde ela ocorreu, rochas reservatório e sua qualidade no que diz respeito às propriedades petrofísicas, além da determinação dos selantes deste sistema.

A Figura 3 mostra outro afloramento, o qual contribui para a identificação de fácies, assim, a produção de uma coluna estratigráfica da bacia sedimentar do Parnaíba, a qual é atravessada pelo rio Tocantins.

Figura 3 – Afloramento de Siltitos e arenitos finos rosados da formação Pauí, no trecho compreendido pelo Tupiratins (Tocantins e Maranhão).



Fonte: Hasui et al. (2012)

Como se pôde observar, o conceito de fácies sedimentares é bastante amplo e possui grande importância para a indústria petrolífera. Portanto, para a identificação de fácies, pode-se fazer uso de amostras de rocha expostas na superfície terrestre, os chamados afloramentos, ou utilizar os testemunhos retirados de intervalos litológicos que se deseja estudar em poços de exploração de petróleo. Utilizando estas amostras de rochas se podem definir com precisão as associações de fácies e, assim, identificar o ambiente no qual a rocha se formou, levando em consideração algumas de suas características como, por exemplo, suas estruturas sedimentares. Tais associações são necessárias pelo fato de que as fácies podem se formar em vários ambientes e, ainda assim, serem resultantes dos mesmos processos sedimentares (FAVERA, 2001). Por exemplo, arenitos com estratificação cruzada acanalada, podem ocorrer tanto em ambientes fluviais, quanto em ambientes de maré, praia ou glaciais, como resultado de correntes sobre um assoalho arenoso.

Sabe-se que nem sempre é possível observar as fácies com suas estruturas de forma direta. Em assoalhos oceânicos, com espessura de lâmina de água alta, é improvável que o geólogo consiga ter acesso a alguma formação, quiçá descrever suas estruturas com detalhes. Outra situação complexa se apresenta em poços de exploração de petróleo do tipo horizontais, onde não se adquirem testemunhos de sondagens de rochas da subsuperfície, devido ao formato do próprio poço, o que também dificulta a visualização das estruturas sedimentares e, conseqüentemente, faz com que não se determine as fácies sedimentares presentes nas camadas atravessadas pelo poço. As amostras de calhas, que comumente são retiradas durante a perfuração de poços, indicam a presença de várias camadas mas não possibilitam a determinação da profundidade das mesmas e, com isso, impossibilita a construção de um perfil estratigráfico correspondente às características das camadas, fazendo com que não se conheça a história da sedimentação local, diminuindo o número de informações que possam contribuir para a determinação de um sistema petrolífero. Nessas situações onde não se tem acesso às rochas em profundidade com suas características físicas preservadas, as observações passam a ocorrer de forma indireta, baseadas nos métodos geofísicos de imageamento da subsuperfície, os quais apenas localizam os contatos geológicos

das camadas (interfaces), ou nos perfis geofísicos que medem as propriedades físicas e petrofísicas das rochas no interior do poço, em seu estado natural.

3 MODELO PETROFÍSICO

A identificação de rochas reservatório com hidrocarboneto é a principal preocupação da geofísica de exploração. Sabe-se que as principais rochas para a acumulação de tais substâncias são as rochas sedimentares, as quais podem ser subdivididas em: siliciclásticas, carbonáticas e evaporíticas. Cada um desses tipos de rochas sedimentares possui uma constituição específica e distinta dos demais, o que contribui para classificação de rochas reservatório ou não.

Toda e qualquer rocha sedimentar possui sua constituição mineralógica composta pelo arcabouço – grãos que promovem a sustentação da rocha -, matriz a qual representa a fração fina presente na constituição da rocha terrígena e que, nas rochas carbonáticas, é chamada de micrita e o cimento – material precipitado quimicamente nos poros das rochas siliciclásticas que, nas rochas carbonáticas é chamado de espato.

O modelo petrofísico divide basicamente uma rocha reservatório em matriz e poro. Para este modelo, diferentemente do geológico, a matriz corresponde a todo material sólido presente na constituição da rocha independentemente de sua origem – aqui não existe mais a diferenciação entre matriz e cimento. O poro representa todo espaço vazio que possa ser preenchido por fluido (água, gás ou óleo). Neste modelo se considera que a rocha possui volume unitário, de onde se conclui que a matriz possuirá volume $(1 - \emptyset)$ igual ao da rocha, sendo \emptyset a representação da porosidade – relação entre o volume de espaços vazios da rocha (V_v) e o seu volume total (V_t) (NERY, 2013). Utilizando-se os perfis de porosidade, calcula-se a porosidade utilizando as seguintes equações de perfis geofísicos:

$$\Delta t = (S_m \emptyset) \Delta t_w + V_{sh} \Delta t_{sh} + (1 - \emptyset - V_{sh}) \Delta t_m \quad (1)$$

$$\rho = (S_m \emptyset) \rho_w + V_{sh} \rho_{sh} + (1 - \emptyset - V_{sh}) \rho_m \quad (2)$$

$$\emptyset_n = (S_m \emptyset) \emptyset_w + V_{sh} \emptyset_{sh} + (1 - \emptyset - V_{sh}) \emptyset_m \quad (3)$$

Sendo Δt , ρ e ϕ_n os valores dos perfis sônico, densidade e porosidade neutrônica, respectivamente. As variáveis Δt_w , ρ_w , ϕ_w representam os valores dos perfis de porosidade na água e os valores Δt_{sh} , ρ_{sh} , ϕ_{sh} representam os valores dos perfis com hidrocarboneto. Observa-se que quanto maior a porosidade, maiores serão os valores registrados no perfil sônico, menores no perfil de densidade e de porosidade neutrônico.

Considera-se, neste modelo, que as frações sólidas e fluidas são constituídas de material homogêneo, isotrópico e independente uma da outra. Com a construção deste modelo petrofísico de rocha, é possível agora calcular, além da porosidade, as outras propriedades físicas das rochas como saturação, permeabilidade e argilosidade, sendo esta independente de todas as outras, para fazer uma melhor avaliação de formação. A argilosidade é uma das propriedades que mais influenciam nos valores registrados pela perfilagens e é obtida a partir do perfil de raio gama, da seguinte forma:

$$V_{sh} = \frac{RG - RG_{min}}{RG_{max} - RG_{min}} \quad (4)$$

Sendo RG o perfil de raio gama obtido da perfilagem, RG_{min} o menor valor encontrado no perfil, RG_{max} o valor máximo encontrado no perfil e V_{sh} é a argilosidade encontrada na rocha, calculada a partir dos valores do perfil de raio gama.

Decorre também que, com a construção do modelo petrofísico, desenvolveu-se a equação de Archie, a qual é utilizada para avaliações das formações atravessadas pelo poço, pois interpreta os dados geofísicos quantitativamente em relação ao volume de hidrocarbonetos em subsuperfície. Abaixo, apresenta-se a forma final da Lei de Archie:

$$R_t = \frac{a \cdot R_w}{\phi^m \cdot S_w^2} \quad (5)$$

Onde R_t é resistividade da formação, ϕ é a porosidade e R_w a estimativa da resistividade da água presente na formação. A equação de Archie apresenta também valores empíricos relacionados à compactação (cimentação) da rocha estudada (m), também chamada de expoente de cimentação e o chamado coeficiente litológico (a).

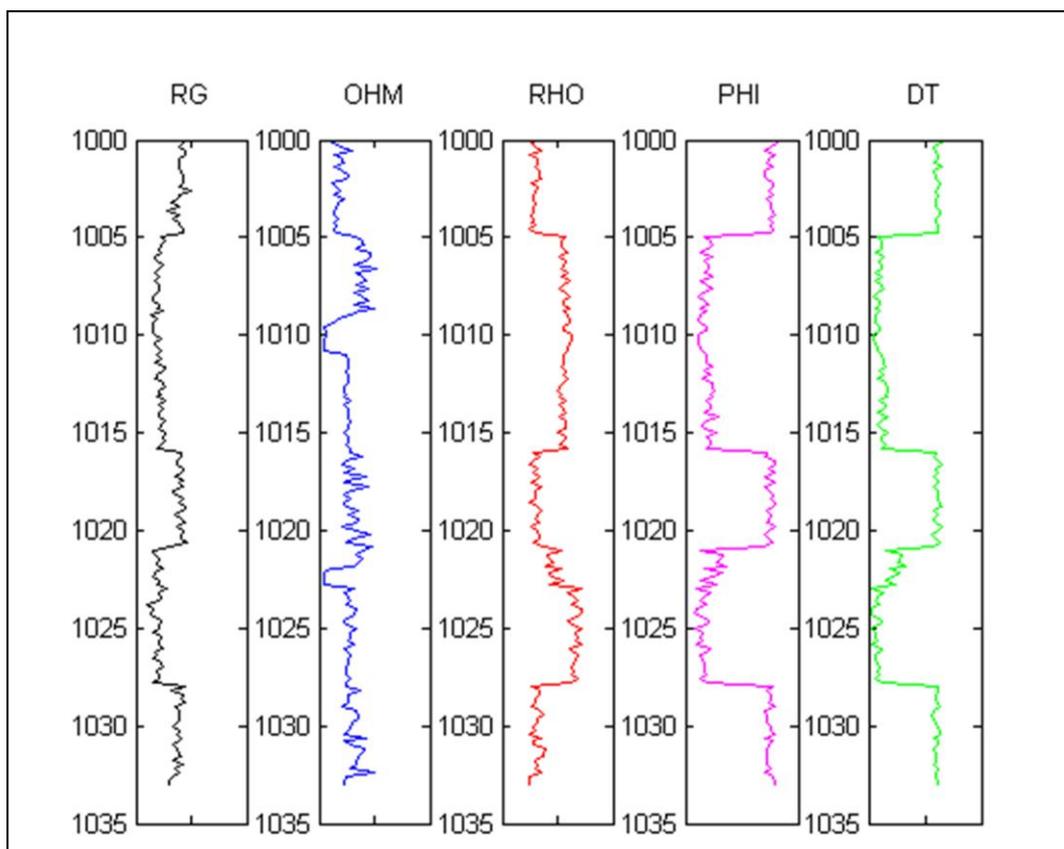
4 MÉTODO M-N

O Gráfico M-N é um dos métodos baseados nos perfis de porosidade mais utilizados na avaliação de formação para inferir o tipo de matriz (litologia), indicar a ocorrência de porosidade secundária e realizar a identificação de possíveis reservas de gás (hidrocarboneto leve) de modo, praticamente, independente da porosidade em uma determinada região do poço. Todas estas aplicações são possíveis exclusivamente na hipótese de ocorrência de rocha reservatório limpa (argilosidade nula) e matriz monomineral, onde o mineral principal é o único responsável pelo efeito da matriz sobre os perfis de porosidade (BURKE, 1969).

Baseando-se em perfis geofísicos é possível fazer análises qualitativas, separando as camadas em selante e reservatório, e quantitativas no que diz respeito ao cálculo da porosidade das camadas. No entanto, apenas com os perfis não se pode estabelecer qual tipo de rocha (arenito, calcário ou dolomita) seria a rocha reservatório, por exemplo.

A Figura 4, mostrada abaixo, evidencia como que sem informações a priori sobre a subsuperfície, torna-se arriscado informar, com precisão, quais tipos de rochas o poço atravessa. Dessa forma, faz-se necessário uma metodologia que, conjuntamente aos perfis geofísicos, contribua para a identificação litológica das camadas em subsuperfície, com o intuito de determinar o sistema petrolífero da bacia em questão e, assim, verificar a conveniência de um possível processo de produção e exploração. Uma das metodologias mais utilizadas é o Gráfico M-N.

Figura 4 - Perfis geofísicos de raio gama (preto), resistividade (azul), densidade (vermelho), porosidade neutrônica (magenta) e sônico (verde), respectivamente. Utilizando apenas os perfis não se pode identificar quais camadas sedimentares são atravessadas pelo poço.



Fonte: Elaborado pelo autor.

O Gráfico M-N utiliza combinações particulares, dois a dois, dos três perfis de porosidade (perfil de densidade, perfil sônico e perfil de porosidade neutrônica) para definir os parâmetros M e N, que são representados no plano Cartesiano. O parâmetro M é obtido a partir de uma combinação dos perfis de densidade e sônico e é apresentado ao longo do eixo das ordenadas.

4.1 Parâmetro M

O parâmetro M é calculado a partir da tangente do ângulo de inclinação da reta de porosidade formada em um gráfico que tem como eixos os perfis de densidade e sônico, a qual passa pelos pontos de água ($\rho_w, \Delta t_w$) e pelo ponto de

matriz $(\rho_m, \Delta t_m)$. Uma característica importante dos Parâmetros M e N é que eles são independentes da porosidade da rocha, como mostrado abaixo:

Partindo das equações gerais dos perfis de densidade e sônico e considerando $V_{sh} = 0$, tem-se:

$$\rho_b = \phi \rho_w + (1 - \phi) \rho_m \quad (6)$$

$$\Delta t_b = \phi \Delta t_w + (1 - \phi) \Delta t_m \quad (7)$$

Sabendo que:

$$M = \frac{\Delta t_w - \Delta t_m}{\rho_m - \rho_w} \quad (8)$$

Faz-se (6) e (7) em (8), tem-se:

$$M = \frac{\Delta t_w - [\phi \Delta t_w + (1 - \phi) \Delta t_m]}{[\phi \rho_m + (1 - \phi) \rho_m] - \rho_w}$$

Então:

$$M = \frac{\Delta t_w(1 - \phi) - \Delta t_m(1 - \phi)}{\rho_m(1 - \phi) - \rho_w(1 - \phi)}$$

Portanto:

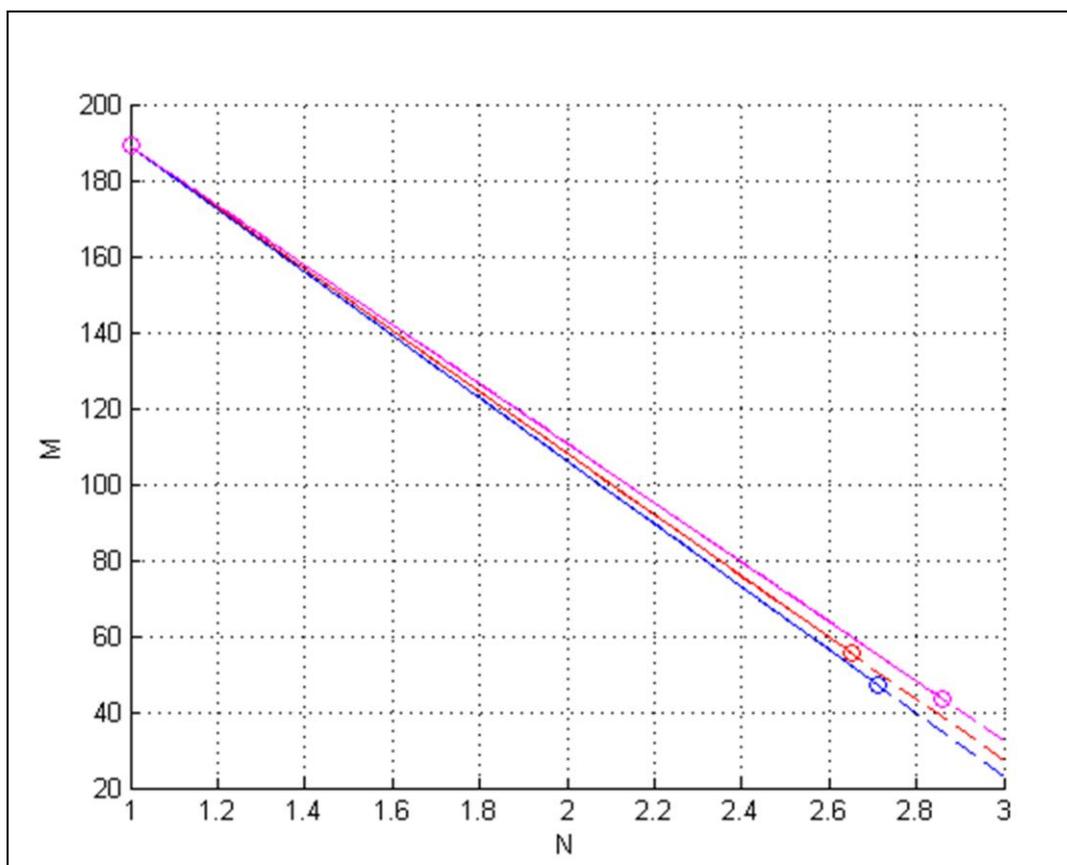
$$M = \frac{\Delta t_w - \Delta t_m}{\rho_m - \rho_w} 0.01$$

Onde os termos Δt_w e Δt_m são os tempos de trânsito no fluido e na matriz e ρ_m e ρ_w são os valores de densidade da matriz e do fluido, respectivamente. A constante 0.01 é o valor apropriado para fazer com que os parâmetros M e N possuam a mesma escala gráfica e, como mostrado, o parâmetro M independe da porosidade (ϕ).

Como mencionado, a reta de porosidade liga o ponto da água ao ponto da matriz, podendo esta ser formada por calcita, quartzo ou dolomita. Para cada mineral, pelo qual a matriz da rocha é formada, obtém-se uma reta que se diferencia das demais pelo coeficiente angular. A Figura 5 apresenta em azul, a reta que liga o ponto de água ao ponto do mineral calcita, em vermelho ao do

quartzo e em magenta ao da dolomita. A tangente de cada ângulo agudo formado pelas retas e a horizontal tem como resposta os parâmetros M para cada mineral. Ou seja, a tangente do ângulo agudo formado pela reta vermelha e a horizontal, é o parâmetro M para o mineral quartzo e, assim, sucessivamente.

Figura 5 - Retas de porosidade ligando o ponto da água, tangente ao eixo das ordenadas, aos diferentes pontos de minerais que podem formar uma matriz litológica. Em azul, o ponto da calcita, do quartzo em vermelho e, em magenta, o ponto da dolomita.



Fonte: Elaborado pelo autor.

4.2 Parâmetro N

O parâmetro N é calculado tomando-se a tangente do ângulo de inclinação da reta de porosidade, formada em um gráfico oriundo da combinação do perfil de densidade e do perfil de porosidade neutrônica. Esta reta intersecta os pontos da água (ϕ_{Nf}, ρ_f) e o ponto de matriz (ϕ_{Nma}, ρ_{ma}). Abaixo, mostra-se a independência que o parâmetro N possui em relação à porosidade.

Partindo das equações gerais dos perfis de densidade e de porosidade neutrônica e considerando $V_{sh} = 0$, tem-se:

$$\rho_b = \phi \rho_w + (1 - \phi) \rho_m \quad (9)$$

$$\phi_n = \phi \phi_w + (1 - \phi) \phi_m \quad (10)$$

Sabe-se que:

$$N = \frac{\phi_w - \phi_m}{\rho_m - \rho_w} \quad (11)$$

Substituindo-se (9) e (10) em (11), tem-se:

$$N = \frac{\phi_w - [\phi \phi_w + (1 - \phi) \phi_m]}{[\phi \rho_w + (1 - \phi) \rho_m] - \rho_w}$$

Assim,

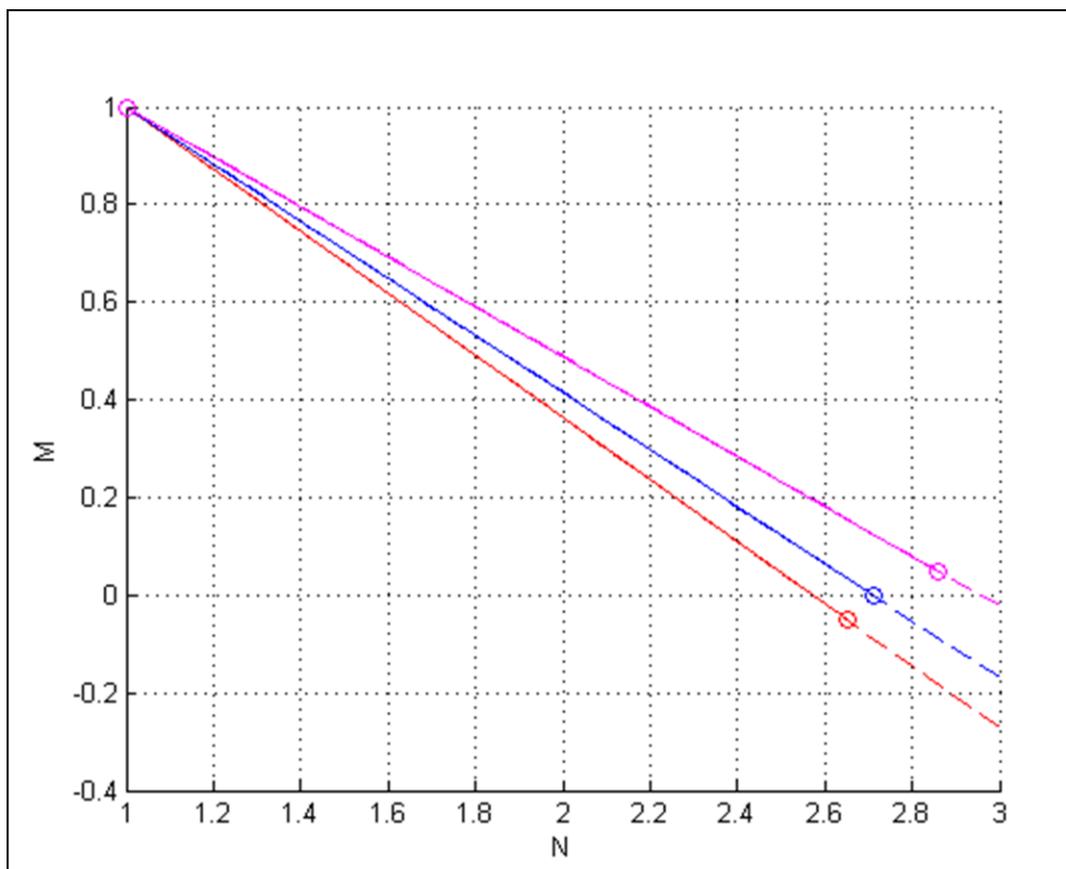
$$N = \frac{\phi_w(1 - \phi) - \phi_m(1 - \phi)}{\rho_m(1 - \phi) - \rho_w(1 - \phi)}$$

Portanto, tem-se:

$$N = \frac{\phi_w - \phi_m}{\rho_m - \rho_w}$$

Onde os termos ϕ_{Nf} e ϕ_{Nma} são, respectivamente, as porosidades neutrônicas do fluido e da matriz e ρ_{ma} e ρ_f são as densidades da matriz e do fluido, respectivamente. As equações acima mostram que o parâmetro N independe da porosidade (ϕ) da rocha. Como pode ser observado nas equações (8) e (11), os parâmetros M e N são dependentes apenas das propriedades da matriz, do fluido e independem da porosidade da rocha. Semelhantemente como o parâmetro M é calculado, faz-se para o N. Assim, a Figura 6 apresenta as retas de porosidade formadas pela ligação do ponto de água aos diferentes pontos de minerais. Dessa vez plotadas em um gráfico formado pelo perfil de densidade e o perfil de porosidade neutrônica, a tangente de cada ângulo agudo tem como resposta os parâmetros N para cada mineral.

Figura 6 - Retas de porosidade que ligam o ponto da água, tangente ao eixo das ordenadas, aos pontos dos minerais que constituem as principais rochas sedimentares. Em azul, a reta da calcita, em vermelho a reta do quartzo e, em magenta, a reta da dolomita.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Os parâmetros M e N dependem diretamente do perfil de densidade e, por intermédio desses parâmetros, faz-se o Gráfico M-N o qual é constituído por pares ordenados, na forma (N, M), com o intuito de fazer a identificação litológica da subsuperfície. A Tabela 2 mostra os principais minerais constituintes das rochas sedimentares com suas respectivas propriedades físicas e valores dos parâmetros M e N. A tabela também mostra alguns minerais que comumente aparecem na composição de argilas (argilominerais) e que, portanto, podem produzir deslocamentos dos pontos genéricos, conduzindo a uma interpretação litológica errada.

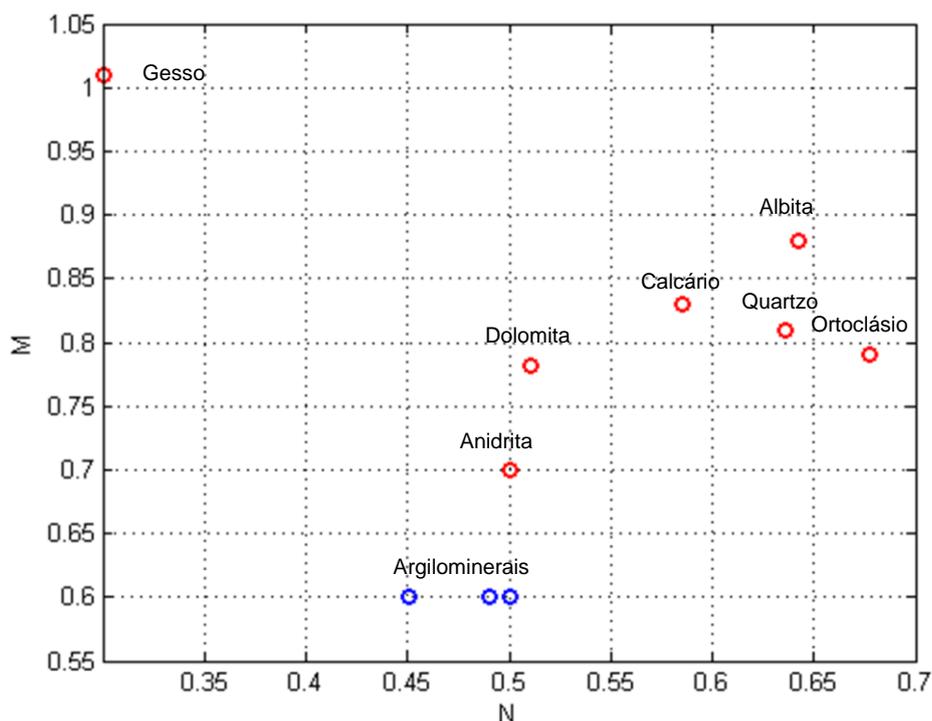
Tabela 2 - Tabela com os principais minerais constituintes das rochas sedimentares e dos sedimentos argilosos. Observa-se algumas propriedades físicas e petrofísicas de cada mineral, além de dos seus respectivos valores de M e N.

Mineral	Composição	M	N	ρ	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: Luthi (2001)

A partir das suas propriedades físicas constantes, cada mineral principal é representado por um único ponto no Gráfico M-N, denominado como ponto de referência ou ponto fixo. A partir dos valores dos perfis de porosidade mensurados em um intervalo da trajetória do poço, são calculados pares ordenados (N, M) que, lançados no Gráfico M-N, podem ser classificados em função dos pontos fixos e terem o mineral principal da rocha, neste intervalo, identificado. Desta forma, o Gráfico M-N é uma ferramenta importante na identificação litológica no interior de um poço de exploração. A Figura 7 mostra o Gráfico M-N com os pontos fixos dos principais minerais mostrados na Tabela 2, agora plotados.

Figura 7 – Gráfico M-N com os principais minerais que constituem as rochas sedimentares (vermelho) e os principais argilominerais (azul).



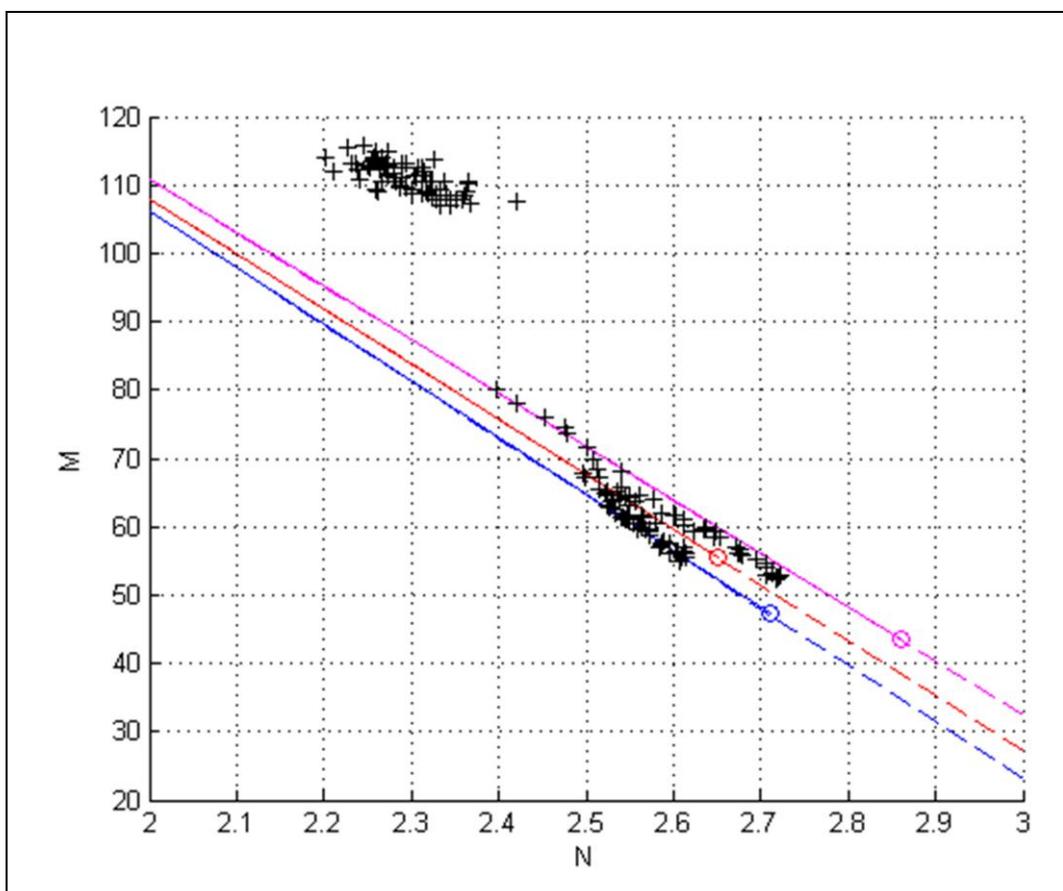
Fonte: Elaborado pelo autor.

Como mencionado anteriormente o Gráfico M-N é muito utilizado na identificação litológica, em função dos principais minerais que constituem a matriz das rochas. A figura anterior mostra que se possui um Gráfico M-N padrão, construído a partir dos minerais que já se possui determinado conhecimento sobre suas propriedades. Tendo esse gráfico com os chamados pontos fixos (minerais principais) já estabelecido, a identificação litológica de uma subsuperfície desconhecida se dá quando, realizados perfis geofísicos no interior de um poço, calcula-se a partir deles os valores dos parâmetros M e N para cada ponto do perfil.

A Figura 8 apresenta um gráfico com retas de porosidade para o cálculo de parâmetros M. Além dos pontos de água e dos pontos minerais já mencionados neste trabalho, apresentam-se pontos (cruzes) de cor preta que foram obtidos diretamente de perfis geofísicos (pontos do perfil) realizados em um poço que atravessa camadas de um modelo geológico sintético. O modelo geológico é complexo e formado por 7 camadas litológicas na seguinte ordem: folhelho (5m), calcário (6m), calcário (5m), folhelho (5m), arenito (2m), dolomito (5m) e folhelho

(5m). Algumas especificações são atribuídas ao modelo: o estudo inicia-se a uma profundidade arbitrária de 1000m, a primeira camada de calcário e a camada de arenito possuem 4 e 1 metros de suas espessuras preenchidas por hidrocarboneto (óleo), respectivamente. O modelo também apresenta a camada de arenito e dolomito como camadas multiminerais, sendo que o arenito possui, em sua constituição mineralógica, 20% do mineral dolomita, enquanto que a rocha dolomito apresenta 40% do mineral quartzo – uma forma de ilustrar que a variação litológica em subsuperfície não ocorre de forma abrupta. Sugeriu-se também que a segunda camada de calcário é uma camada litológica muito suja, ou seja, com quantidades altas de argilominerais nos seus poros.

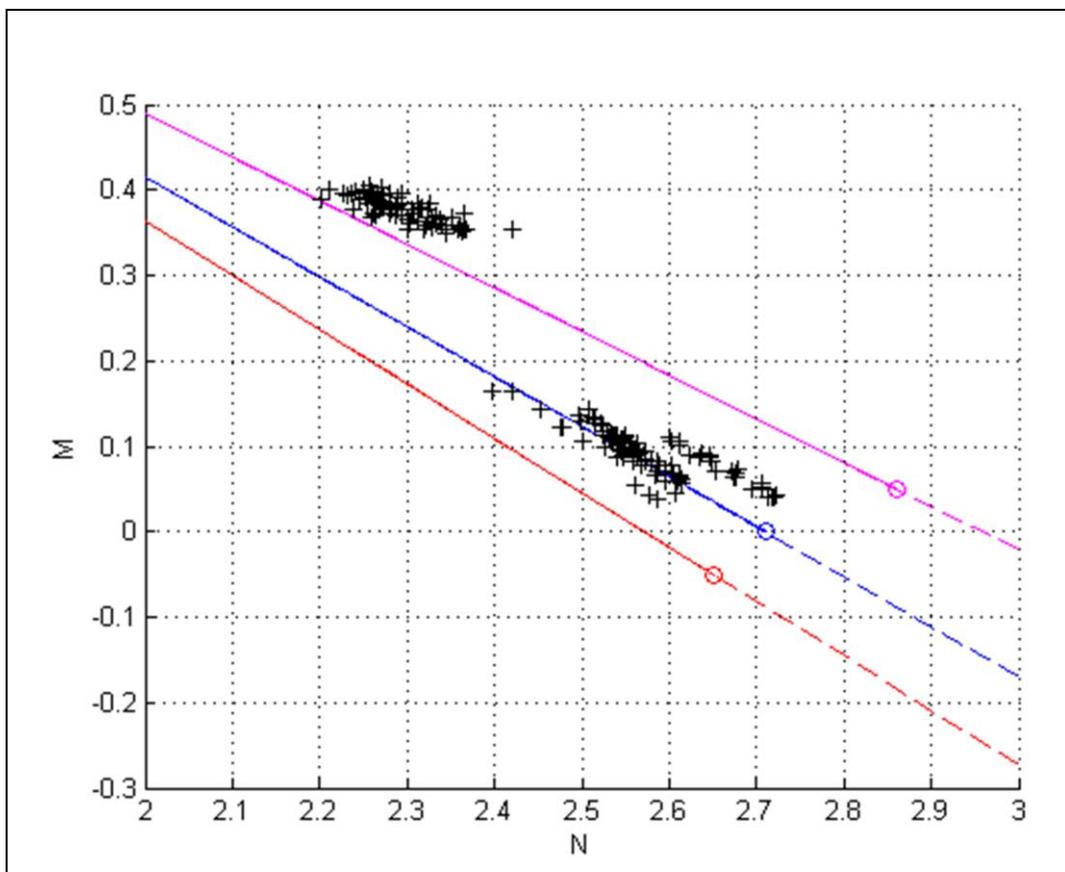
Figura 8 – Observa-se retas de porosidade, com as quais se calcula os parâmetros M para cada ponto do perfil (preto).



Fonte: Elaborado pelo autor.

Na figura anterior, observa-se que os pontos do perfil (preto) dispõem-se próximos dos pontos minerais calcita, quartzo e dolomita. Esse deslocamento ocorre porque, apesar de o modelo geológico ser sintético, tentou-se aproximá-lo de um modelo real inserindo algumas peculiaridades que ocorrem na realidade como, por exemplo, ruído durante a perfilagem geofísica e a presença de argila nos poros das rochas atravessadas pelo poço. Com as retas que ligam cada ponto do perfil ao ponto de água, calcula-se seu parâmetro M . Da mesma forma ocorre com a Figura 9, a qual apresenta retas de porosidade, em um gráfico formado por valores de densidade e porosidade neutrônica, com pontos destes mesmos perfis para o modelo geológico sintético, com a intenção de calcular os parâmetros N para cada ponto do perfil.

Figura 9 - Retas de porosidade dos minerais. Pontos do perfil (preto) para o cálculo dos parâmetros N .

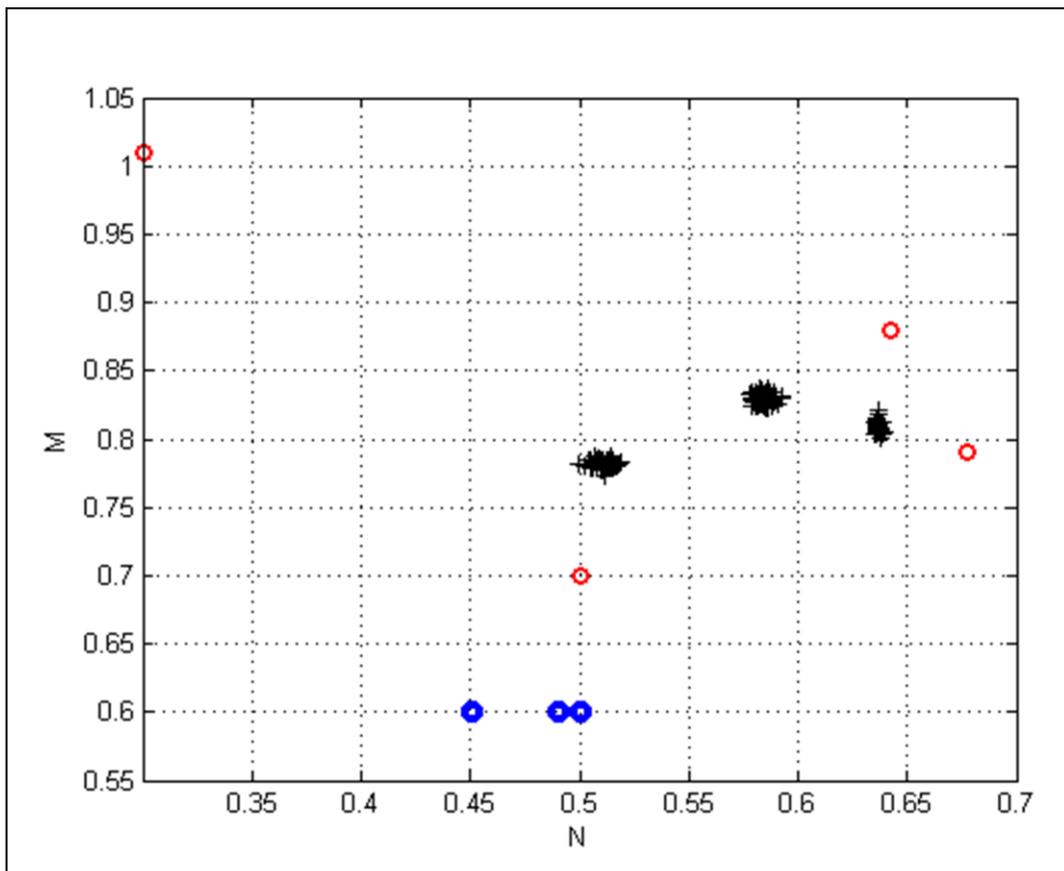


Fonte: Elaborado pelo autor.

Os pontos do perfil que se apresentam bastante deslocados nas Figuras 8 e 9, representam os valores que sofreram influência da argila. Então, plotando-se um novo gráfico, constituídos pelos parâmetros M e N já tabelados, e os novos valores de M e N calculados a partir dos perfis de porosidade, pode-se inferir a principal constituição mineralógica de uma camada e, conseqüentemente, inferir se esta camada é, por exemplo, um arenito ou calcário.

A Figura 10 mostra um caso ideal onde se considera um poço de petróleo formado por três camadas (arenito, calcário e dolomita) com argilosidade igual a zero e ausência de ruído durante a perfilagem. A figura mostra que, sob estas condições, quando plotamos os pontos fixos juntamente com os pontos retirados do perfil (pontos do perfil), estes pontos coincidem e, assim, consegue-se afirmar a litologia de cada camada, pois os pontos do perfil se aproximam do ponto fixo que corresponde ao mineral principal da camada em profundidade da qual se retirou o ponto do perfil. Os pontos fixos identificados (hachurados) correspondem aos minerais: dolomita, calcita e quartzo. Estes são os minerais principais das rochas dolomito, calcário e arenito, respectivamente.

Figura 10 - Gráfico M-N onde os pontos do perfil (cruz) coincidem com os pontos fixos correspondentes a litologia da camada estudada.

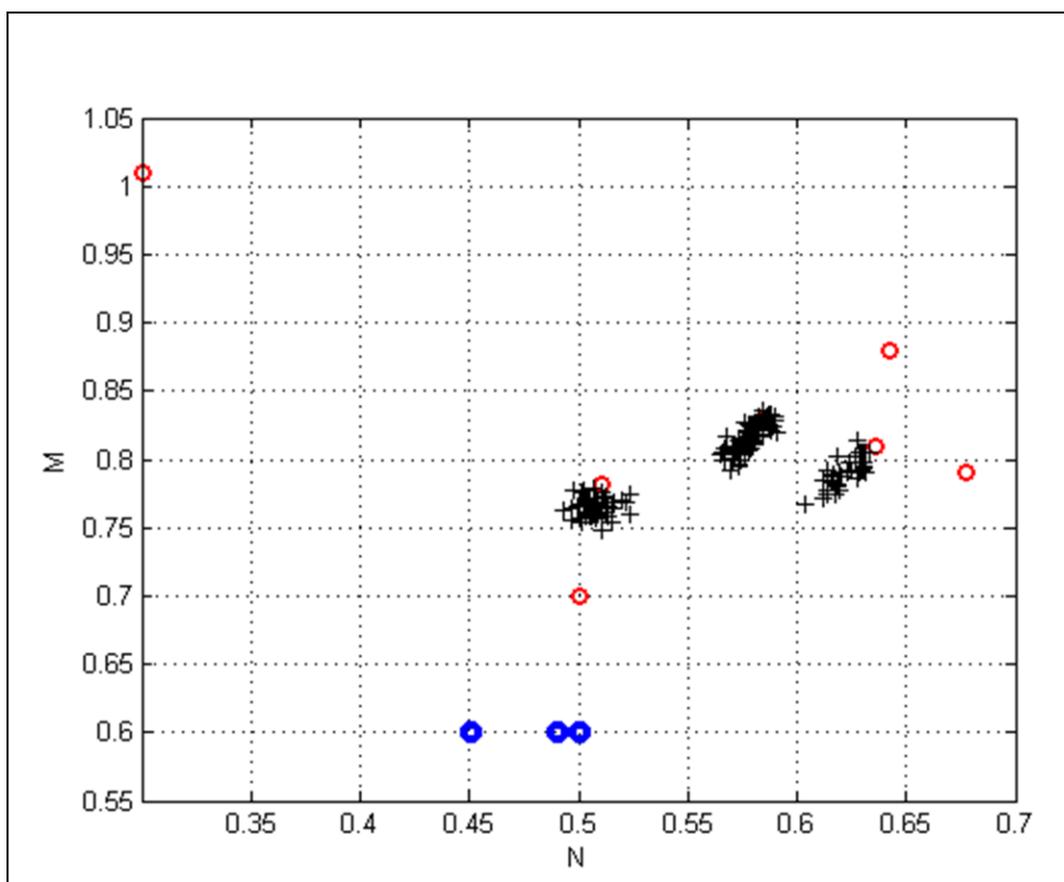


Fonte: Elaborado pelo autor.

Mostrou-se, então, um caso bastante específico no que diz respeito a geologia. Considerou-se que a rocha é monomineral, ou seja, sua matriz é constituída por apenas um mineral principal (quartzo formando arenito, calcita para o calcário etc), desconsiderando a presença de argilominerais ou mesmo a presença da água na estrutura da rocha. Por se fazer essas considerações é que os minerais, na figura anterior, foram bem identificados. Porém, sabe-se que a geologia é muito mais complexa e, portanto, dificulta a identificação exata do mineral principal que constitui a rocha. A presença de argila, como mostrado nas Figuras 8 e 9, por exemplo, faz com que os pontos do perfil se afastem dos pontos fixos, o que poderá conduzir à interpretação incorreta sobre a litologia e, conseqüentemente, a se fazer, nas próximas medidas, correções deste efeito. Além da argila outros fatores como a presença de gás e de ruídos durante a perfilagem, podem interferir

na precisão da identificação de litofácies. A Figura 11 mostra o efeito que a argila causaria no Gráfico M-N para a identificação de rochas monominerais e, a partir disso, pode-se inferir sua influência em rochas multiminerais. Os pontos do perfil, que antes coincidiam com os pontos fixos da dolomita, calcita e quartzo, agora já apresentam certo afastamento.

Figura 11 – Identificação mineralógica é perturbada devido a presença de argila na composição da rocha.

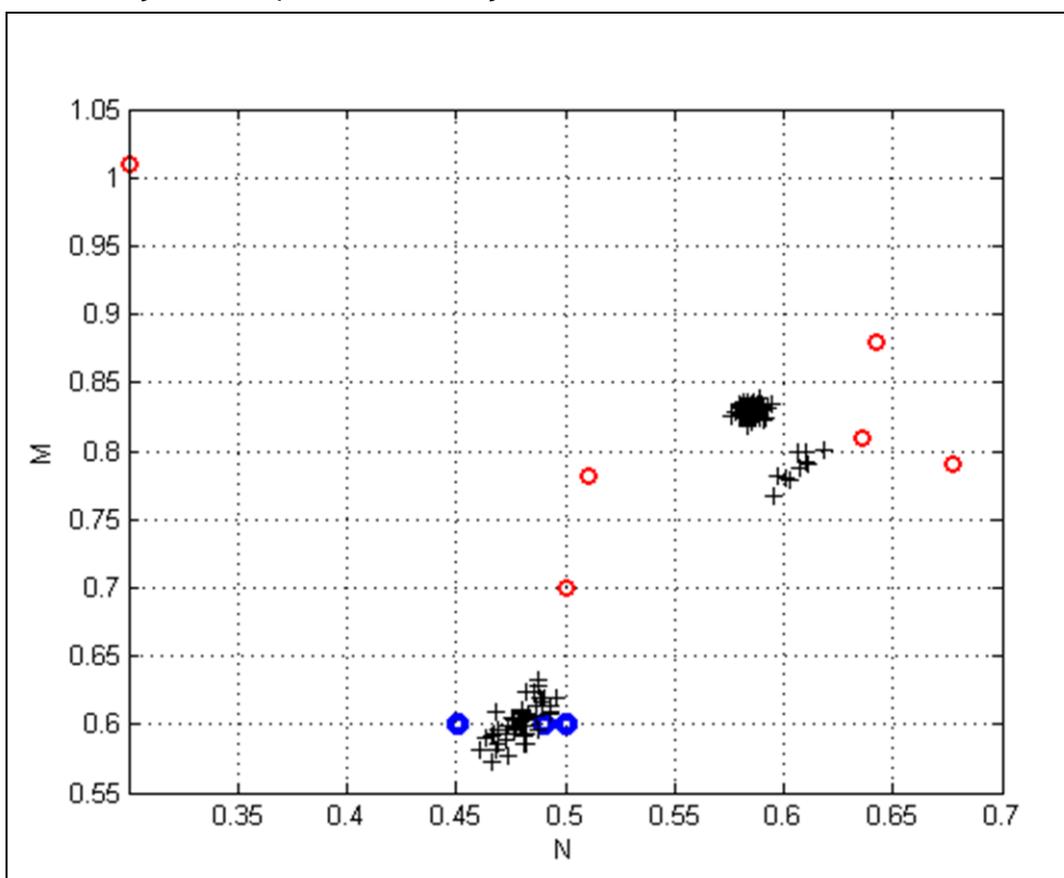


Fonte: Elaborado pelo autor.

Para uma situação na qual se possui uma rocha multimineral e a presença da argila, como no modelo geológico sintético de 7 camadas mencionado, torna-se muito difícil identificar as litofácies utilizando os olhos como instrumento. A Figura 12 mostra uma tentativa de identificar o reservatório de arenito que está com bastante argila, além de alguns minerais de dolomita. A nuvem de pontos de perfil está afastada do ponto fixo do arenito de tal forma que, apenas visualizando, não é

possível identificar com certeza se esta camada realmente corresponde ao arenito ou se todos os pontos fixos correspondem ao mineral calcita. Observa-se também a presença de pontos fixo (pretos) envolvendo os pontos dos argilominerais, o que corresponde a presença das camadas de folhelho.

Figura 12 – Nuvem de pontos de perfil (pretos) envolvendo os ponto fixo (vermelhos) da calcita e se afastando do ponto do quartzo. Portanto, pouca contribuição visual para a identificação do arenito.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Enquanto se trabalha com dados sintéticos, tem-se o conhecimento do modelo geológico criado e, portanto, algumas respostas gráficas já são esperadas. Porém, vale ressaltar que quanto mais complexo o modelo geológico se apresenta mais difícil é a identificação das camadas em subsuperfície. Entende-se modelo geológico complexo como sendo um conjunto de camadas litológicas superpostas umas sobre as outras e formadas por rochas multiminerais, com a presença de

argila nos seus poros e que, além disso, produz ruído durante uma perfilagem dentro de um poço que lhe atravessa.

Para problemas mais complexos como esse citado acima, onde não se consegue estabelecer facilmente o mineral principal de cada fácies e, portanto, não se identifica visualmente a composição da camada litológica de interesse, utiliza-se do método de agrupamento (*clustering*).

5 ALGORITMO HEURÍSTICO

Em problemas complexos que sofrem influência de ruídos, argilosidade e que, além disso, envolvem litologias multiminerais, a identificação do mineral principal de cada rocha torna-se cada vez mais difícil e, como citado anteriormente, necessita-se de ferramentas mais acuradas que consigam classificar os pontos de um Gráfico M-N.

Este trabalho utiliza um método de identificação de grupos denominado de *Clustering*. Em gráficos que contenham uma grande quantidade de dados, o olho humano não consegue estabelecer padrões para nortear sua classificação. Porém, o Clustering é uma ferramenta que, a partir da identificação de simetrias ou semelhanças no set de dados, consegue dividi-lo em grupos – conjuntos de pontos do gráfico que mantenham certa semelhança e que, neste trabalho, serão tomados como camadas litológicas. Esta ferramenta de classificação é muito utilizada em análises estatísticas, análises de imagens e em vários ramos da ciência, incluindo a engenharia (SENTHILNATH. et al., 2011).

Um algoritmo Clustering é classificado de duas formas, segundo sua constituição: constituição hierárquica ou particionada. Um algoritmo cluster dito hierárquico é aquele originado a partir de um ou mais grupos pré-existentes, sejam esses grupos maiores ou menores. Ou seja, os grupos (clusters) podem ser gerados a partir da divisão de um grupo maior, originando grupos menores ou a partir da aglutinação de grupos menores, formando um grupo maior. Por outro lado, um algoritmo clustering particionado é aquele que não obedece a uma estrutura hierárquica e, assim, gera vários grupos disjuntos os quais possuem cada um o seu centro. Este centro é obtido de dentro de uma amostra aleatória de 75% do dado. Cada ponto desse grupo aleatório tem a sua distância, em relação aos 25% dos pontos restantes, computada. Assim, o ponto central (centro do cluster) será aquele, dentro do grupo aleatório, que possui a menor soma das distâncias entre si e cada ponto pertencente aos 25% não selecionados.

Abordagens computacionais baseadas em meta-heurísticas vêm sendo muito utilizadas e em vários ramos da ciência. Os chamados *Swarm Intelligence*, são um subconjunto das ideias meta-heurísticas baseados no comportamento de agentes biológicos, dentre eles: pássaros, peixes, homens e outros. Nas duas últimas décadas, mais de doze algoritmos nesse contexto foram criados, como por

exemplo, o *Particle Swarm Optimization* (PSO), *Diferencial Evolution*, *Cuckoo Search* e *Firefly Algorithm*.

O Firefly Algorithm foi criado por Yang (2008) e é baseado nos padrões luminosos e no comportamento dos vaga-lumes. A princípio se estabelece algumas premissas a cerca dessa ideia:

- Os vaga-lumes são atraídos por outros independentemente de seu comportamento sexual.
- A atração é proporcional ao brilho do vaga-lume e estas propriedades são inversamente proporcionais à distância.
- O brilho de um vaga-lume é descrito por uma função.

A atração produzida por um vaga-lume é proporcional ao brilho que ele emite e que é visto por outros vaga-lumes adjacentes. Assim, pode-se definir a atração β , em função da distância r , da seguinte forma:

$$\beta = \beta_0 e^{-\gamma r^2} \quad (12)$$

Onde β_0 é a capacidade atração do vaga-lume quando $r = 0$.

O movimento de um vaga-lume i que é atraído por outro de maior brilho j é descrito da seguinte forma:

$$x_i^{t+1} = x_i^t + \beta_0 e^{-\gamma r_{ij}^2} (x_j^t + x_i^t) + \alpha_t \epsilon_i^t \quad (13)$$

Onde o segundo termo, do segundo membro, da equação ocorre devido a atração sofrida pelo vaga-lume, o terceiro termo é composto pelo parâmetro aleatório α_t e o vetor de números aleatórios ϵ_i^t , retirados de uma função gaussiana ou distribuição uniforme no tempo t .

Dentre os algoritmos inteligentes citados, vem sendo mostrado que o vaga-lume é o que apresenta maior eficiência para solução de problemas de engenharia no que diz respeito a otimização (YANG, 2010).

Abaixo, apresenta-se um pseudocódigo do algoritmo vaga-lume (SENTHILNATH, et al. 2011).

=====

Dados de entrada

=====

Cria uma população inicial 'n' de vagalumes em um espaço 'd' de pesquisa

x_{ik} .

Onde $i = 1, 2, \dots, n$
 $k = 1, 2, \dots, d$

O objetivo é avaliar o comportamento da população $f(x_{ik})$ quando direcionada a intensidade luminosa I_{ik} .

Parâmetros iniciais: β_0, γ

=====

Dados de saída

=====

Obtém-se o ponto mínimo

```

begin
for i = 1 até n

for j =1 até n

    if ( $I_j < I_i$ )
    move-se o vagalume i para j na dimensão d usando a Eq.(13)
    end if
    Sabe-se que a atração dos vagalumes varia de acordo com a
    distância r em  $e^{-\gamma r^2}$ .
    Avalia-se as novas soluções e atualiza-se a intensidade luminosa de
    acordo com:
                
$$I_i = f(x_i)$$


    Onde  $1 \leq i \leq n$ .
    end for j
end for i
Classifica os vagalumes e encontra o melhor dentre de acordo com a
finalidade do programa até finalizar a condição verdade.
end

```

6 METODOLOGIA

A interpretação do Gráfico M-N trata com a associação de pontos do gráfico, ou seja, pontos calculados para um determinado intervalo de um poço perfilado e um ponto fixo, calculado a partir das propriedades físicas de um mineral. Esta associação é guiada pelo critério de distância. Assim, pontos do perfil próximos a um ponto fixo são interpretados como uma camada ou fácies cuja matriz (fração sólida) é constituída na sua maior proporção pelo mineral representado pelo ponto fixo. Este é o conceito geológico de mineral principal, que em alguns casos pode ser suficiente para contornar a limitação do Gráfico M-N de admitir as rochas formadas exclusivamente por um único mineral (matriz monomineral). A presença de argila na constituição da rocha, na maioria dos casos afasta os pontos do gráfico de uma camada do ponto representativo do seu mineral principal. Estes dois fatos mostram que o critério de distância não pode ser utilizado indistintamente para a interpretação do Gráfico M-N.

6.1 Algoritmo inteligente

A observação do comportamento de diferentes famílias ou tipos de insetos na presença de diferentes frequências (cores) na luz mostrou que diferentes famílias de insetos são mais atraídas por particulares cores de luz. No entanto, a atração de insetos pela luz, até o momento, ainda não é completamente explicada pela biologia.

Este trabalho adota o comportamento de diferentes famílias de insetos, na presença de diferentes tipos de luzes, como a base heurística para a criação do algoritmo inteligente responsável pela interpretação computacional do Gráfico M-N. Para a apresentação da base heurística considera-se o seguinte experimento: Em uma caixa completamente vedada são colocadas lâmpadas de diferentes cores, em posições conhecidas, segundo o sistema cartesiano de eixos ortogonais. Estas luzes estão todas apagadas no início do experimento. Introduzem-se na caixa escura diferentes famílias de insetos. O número de famílias é totalmente independente do número de luzes, ou seja, pode-se ter mais famílias de insetos do que luzes ou mais cores de luz do que famílias de insetos.

Na situação inicial do experimento, tem-se a caixa com as luzes apagadas e as famílias de insetos voando aleatoriamente, buscando a formação de nuvens familiares em função da emissão dos feromônios característicos de uma mesma família. Na situação seguinte as luzes de diferentes cores são acesas simultaneamente. Na presença das diferentes cores, os insetos se deslocarão para as proximidades da luz pela qual têm maior atração. Nesta situação, toma-se uma imagem que reflete a posição relativa das famílias de inseto em relação às luzes que exercem maior atração. Esta imagem, no caso bidimensional, representa o Gráfico M-N, onde as luzes representam os pontos fixos, as diferentes cores representam os diferentes minerais principais e os insetos representam os pontos do gráfico calculados a partir dos perfis de porosidade mensurados em um intervalo de profundidade de um poço petrolífero.

O problema a ser resolvido trata da identificação de cada família de inseto em função da luz que exerce a maior atração. Nesta situação, utiliza-se a seguinte equação para mensurar a atratividade das nuvens,

$$\beta_{ij} = e^{-\gamma d_{ij}}. \quad (14)$$

A equação (14) é a mesma equação (12) do algoritmo Firefly (YANG, 2008), mas possui agora uma interpretação diferente. O parâmetro β representa a atratividade da luz de cor i em relação a família de insetos j . O parâmetro γ representa a função do feromônio característico de cada família. Este parâmetro se comporta em termos da quantidade de elementos de uma mesma família em uma determinada região do espaço, ou seja, quanto maior o número de elementos de uma família em uma mesma região, maior o efeito para atrair elementos da família afastados da nuvem familiar. O afastamento dos elementos da nuvem familiar é mensurado pela distância entre eles e a luz que mais atrai a sua família (d_{ij}). O movimento dos insetos afastados da nuvem em direção à luz de maior atração é regido pela equação,

$$x_j^{t+1} = x_j^t + e^{-\gamma d_{ij}^2} (x_i^t - x_j^t) \quad (15)$$

A equação (15) mostra o deslocamento dos insetos de uma mesma família em direção ao ponto de localização da luz que exerce a maior atração. Para que o parâmetro γ represente o efeito da presença do maior número de elementos de uma mesma família, ele é representado na forma,

$$\gamma = \frac{1}{n}. \quad (16)$$

Na equação (16) o parâmetro n representa o número de elementos de uma mesma família.

A utilização deste algoritmo, com base heurística, para a realização da interpretação computacional do Gráfico M-N considera o gráfico populado pelos pontos de um intervalo de profundidade de um poço como um caso bidimensional da imagem tomada da caixa de insetos e procede-se a movimentação dos pontos de insetos na direção da luz que exerce a maior atração. Com isto, tem-se a identificação do mineral principal de cada camada.

Considera-se o tempo $t = 0$, o instante em que as luzes são acesas ou o tempo em que o Gráfico M-N é construído, neste caso, tem-se a posição inicial dos pontos do gráfico. Procede-se a movimentação destes pontos segundo a equação (15).

Na natureza mesmo em cenários geológicos simples, as camadas rochosas atravessadas pelo poço não possuem a mesma espessura, conseqüentemente, o mesmo número de pontos no Gráfico M-N. O mesmo ocorre com as famílias de insetos, que naturalmente não possuem o mesmo número de elementos. Deste modo, é criado um volume padrão para mensurar o efeito do feromônio familiar sobre cada um dos elementos. No caso do Gráfico M-N esse volume ou área em que se avaliaria o número de elementos em seu interior não é possível de ser criado. Assim, é estabelecido que a identidade familiar esta associada à posição ao longo da trajetória do poço dos correspondentes pontos de uma mesma camada (família de insetos) no Gráfico M-N. Em termos desta posição se estabelece uma janela móvel, com número fixo de elementos, que se desloca ao longo da trajetória do poço no intervalo dos perfis avaliados.

7 RESULTADOS

Este trabalho apresenta uma metodologia, na forma de um algoritmo de base heurística para produzir uma interpretação geológica, em termos de fácies litológicas de um intervalo perfurado de um poço. Na prática, o Gráfico M-N adotado como a forma conveniente de codificar as medidas dos perfis de porosidade de modo a enfatizar o efeito da litologia sobre estes perfis possui grandes dificuldades de interpretação geológica. Assim, é fundamental suprir a interpretação computacional do Gráfico M-N como a informação geológica disponível sobre o campo petrolífero ou bacia sedimentar, onde o poço foi perfurado.

Neste trabalho, apresentam-se dois tipos de aplicação da metodologia desenvolvida. No primeiro caso, utilizam-se perfis sintéticos, que satisfazem o modelo petrofísico e, conseqüentemente, atendem a todas as demandas construtivas do Gráfico M-N. Novamente, matriz monomineral e ausência de argilosidade na constituição das rochas reservatórios. No caso sintético, aborda-se a utilização isolada do algoritmo de base heurística, isto é, sem a necessidade da informação geológica a priori.

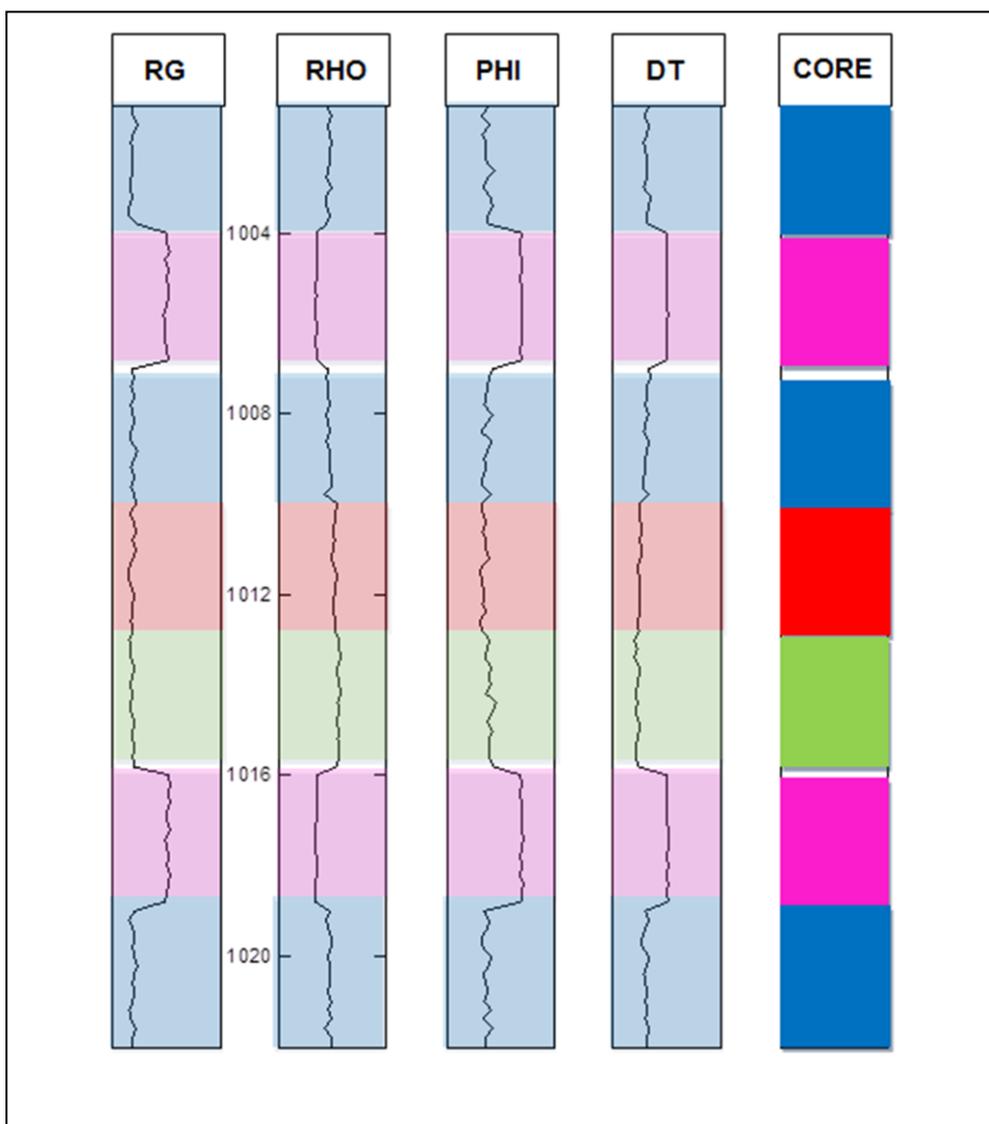
O segundo caso de avaliação da metodologia apresentada, trata da sua utilização com perfis reais. São utilizados os perfis de porosidade de um poço perfurado na Bacia de Campos e testemunhado na Formação Macaé, onde ocorre o arenito Namorado que nomeia o campo petrolífero. Agora, a informação geológica é necessária. Esta informação a priori se traduz pela eliminação de pontos fixos do Gráfico M-N representativos de minerais que se possui evidências geológicas da sua não ocorrência no Campo de Namorado, como, por exemplo, a anidrita. Deste modo, o Gráfico M-N utilizado para a identificação das fácies litológicas com a utilização de dados reais não possui o ponto fixo da anidrita.

7.1 Dados sintéticos

O exemplo de dados sintéticos aqui utilizados representa um poço que atravessa um conjunto de sete camadas distribuídas entre folhelho, arenito, calcita e dolomita. A Figura 13 mostra os perfis deste poço de modo que na primeira trilha aparece o perfil de raio gama natural, na segunda, o perfil de densidade e

sucessivamente, na terceira e quarta filas aparecem os perfis de porosidade neutrônica e sônico, respectivamente. Na quinta trilha é apresentada a descrição de testemunho marcando as profundidades de cada camada.

Figura 13 – Perfis de raio gama natural na primeira trilha, na segunda, o perfil de densidade e sucessivamente, na terceira e quarta filas aparecem os perfis de porosidade neutrônica e sônico, respectivamente. Na quinta trilha é apresentada a descrição de testemunho marcando as profundidades de cada camada.



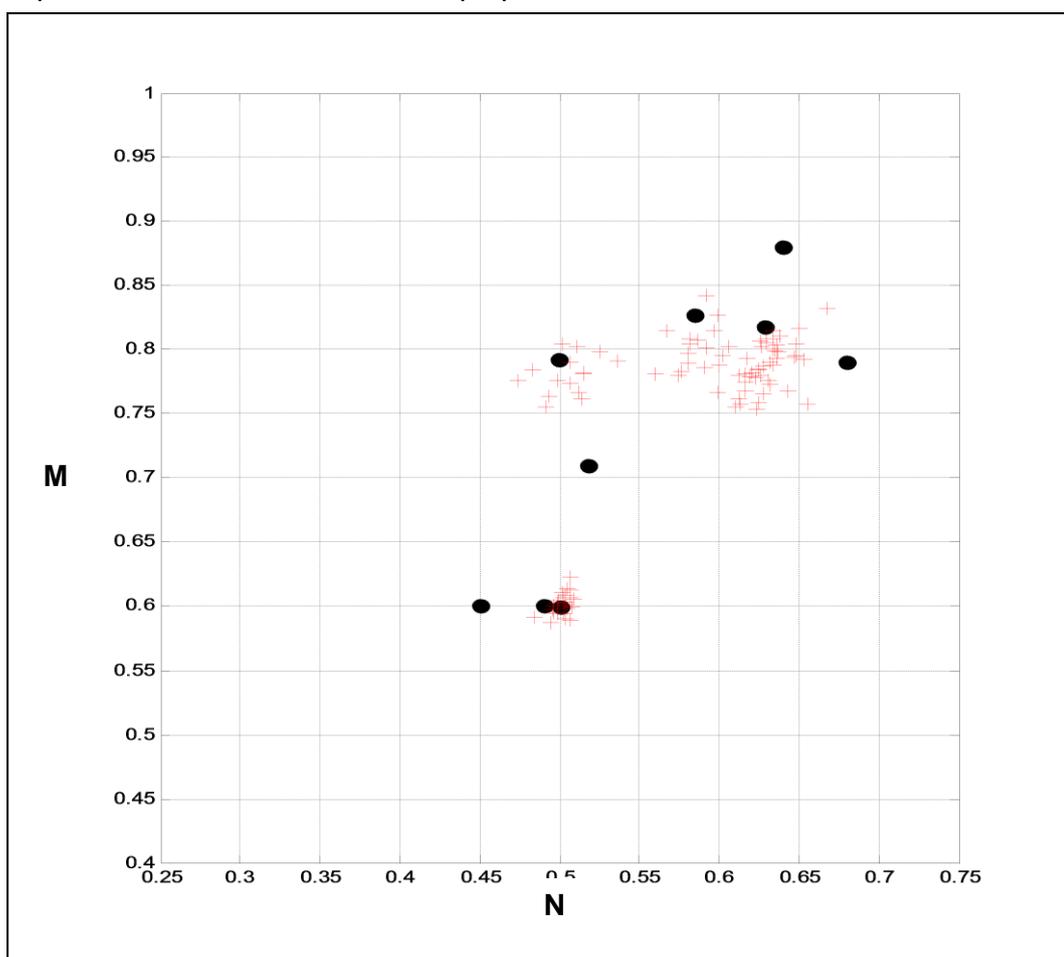
Fonte: Elaborado pelo autor.

A figura anterior identifica várias litologias diferentes e, para melhor diferenciação, utilizou-se cores diferentes de acordo com o Quadro 1, mostrado abaixo:

Quadro 1 - Legenda de cores e suas litologias correspondentes para os dados sintéticos.	
Cor	Fácies litológicas
Azul	Arenito
Rosa	Folhelho
Vermelho	Calcário
Verde	Dolomita

A Figura 14 mostra o Gráfico M-N com a introdução da informação a priori de que o mineral gesso não ocorre neste campo petrolífero. Assim, comparado com a figura tradicional do Gráfico M-N, a Figura 14, que mostra os pontos minerais marcados pelos círculos em preto, apresenta a ausência do ponto fixo do gesso. Isto implica, que, em termos do algoritmo, não existe uma cor associada ao mineral gesso e assim, ele não é parâmetro de classificação das fácies litológicas. Os pontos do intervalo do poço apresentado na Figura 13 e calculados a partir dos perfis de porosidade são apresentados como cruzes em vermelho na Figura 14.

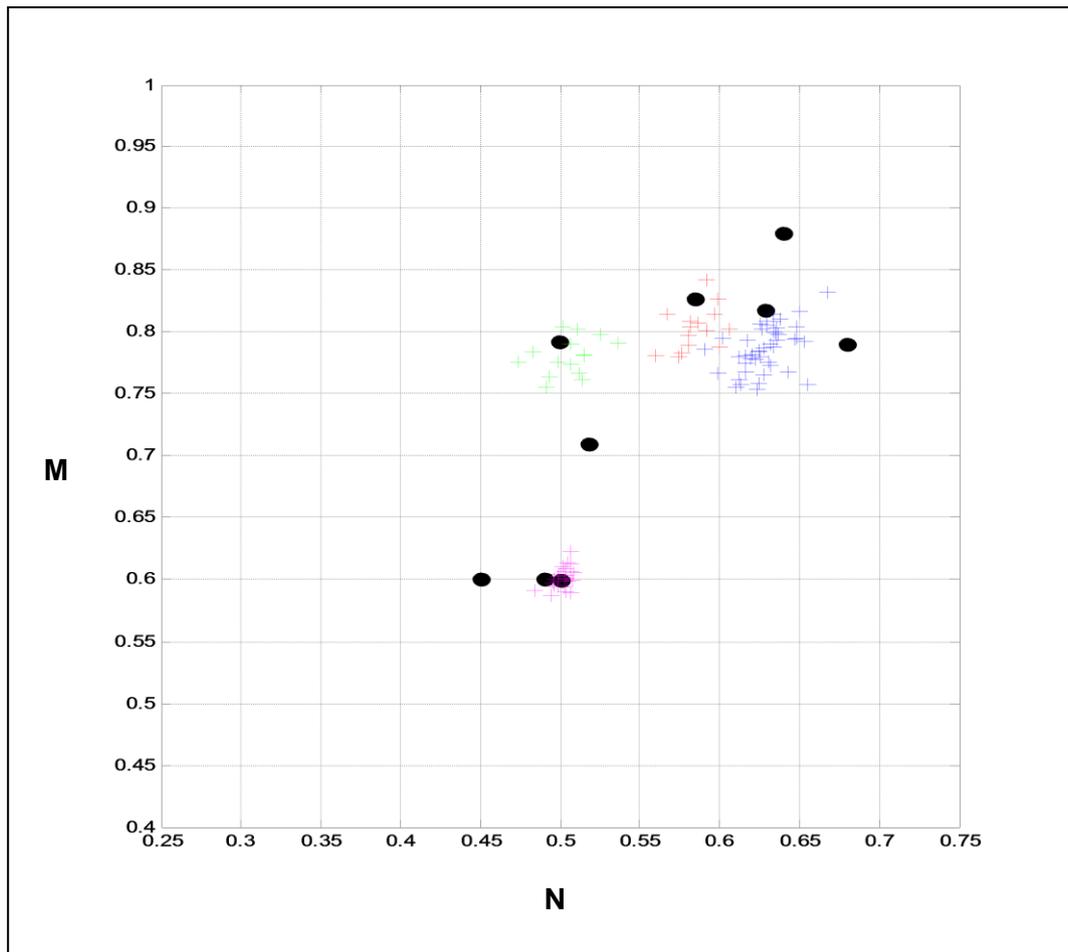
Figura 14 – Gráfico M-N sem a representação do mineral gesso. Haja vista que o mesmo não ocorre no campo petrolífero.



Fonte: Elaborado pelo autor.

A Figura 14 representa imagem bidimensional da caixa escura imediatamente após o acender das luzes. Com esta posição inicial dos insetos, procede-se a sua classificação em termos da atração que cada cor exerce sobre cada família. A Figura 15 mostra a classificação dos pontos do Gráfico M-N produzida pela aplicação do algoritmo aqui apresentado. Toma-se a posição inicial de cada inseto (ponto) como mostrado na Figura 14, com cada família representada por cruzes na cor da luz que as atraiu, segundo a mesma legenda de cores mostrada na quinta trilha da Figura 13.

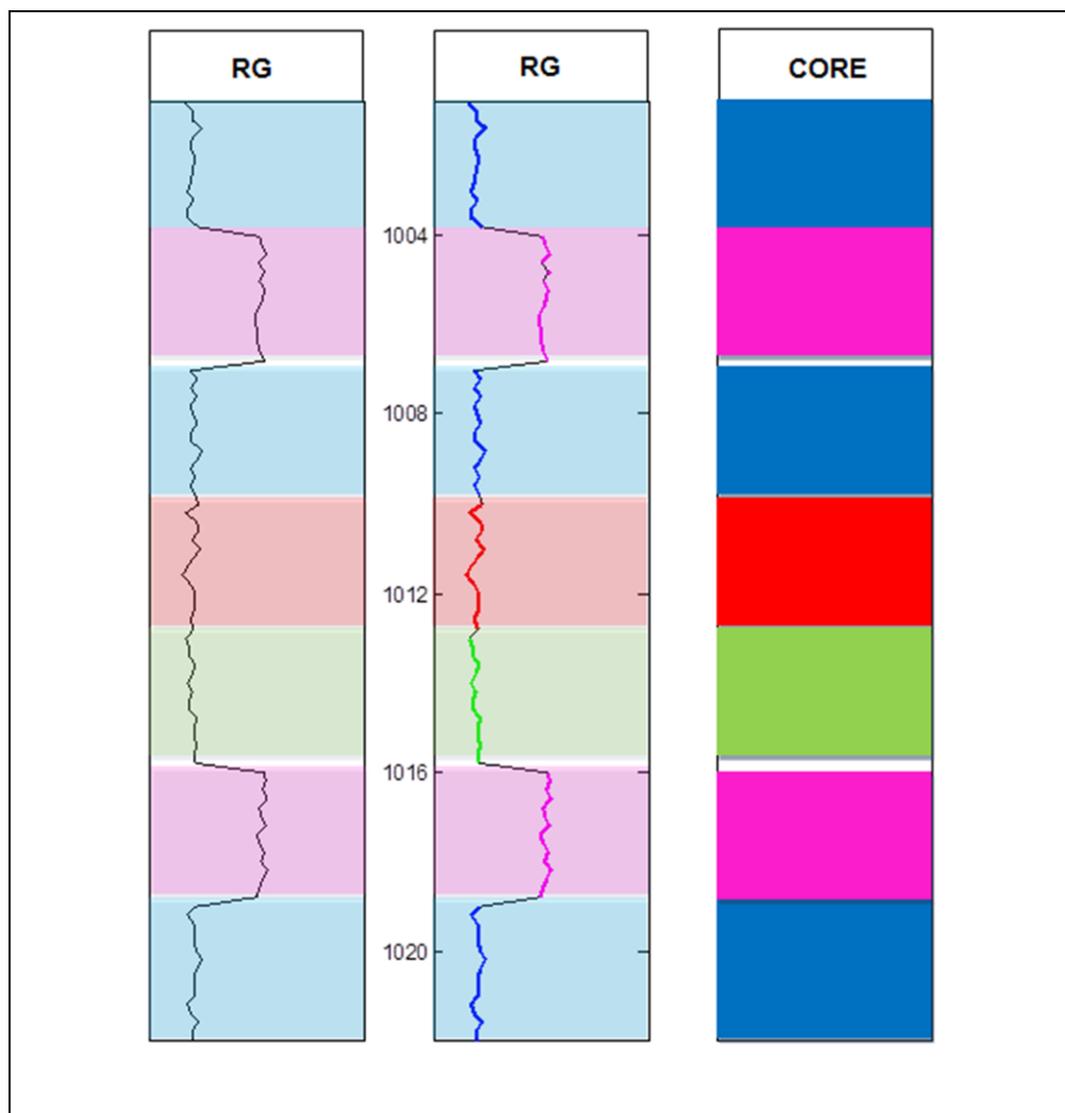
Figura 15 – Gráfico M-N já com a classificação das fácies, por intermédio do algoritmo apresentado. As diferentes cores representam o número de fácies identificadas.



Fonte: Elaborado pelo autor.

A Figura 16 mostra o resultado da classificação das fácies litológicas realizada pelo algoritmo de base heurística, mostrando ao longo da trajetória do poço a litologia, a espessura e a posição relativa de cada camada. Nesta figura, utiliza-se a mesma legenda de cores adotada anteriormente. Na primeira trilha é apresentado o perfil de raio gama natural, que é tomado como referência para a representação das fácies litológicas apresentadas pelas linhas sobrepostas que aparecem na segunda trilha e seguem a legenda apresentada na terceira trilha de descrição do testemunho.

Figura 16 – Representação das fácies litológicas identificadas no algoritmo heurístico, de acordo com a sua disposição relativa em subsuperfície.



Fonte: Elaborado pelo autor.

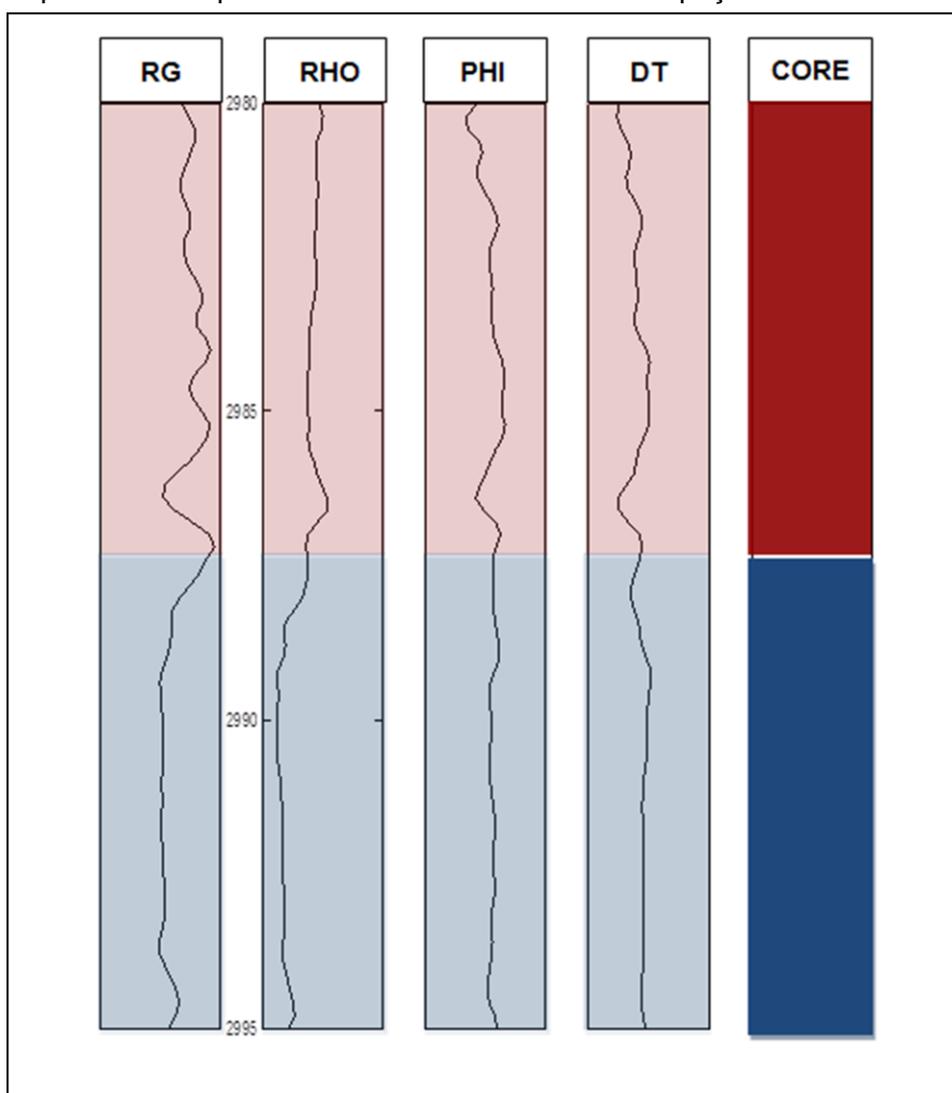
7.2 Dados reais

A apresentação do comportamento do algoritmo de base heurística para a realização da interpretação computacional do Gráfico M-N e a produção do zoneamento do poço, ou a identificação da litologia, da espessura e da disposição de cada camada ao longo da trajetória do poço com a utilização de dados reais é muito mais complexa que no caso da utilização de dados sintéticos, fundamentalmente pela não satisfação dos dados reais ao modelo petrofísico.

Assim, uma utilização realista do algoritmo aqui apresentado requer a utilização da informação geológica disponível sobre os principais tipos litológicos presentes no campo em estudo.

A Figura 17 mostra na primeira trilha o perfil de raio gama natural e nas trilhas de números três à quatro, respectivamente os perfis de porosidade: densidade, porosidade neutrônica e sônico. A quinta trilha mostra a descrição de testemunho realizada neste intervalo do poço. Neste exemplo, tomou-se apenas uma fácies selante e uma fácies reservatório, de modo a produzir um Gráfico M-N que pudesse ser interpretado visualmente de modo a se ter um parâmetro de avaliação do comportamento do algoritmo apresentado. Entre as profundidades de 2980 e 2987 metros, aparece a fácies selante e no intervalo de 2975 a 2995 metros, aparece a fácies reservatório.

Figura 17 – Mostra, respectivamente, os perfis de raio gama natural, densidade, porosidade neutrônica e sônico, nas trilhas de 1 à 4. A quinta trilha representa o testemunho descrito do poço.



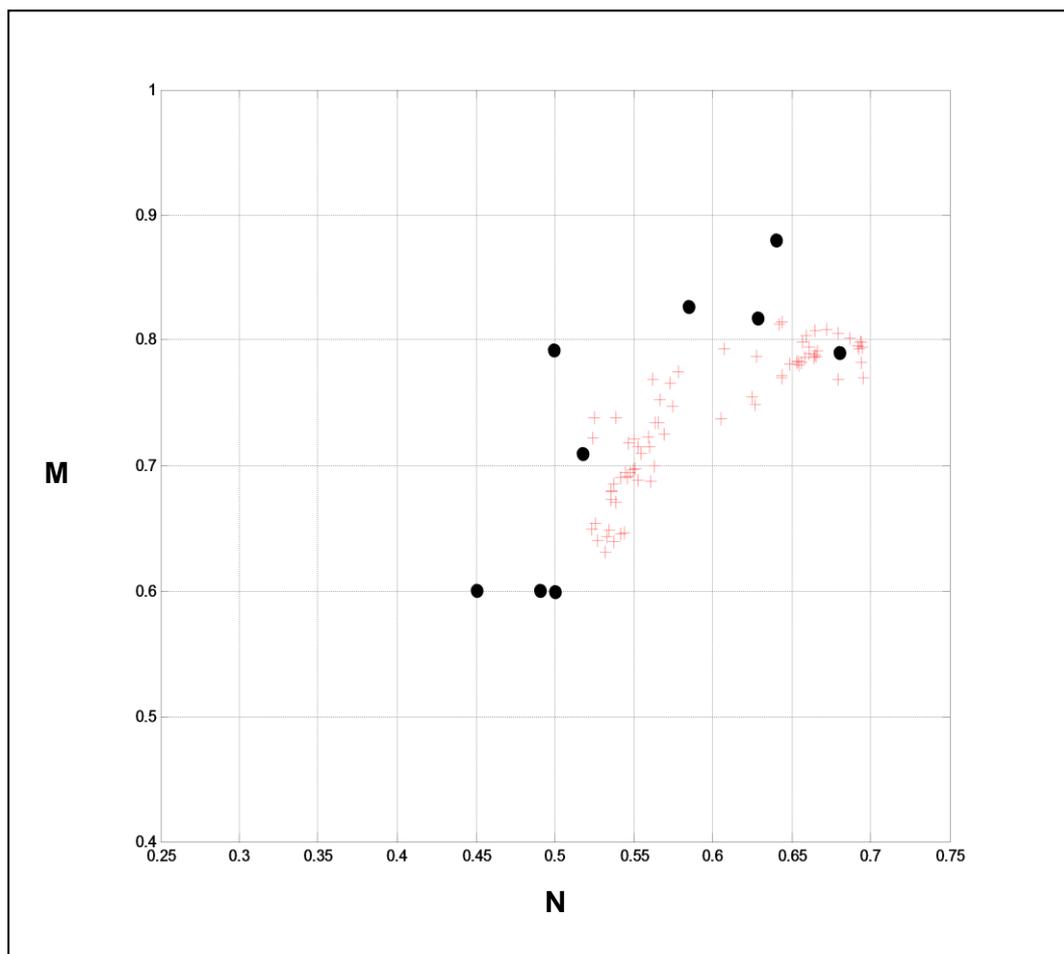
Fonte: Elaborado pelo autor.

A descrição geológica das fácies da figura anterior é mostrada no Quadro 2 que ilustra ainda a legenda de cores adotada pelo algoritmo, como pode ser visto abaixo:

Quadro 2 - Legenda de cores e suas litologias correspondentes para os dados sintéticos.	
Cor	Fácies litológicas
Azul	Arenito médio com deformação interna. Presença de clastos com arranjo desordenado, mal selecionado e ângulos (aspecto de brechas).
Vermelho	Folhelho siltico laminado, moderadamente bioturbado. Ocorre presença de material fosfático.

A Figura 18 mostra o Gráfico M-N para este intervalo de poço. Os círculos em preto representam os pontos fixos minerais e as cruzes em vermelho os pontos do poço, calculados a partir dos perfis de porosidade, como mostrados na figura anterior. A interpretação visual deste Gráfico M-N, infelizmente, não é coerente com a descrição de testemunho mostrado na Figura 17 e no Quadro 2. Neste caso, a utilização do Gráfico M-N se mostra não realista. Com a utilização da informação geológica disponível para este campo obtida a partir da descrição de testemunho de vários outros poços, as camadas apresentadas na Figura 18 correlacionam-se com o quartzo como mineral principal da camada reservatório e o folhelho com a camada selante. Neste caso, o algoritmo de base heurística produz a interpretação computacional do Gráfico M-N mostrado na figura anterior considerando apenas os pontos fixos associados ao quartzo e ao folhelho.

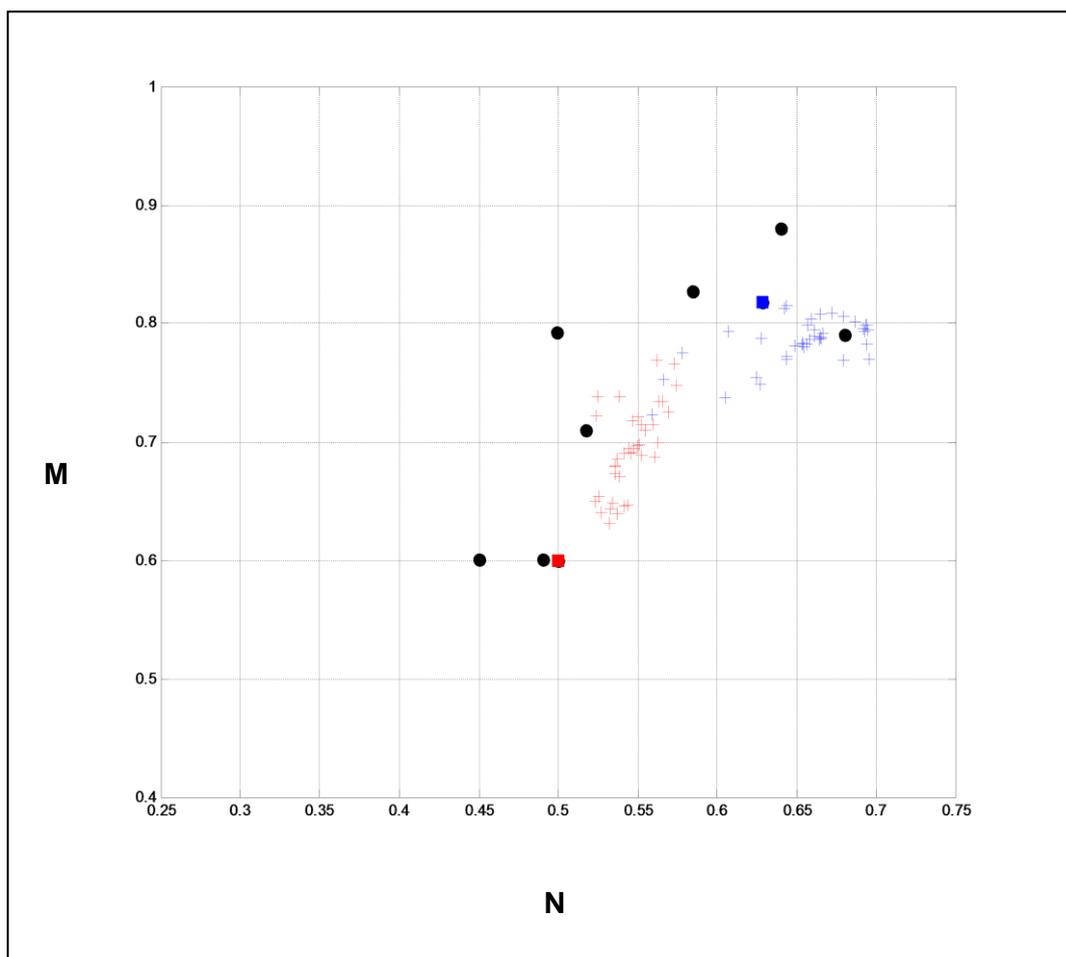
Figura 18 – Gráfico M-N para os intervalos do poço citados anteriormente. Em preto estão representados os pontos fixos minerais e, em vermelho, os pontos calculados para o poço, através dos perfis de porosidade.



Fonte: Elaborado pelo autor.

A Figura 19 mostra o resultado da interpretação computacional do Gráfico M-N, modificado pela informação geológica e realizado pelo algoritmo de base heurística. Os quadrados representados nas cores em vermelho e azul mostram, respectivamente, as fácies selante e reservatório, utilizadas na interpretação. As cruzes nas cores correspondentes representam os pontos classificados.

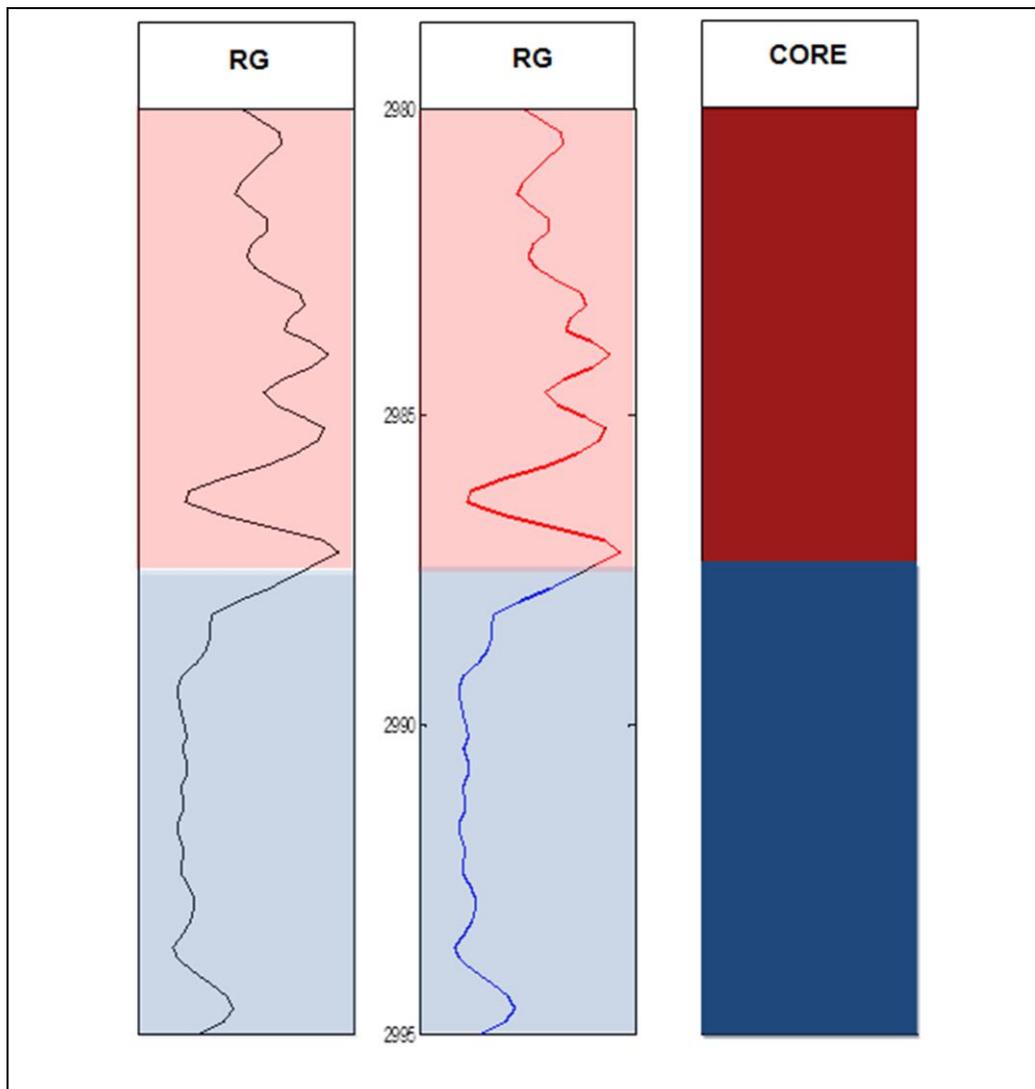
Figura 19 – Representação do Gráfico M-N, confeccionado a partir do algoritmo heurístico. Os pontos pretos representam os minerais principais, os em vermelho identificam as fácies selantes e os pontos em azul representam o reservatório, identificados por intermédio da metodologia apresentada.



Fonte: Elaborado pelo autor.

A Figura 20 mostra o resultado final do processamento realizado pelo algoritmo de base heurística com a produção do zoneamento do intervalo do poço. A primeira trilha mostra o perfil de raio gama natural original que, é tomado como o perfil de referência. A segunda trilha mostra o perfil de raio gama natural, com a sobreposição da linha na cor vermelha para os limites da trajetória do poço ocupada pela camada selante. A sobreposição do perfil de raio gama natural pela linha na cor azul, mostra a localização da camada reservatório. A terceira trilha reproduz a descrição de testemunho mostrada na Figura 17 e utilizada para a validação do zoneamento produzido pelo algoritmo de base heurística.

Figura 20 – Resultado do processamento realizado pelo algoritmo. A primeira trilha representa o perfil de raio gama natural. A segunda trilha é o perfil de raio gama com as camadas selante e reservatório, identificadas nas cores vermelha e azul, respectivamente. A terceira trilha reproduz a descrição do testemunho citado anteriormente.



Fonte: Elaborado pelo autor.

8 CONCLUSÃO

A identificação de fácies, ou particularmente, a identificação de fácies litológicas em poços não testemunhados é um problema de extrema complexidade. A ferramenta clássica da avaliação de formação, que é o Gráfico M-N em muitos casos pode não apresentar uma solução realista, mas considera-se que ela representa uma eficiente codificação da informação geológica em termos das propriedades físicas apresentadas nos perfis de porosidade. A metodologia aqui apresentada buscou promover uma interpretação computacional do Gráfico M-N a partir do desenvolvimento de um algoritmo de base heurística que soluciona um dos principais problemas da interpretação visual do Gráfico M-N. Os pontos (M,N) calculados com perfis de porosidade reais não possuem uma distribuição no plano (M,N) semelhante aos pares calculados a partir do modelo petrofísico. Especificamente, alguns pontos de uma mesma camada ou fácies litológica não aparecem nas proximidades do ponto fixo, que representa o mineral principal desta camada. Assim, de modo a manter-se a coerência litológica ao longo da trajetória do poço, o conceito de nuvem não é mais válido para um grande número de casos. Assim, o algoritmo apresentado neste trabalho soluciona este problema no seu próprio contexto, isto é, a interpretação computacional do Gráfico M-N não exige a aplicação de um pós-processamento para a manutenção da coerência ao longo da trajetória do poço.

Apesar dos resultados produzidos, pelo algoritmo de base heurística, na realização da interpretação computacional do Gráfico M-N, propõe-se, como trabalhos futuros, no sentido de aprimorar a interpretação das fácies litológicas dos poços não testemunhados, o desenvolvimento de formas de codificação dos dados dos perfis mais realistas que o Gráfico M-N e de tal modo que a utilização do algoritmo aqui apresentado possa promover uma identificação de fácies nos casos em que os poços atravessem cenários geologicamente mais complexos.

REFERÊNCIAS

- BARBOZA, E.G.; TOMAZELLI, L.J.; VIANA, A.R. Análise preliminar da geometria deposicional dos tubiditos do Campo de Namorado, Bacia de Campos, RJ. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE P&D EM PETRÓLEO E GÁS, 2, 2003, Rio de Janeiro. *Anais...* Rio de Janeiro: ABPG, 2003. v. 1.
- BARGHINI, A. *Influência da iluminação artificial sobre a vida silvestre: técnicas para minimizar os impactos, com especial enfoque sobre os insetos*. 2008. 242f. Tese (Doutorado) – USP, IB, Programa de Pós Graduação em Ecologia, São Paulo, 2008.
- BARROS, C. *Solução da equação de Archie com algoritmos inteligentes*. 2011. 83f. Tese (Doutorado) – UFPA, CPGf, Belém, 2011.
- BURKE, J.; CAMPBELL, R.; SCHIMIDT, A. The lithoporosity crossplot. In: SPWLA Logging Symposium, 10th, 1969, Indiana. *Proceeding Local: Society of petroleum engineers*, 1969. p.01-29.
- CHIU, S. Identificação do modelo fuzzy com base na estimativa de Cluster. *Journal of Fuzzy e Sistemas Inteligentes*, v. 2, n. 3, p.267-278, Set.. 1997.
- CRUZ, M. M. *Aplicação de perfilagem geofísica e sísmica na caracterização da faciologia do reservatório de Namorado*. 2003. 107 f. Dissertação (Mestrado) - Universidade Federal Fluminense, Rio de Janeiro, 2003.
- ELLIS, D. V. *Well logging for earth scientists*. New York. USA: Elsevier, 1987. 532p.
- FÁVERA, J.G.D. *Fundamentos de estratigrafia moderna*. 1. ed. Rio de Janeiro: Eduerj, 2001. p.121 - 146.
- NERY, G. G. *Perfilagem geofísica em poço aberto*. Rio de Janeiro: SPGF, 2013.
- HASUI, Y., CANEIRO, C., ALMEIDA, F., BARTORELLI, A. *Geologia do Brasil*. São paulo: Beca, 2012.
- KOHONEN, T. *Self-organization and associative memory*. Berlin: Springer- Verlag, 1989. 312 p.
- LUTHI, S. M. *Geological Well Logs – their use in reservoir modeling*. Netherlands: Springer, 2001. 340 p.
- MENDES, J.C. *Elementos de estratigrafia*. Rio de Janeiro: T.a. Queiroz Editor, 1984. v. 12.
- NIKRAVESH, M. Soft computed based computational intelligent for reservoir characterization. *Expert Systems with Applications*, v: 26, p.19-38. 2004.

REINECK, H.E.; SINGH, I.B. *Depositional sedimentary environments, with reference to terrigenous clastics*. 2. ed. Berlin, Heidelberg, Nova York: Springer-Verlag, 1980. 549p.

SELLEY, R. C. *Applied sedimentology*. San Diego: John Willey and Sons, 2000.

SENTHILNATH, J.; OMKAR, S.; MANI, V. Clustering using firefly algorithm: *Performance Study*, v.1, p. 164-171, June. 2011.

THOMAS, J. E. *Fundamentos da engenharia de petróleo*. 1. ed. Rio de Janeiro: Interciência, 2001.

WELLER, J.M. Stratigraphic facies differentiation and nomenclature. *Am. Ass. Petrol. Geologists, Bull.*, v.43, p.17-50. 1958.

YANG, X. S. *Nature-inspired metaheuristic algorithms*. Cambridge, UK: Luniver Press, 2008.

YANG X. S. *Engineering optimization: an introduction with meta-heuristic applications*. USA :John Wiley and Sons, 2010.