



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

CLAUDER PEREIRA TELES

**CORREÇÃO DO PERFIL DE DENSIDADE PELO EFEITO DO  
ALARGAMENTO DO POÇO  
- IDENTIFICAÇÃO LITOLÓGICA DO CALCÁRIO**

**Belém - Pará**

**2016**



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

CLAUDER PEREIRA TELES

**CORREÇÃO DO PERFIL DE DENSIDADE PELO EFEITO DO  
ALARGAMENTO DO POÇO  
- IDENTIFICAÇÃO LITOLÓGICA DO CALCÁRIO**

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**

**2016**

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

---

Teles, Clauder Pereira, 1992-

Correção do perfil de densidade pelo efeito do alargamento do poço - identificação litológica do calcário / Clauder Pereira Teles. – 2016.

46 f : il.; 30 cm

Inclui bibliografias

Orientador: André José Neves Andrade

Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação) –  
Universidade Federal do Pará, Instituto de Geociências,  
Faculdade de Geofísica, Belém, 2016.

1. Perfilagem geofísica de poços. 2. Porosidade. 3.  
Geofísica. I. Título.

---

CDD 22 ed. 622.15

CLAUDER PEREIRA TELES

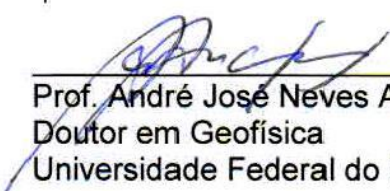
CORREÇÃO DO PERFIL DE DENSIDADE PELO EFEITO DO ALARGAMENTO DO  
POÇO – IDENTIFICAÇÃO LITOLÓGICA DO CALCÁRIO


Trabalho de Conclusão de Curso  
apresentado à Faculdade de Geofísica do  
Instituto de Geociências da Universidade  
Federal do Pará, como requisito parcial à  
obtenção de grau de Bacharel em  
Geofísica.


Data da defesa: 31 de maio de 2016.

Conceito: EXCELENTE

Banca Examinadora:

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

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

  
Prof. Fábio Henrique Garcia Domingos - Membro  
Doutor em Geologia  
Universidade Federal do Pará

*Ao meu sobrinho Nicolas Kevin da Silva Teles*

## **AGRADECIMENTOS**

Agradeço ao Deus Eterno criador da vida e que proporciona a oportunidade de cada vitória, honra e glória ao Seu nome.

Aos meus pais Claudionor Teles e Lilian Teles pelo apoio e amor que dedicaram a mim e ao meu irmão por toda a vida nos guiando no caminho correto.

A minha noiva Cynthia Cazassa por todo o apoio e amor que me ajuda a nunca desistir dessa caminhada.

A minha amada família, avós, tios e tias, primos, irmão e sobrinho, cunhados, e meus sogros e amigos que fazem parte da família.

Ao meu orientador, Professor André José Neves Andrade, pelo apoio, confiança e paciência.

Ao companheiro de laboratório Diogo Maia pela ajuda sempre solícita.

Aos amigos da minha turma, que desde 2012 me ajuda a melhorar como um profissional e um geofísico.

Aos professores da faculdade de geofísica pelos ensinamentos, que serão úteis para a vida.

*“Dificuldades preparam pessoas comuns para destinos extraordinários.”*

(C.S Lewis)

## RESUMO

Um dos métodos da Geofísica de Poço mais utilizados para a identificação litológica é conhecido como método do Gráfico M-N, que é construído a partir da combinação dois a dois dos perfis de porosidade (Densidade, Porosidade Neutrônica e Sônico). Este método baseia-se na boa qualidade das medidas registradas no perfil de densidade. No entanto, em algumas situações práticas esta qualidade das medidas pode ser duvidosa, particularmente quando da ocorrência de desmoronamentos da parede do poço ou da deformação da seção transversal (ovalização) pela ação de esforços tectônicas, que resultam em um aumento ou alargamento inesperado do diâmetro original do poço. Nestes casos, a ferramenta de densidade tende a assumir a lama presente na região do alargamento como rocha, resultando em medidas pouco realistas da densidade destas rochas. Este Trabalho de Conclusão de Curso (TCC) estuda o efeito do alargamento do poço sobre o perfil de densidade e especificamente para o calcário, apresenta um método para a identificação deste efeito, a partir de outras combinações dois a dois dos perfis de porosidade e um método de correção do perfil de densidade nos intervalos afetados pelo alargamento do poço, com base na equação de calibração do perfil de porosidade neutrônica, que é pouco afetado pelo aumento do volume de lama frente à ferramenta. Este TCC exemplifica os métodos apresentados, quando da interpretação de camadas calcárias com o Gráfico M-N, com dados sintéticos gerados a partir do modelo petrofísico e com dados reais de perfis de porosidade e análise de testemunhos em um poço perfurado no Campo de Namorado, na Bacia de Campos.

Palavras-chave: Geofísica de Poço. Perfil de densidade. Gráfico M-N.

## ABSTRACT

The M-N plot is a classic method in Formation Evaluation and built from the combination of porosity logs (density, neutron porosity and Sonic). This method is based on the high quality of the measurements registered on the density log. However, in some practical situations this measures may be questionable, particularly when occurs the collapses the borehole wall or the deformation of borehole cross section by the action of tectonic forces, which result in an increase of the original borehole diameter. In these cases, the density tool tends to assume the drilling mud present in the extension region as rock, resulting in non realistic measures of the bulk density. This TCC studies the effect of the increase borehole diameter on the density log and specifically for the limestone is presented one method for identification of this effect, from the other combinations of the porosity logs and one method to correct the density log in the intervals affected by diameter enlargement, based on the calibration equation of neutron porosity log, which is unaffected by the increase of drilling mud volume in front of the tool. This TCC exemplifies the presented methods, when the interpretation of the M-N plot for limestone with synthetic data generated by the petrophysical model and actual data of porosity logs and core analysis in a borehole drilled in Namorado oil field in the Campos Basin.

Keywords: Formation evaluation. Density log. M-N plot.

## SUMÁRIO

<b>1 INTRODUÇÃO</b> .....	10
<b>2 AVALIAÇÃO DE FORMAÇÃO</b> .....	12
<b>2.1 Formação geológica</b> .....	13
<b>2.2 Perfis de porosidade</b> .....	14
<b>2.3 Gráfico M-N</b> .....	18
<b>3 METODOLOGIA</b> .....	23
<b>3.1 Gráfico L-K</b> .....	23
3.1.1 Parâmetro L.....	23
3.1.2 Parâmetro K .....	24
3.1.3 Interpretação L-K.....	26
<b>3.2 Gráfico P-Q</b> .....	28
3.2.1 Parâmetro P .....	28
3.2.2 Parâmetro Q.....	29
3.2.3 Interpretação P-Q.....	31
<b>4 RESULTADOS</b> .....	33
<b>4.1 Dados sintéticos</b> .....	33
<b>4.2 Dados reais</b> .....	39
<b>5 CONCLUSÃO</b> .....	45
<b>REFERÊNCIAS</b> .....	46

## 1 INTRODUÇÃO

A porosidade é a propriedade petrofísica que expressa a fração de volume de fluido presente na constituição da rocha reservatório. O seu cálculo a partir das medidas registradas nos perfis de porosidade depende fundamentalmente do conhecimento prévio das propriedades físicas da matriz, aqui entendida como o mineral principal da rocha reservatório.

A forma convencional de identificação da matriz ou da litologia de uma rocha reservatório é a análise geológica dos testemunhos. No entanto nos atuais poços, normalmente, de alto ângulo de inclinação ou horizontais, a obtenção de testemunhos é tecnicamente inviável. Assim a geofísica de poço desenvolveu métodos indiretos para a obtenção da informação das propriedades físicas do mineral principal em cada camada de rocha reservatório ao longo da trajetória do poço.

O método de combinação dos perfis de porosidade propõe uma solução gráfica para a identificação ou interpretação da litologia de um determinado trecho de um poço perfilado. As soluções gráficas são formadas pela combinação dois a dois dos perfis de porosidade, que geram parâmetros que proporcionam a construção de gráficos representativos para as litologias mais frequentes nos campos petrolíferos. Normalmente estas combinações são independentes da porosidade apenas nos casos de rochas reservatório limpas, ou seja, há uma atenuação do efeito da porosidade sobre as três medidas (densidade, sônico e porosidade neutrônica).

O método de maior aplicabilidade para a identificação da matriz ou litologia é conhecido como Gráfico M-N, que é construído a partir da combinação dois a dois dos perfis de porosidade (Densidade, Porosidade Neutrônica e Sônico). Este método baseia-se nas boas qualidades do perfil de densidade, no entanto pode ocorrer em algumas situações práticas, principalmente na ocorrência de desmoronamentos que resultam em um aumento do diâmetro ou alargamento da parede do poço, que o perfil de densidade seja pouco realista e a sua utilização para a identificação litológica,

consequentemente, estará sujeita a interpretações completamente não realistas.

Este Trabalho de Conclusão de Curso (TCC) estuda o efeito do alargamento do poço sobre o perfil de densidade e especificamente para o calcário, apresenta um método de identificação deste efeito, a partir de outras combinações dois a dois dos perfis de porosidade e um método de correção do perfil de densidade, nos intervalos afetados pelo alargamento do poço, com base na equação de calibração do perfil de porosidade neutrônica, que é pouco afetado pelo aumento do volume de lama frente à ferramenta.

As combinações avaliadas dos perfis de porosidade serão conhecidas como:

1) Gráfico L-K, tendo seus parâmetros L e K baseados na boa qualidade do perfil sônico.

2) Gráfico P-Q, tendo seus parâmetros P e Q baseados na boa qualidade do perfil de porosidade neutrônica.

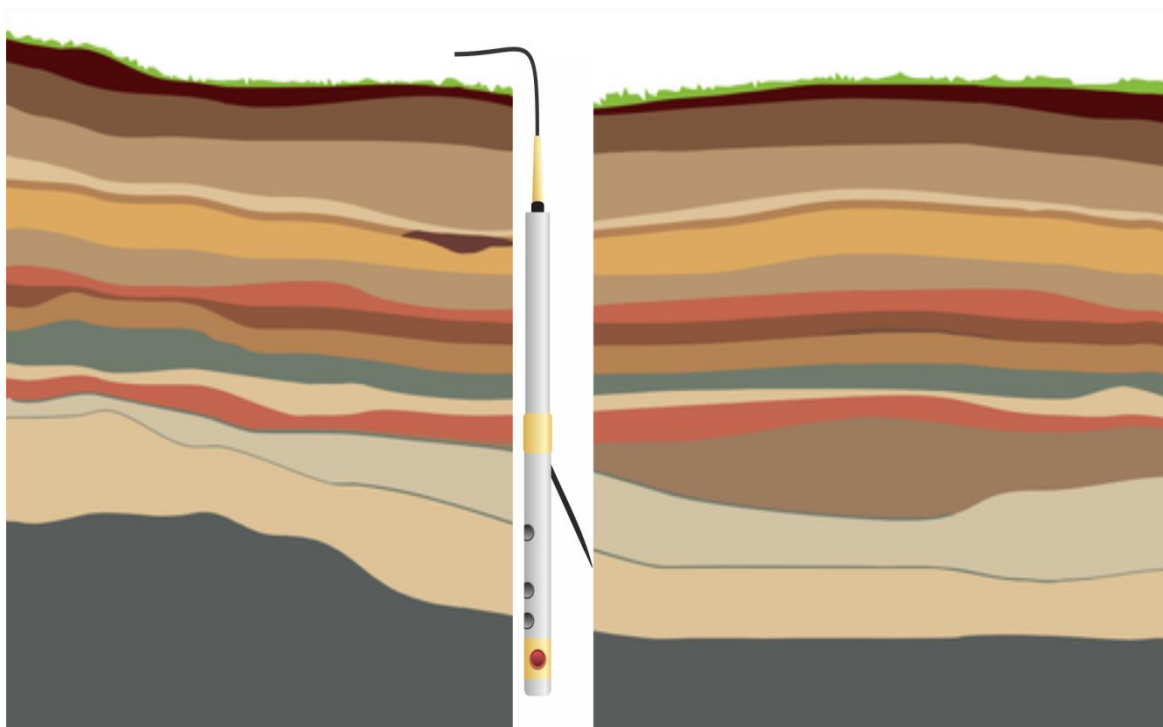
Este trabalho é apresentado com dados sintéticos gerados a partir do modelo petrofísico e dados reais de perfis de porosidade e a análise geológica de testemunhos em poços perfurados no Campo de Namorado, Bacia de Campos.

## 2 AVALIAÇÃO DE FORMAÇÃO

Quando se tem por objetivo a identificação e medição das características petrofísicas das camadas subsequentes em um poço, faz-se o uso de técnicas especializadas as quais fazem parte de uma área da geofísica aplicada, a geofísica de poço, que tem como objetivo medir as características das rochas vizinhas de um poço através de sondas como ilustrado na figura 1. Como resultado dessa aquisição de dados, há posteriormente o devido processamento, para então a obtenção do que chamamos “Perfis” das propriedades físicas da rocha.

O volume básico de rocha no modelo de geofísica de poço é considerado sendo composta por frações de mineral, chamada matriz, frações de fluido e argila. A porosidade da rocha preenchida por completo pelos fluidos e argilas, tem uma grande implicação na variação das propriedades petrofísicas de rochas que possuem a mesma composição matricial, provocando problemas de interpretação e ambiguidade em dados não processados adequadamente.

Figura 1 – Ilustração de uma sonda medindo as características físicas da vizinhança do poço. Fonte do Autor



## 2.1 Formação geológica

As rochas sedimentares por sua vez são as de maior interesse na indústria petrolífera, pois são as únicas capazes de gerar combustíveis fósseis através da preservação de material biológico e do armazenamento do mesmo dentro de seus poros. As rochas sedimentares também são as únicas que podem preservar registros fósseis que ajudam áreas da geologia na reconstrução da história do planeta. Essas rochas são formadas a partir dos processos de erosão e intemperismo de rochas pré-existentes, podendo ser ígneas, metamórficas e até mesmo outras rochas sedimentares que sofreram erosão no passado. Também podem ser formadas a partir da precipitação química em condições específicas

As rochas sedimentares são constituídas pelo que chamamos de sedimentos, inúmeras partículas de rocha de tamanhos variados, lama e matéria orgânica, podendo até possuir em sua composição restos corpóreos de vegetais e animais.

Quando toda esta matéria é transportada e acumulada, na maioria das vezes em formas de camadas subsequentes em bacias sedimentares, sofrendo ação da temperatura, ocorrem vários processos, dentre eles o fenômeno da diagênese ou litificação, ou seja, a transformação de sedimento em rocha. Os locais mais comuns para a ocorrência do processo são lagos, baías, lagunas, estuários, deltas e fundo de oceanos, que dão origem as bacias sedimentares, depressões na superfície terrestre, formadas por abatimentos da litosfera, nas quais se depositam ou depositaram sedimentos.

Dentre as rochas sedimentares, as formadas por sedimentos de granulação muito fina, conhecidos como folhelhos, são denominadas de rocha geradora ou fonte de hidrocarbonetos, pois em seu ambiente natural acumularam e preservaram a matéria orgânica necessária para a formação do petróleo.

Em condições especiais de pressão e temperatura, estas rochas geram e liberam uma suficiente quantidade de hidrocarboneto para formar uma acumulação petrolífera. Para ter uma acumulação de petróleo é necessário que, após o processo de geração, ocorra a migração do óleo e/ou gás através

das camadas de rochas adjacentes, até encontrar uma rocha selante (outro folhelho) e uma estrutura geológica que execute o papel de contenção hidráulica, sob a qual ocorrerá a acumulação do óleo e/ou gás em uma rocha porosa (rocha sedimentar) e permeável chamada rocha reservatório.

Sabendo da acumulação de hidrocarboneto, é de extrema importância a verificação da porosidade de uma rocha reservatório, pois a quantidade de hidrocarboneto acumulada está, entre outros fatores, diretamente relacionada com a porosidade da rocha reservatório.

## 2.2 Perfis de porosidade

A porosidade ( $\phi$ ) é a propriedade petrofísica que indica a capacidade de uma respectiva rocha armazenar fluidos. Ela é expressa basicamente pela relação entre o volume do poro ( $V_p$ ) e o Volume total da rocha ( $V_t$ ) onde também temos o volume total, todos os volumes demonstrados respectivamente no conjunto de equações abaixo.

$$\phi = \frac{V_p}{V_t} \quad (1)$$

$$V_t = V_m + V_p = 1$$

Onde  $V_m$  é o volume da matriz mineral.

O termo perfil de porosidade corresponde de uma forma geral a representação de um conjunto de perfis que são utilizados em associação, ou de forma individual, para a obtenção do cálculo da porosidade. De forma clássica temos três perfis que são classificados como perfis de porosidade; os dois últimos se utilizando de ferramenta nuclear e o primeiro de ferramenta acústica, os perfis são: perfil sônico, perfil de porosidade neutrônica e perfil de densidade.

Os perfis de porosidade seguem o modelo proposto por Wyllie, considerando a parcela da argilosidade igual a zero ( $V_{sh} = 0$ ), sendo expressa pela 'equação de Wyllie'.

$$p = \phi p_w + (1 - \phi) p_m \quad (2)$$

Na equação o termo  $p$  representa a propriedade física medida em qualquer um dos três perfis de porosidade, o termo  $\phi p_w$  representa a parcela referente propriedade física correspondente da água, ou qualquer fluido, e seu volume de ocupação e o termo  $(1 - \phi) p_m$  representa a parcela correspondente a propriedade física medida na matriz mineral e seu volume ocupado na rocha.

### 2.2.1 Perfil Sônico

O perfil sônico registra o tempo de trânsito gasto por uma onda mecânica de frequência acústica para percorrer uma dada distância. A onda percorre um caminho através do fluido e das litologias adjacentes ao furo de sondagem, a uma velocidade que está relacionada com o tipo de rochas e estruturas geológicas.

O tempo de trânsito  $[\mu s / ft]$  é uma grandeza da geofísica de poço, definida como o tempo de propagação de uma onda acústica compressional por uma distância fixa de rocha igual a 1' (*feet*) ( $\cong 0,3m$ ). Para materiais homogêneos, pode-se tomar o tempo de trânsito como o inverso da velocidade de propagação de uma onda compressional.

Tendo em vista o princípio de que as ondas mecânicas se propagam com maior velocidade nos sólidos do que nos líquidos, e maior velocidade nos líquidos do que nos gases, observa-se que para duas seções de rochas iguais o tempo de trânsito vai ser maior na rocha que apresentar a maior quantidade de líquido em seus poros (maior porosidade).

As sondas de perfilagem sônica empregam em geral transdutores piezoelétricos de cerâmica que convertem energia elétrica em mecânica. Os transdutores são pulsados de 2 a 10 ou mais vezes por segundo, e a energia acústica emitida tem frequência na faixa de 20 a 35 kHz. As sondas são construídas com materiais de baixa velocidade de propagação, de modo que o caminho de menor tempo de trânsito das ondas mecânicas é através do fluido e das rochas adjacentes, as quais apresentam velocidade maior que a do fluido.

A velocidade de onda em meios porosos depende não somente da quantidade de líquido presente em seus poros, mas também de vários fatores litológicos: tipo de matriz, densidade, tamanho, distribuição e tipo de grãos, espaço poroso, grau de cimentação, propriedades dos fluidos entre outros.

### 2.2.2 Perfil de Porosidade Neutrônica

O perfil neutrônico consiste em elementos não radioativos que são bombardeados com nêutrons e, como resultado da captura de nêutrons pelos núcleos, eles são estimulados, emitindo raios gama que fornecem informações sobre a porosidade (KEAREY; BROOKS; HILL, 2002) . O perfil de porosidade neutrônica é considerado o registro das variações da porosidade neutrônica das rochas ao longo da trajetória do poço, uma vez que o perfil de Raio Gama consiste no registro da radioatividade natural das rochas, o perfil neutrônico mede a radioatividade artificialmente induzida, por meio de bombardeio das rochas com nêutrons de alta energia ou velocidade. A sonda contém uma fonte de nêutrons que consiste de uma pequena quantidade de uma substância radioativa e um cintilômetro a uma distância fixa.

A porosidade neutrônica é uma grandeza adimensional e característica da geofísica de poço, que foi criada para representar as medidas produzidas pela ferramenta de porosidade neutrônica em uma escala de porosidade.

Neste modelo os nêutrons colidem com os núcleos atômicos na rocha. A maior parte dos núcleos tem massa superior que os nêutrons, que retornam 'elasticamente' com pouca perda de energia cinética. Entretanto, um Íon de hidrogênio tem quase a mesma massa que um nêutron e assim, a colisão transfere considerável energia cinética, tornando o nêutron lento a ponto de ser absorvido por um núcleo maior.

Um modelo simplificado da ferramenta de porosidade neutrônica é construído com uma fonte química (Americo-Berilo) de nêutrons rápidos (energia maior que 0,1 MeV) e dois detectores de nêutrons epitermais (energia no intervalo de 0,025 eV a 0,1 MeV), posicionados de modo a atenuar os efeitos da lama e do reboco sobre o fluxo de nêutrons rápidos. Em arenitos e calcários, todos os Íons de hidrogênio estão presentes nos fluidos dos poros ou

nos hidrocarbonetos, de forma que a concentração de Íons de hidrogênio é inteiramente dependente da porosidade. (KEAREY; BROOKS; HILL, 2002)

A física envolvida na interação do nêutron com a matéria é extremamente complexa. Uma simplificação, comumente adotada (Luthi, 2001), é considerar que a única interação do nêutron com as rochas, que resulta na atenuação do fluxo original emitido pela fonte, é o choque elástico do nêutron com o núcleo do átomo de hidrogênio (choque de duas massas iguais). Como, o hidrogênio é o elemento químico essencialmente associado à constituição dos fluidos nas rochas (água e hidrocarboneto), considera-se a atenuação do fluxo original de nêutrons proporcional ao número de átomos de hidrogênio por unidade de volume de rocha e, por consequência, proporcional ao volume de fluido ou a porosidade.

### 2.2.3 Perfil de Densidade

O perfil de densidade consiste basicamente no registro contínuo da massa específica (densidade de bulk) das rochas atravessadas por um poço. A sonda mede a contagem de radiação gama a partir de uma fonte, comumente se utilizando o Césio-137 e dois receptores blindados, após ter atravessado a parede do poço e ter sido espalhado através da vizinhança do mesmo. Ao serem lançados os raios gama pela fonte, eles atravessam a parede do poço e são espalhados pela vizinhança numa interação com os átomos da formação geológica ali presente, ocorrendo o que chamamos de espalhamento Compton. Consequentemente devido a interação do espalhamento Compton, a energia da radiação gama é reduzida gradativamente em todas as direção que outrora fora lançado. Após a interação com a matéria, o fluxo de radiação gama alcança os dois detectores presentes na sonda, porém houve uma atenuação devido a interação anterior, ou seja, a quantidade atenuada é dependente da densidade de elétrons na formação.

Uma formação com uma alta densidade (densidade de bulk) possui um alto valor de densidade de elétrons, atenuando de uma forma significativa a radiação gama emitida, ou seja, quanto maior a densidade de elétrons presentes na formação, menor será a quantidade de raios gama registrado

pelos sensores, do contrário também é verdadeiro, quanto menor a densidade maior será o valor de raios gama registrado.

A densidade de uma rocha depende de sua composição mineral, sua porosidade e da densidade de fluidos que preenchem seus poros. Conseqüentemente, a ferramenta de medição da densidade é usual para a determinação da porosidade da formação, a detecção de fluidos de baixa densidade nos poros e ajudando na identificação litológica.

Os perfis podem ser calibrados em termos de massa específica e convertidos em porosidade se a massa específica da matriz e fluido é conhecida.

## 2.3 Gráfico M-N

A associação dos perfis sônico, densidade e neutrônico pode ser chamada como “perfil triplo”, pois busca integrar em uma única forma de visualização as informações obtidas individualmente por cada perfil. O cálculo de soluções para equações simultâneas descrevendo respostas do perfil triplo de porosidade teve início em 1962 (SAVRE, 1963), a partir desse período técnicas para a diminuição da ambigüidade na interpretação da porosidade foram criadas e exploradas através de soluções matemáticas.

Uma das técnicas implementadas para a diminuição de ambigüidades é o Gráfico M-N (BURKE et al., 1969), que tem por objetivo possibilitar, através de uma interpretação visual ou gráfica (forma qualitativa), a interpretação litológica em um determinado trecho ao longo da trajetória do poço. Este método trata a litologia a partir da identificação do mineral principal de cada camada de interesse e apresenta uma atenuação do efeito de porosidade sobre os perfis, de modo que os parâmetros M e N enfatizam a dependência dos perfis das características da matriz da rocha reservatório.

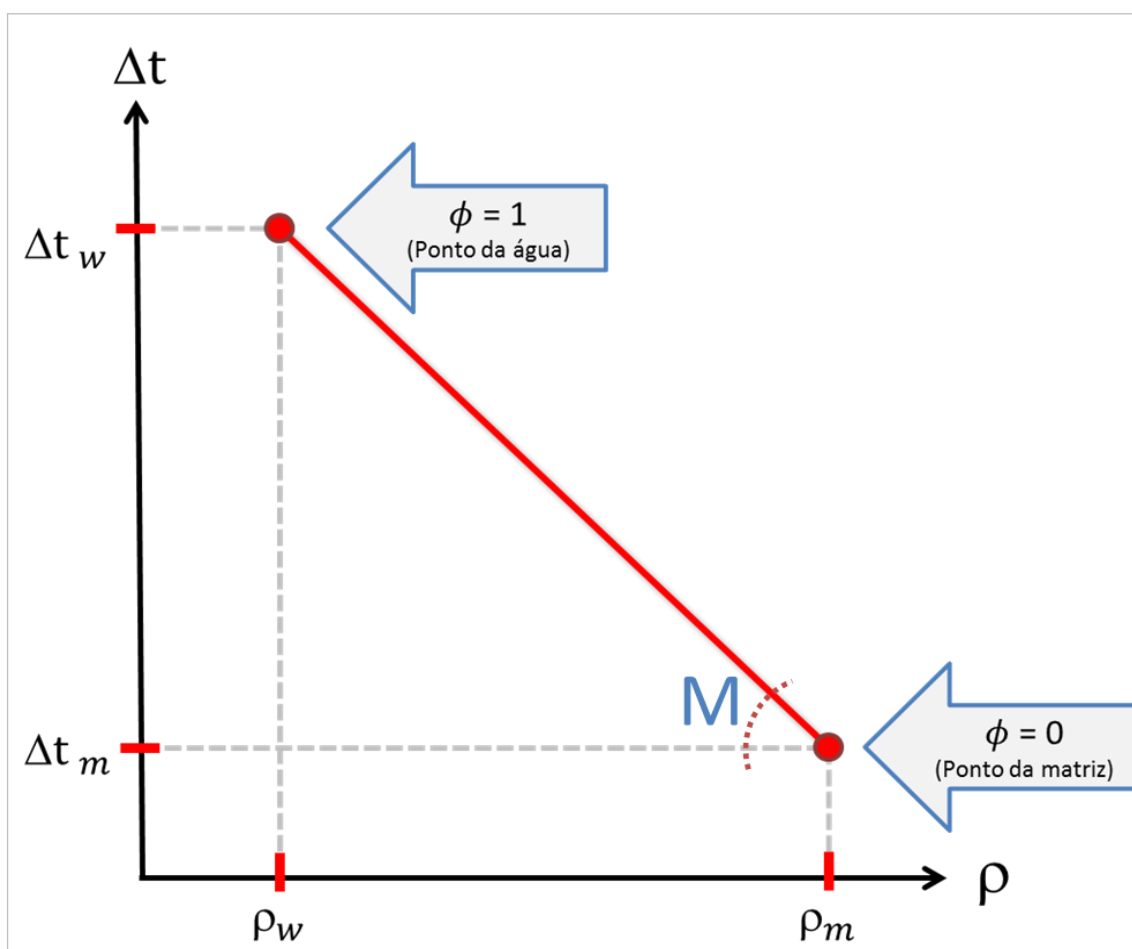
### 2.3.1 Parâmetro M

O parâmetro M é definido pela relação do perfil de densidade e o perfil sônico, sendo M, na equação 3, o coeficiente angular da equação da reta da porosidade apresentada na figura 2

$$M = \frac{\Delta t_w - \Delta t_m}{(\rho_m - \rho_w)} (0,01). \quad (3)$$

Onde  $\rho_m$  e  $\rho_w$  são respectivamente a densidade da matriz mineral e a densidade da água doce;  $\Delta t_m$  e  $\Delta t_w$  são respectivamente o tempo de trânsito na matriz mineral e o tempo de trânsito da água doce e 0,01 é usado como escala para que M esteja aproximadamente com a mesma magnitude de N.

Figura 2 – Gráfico do sônico-densidade que define o parâmetro M.



Fonte: Do autor

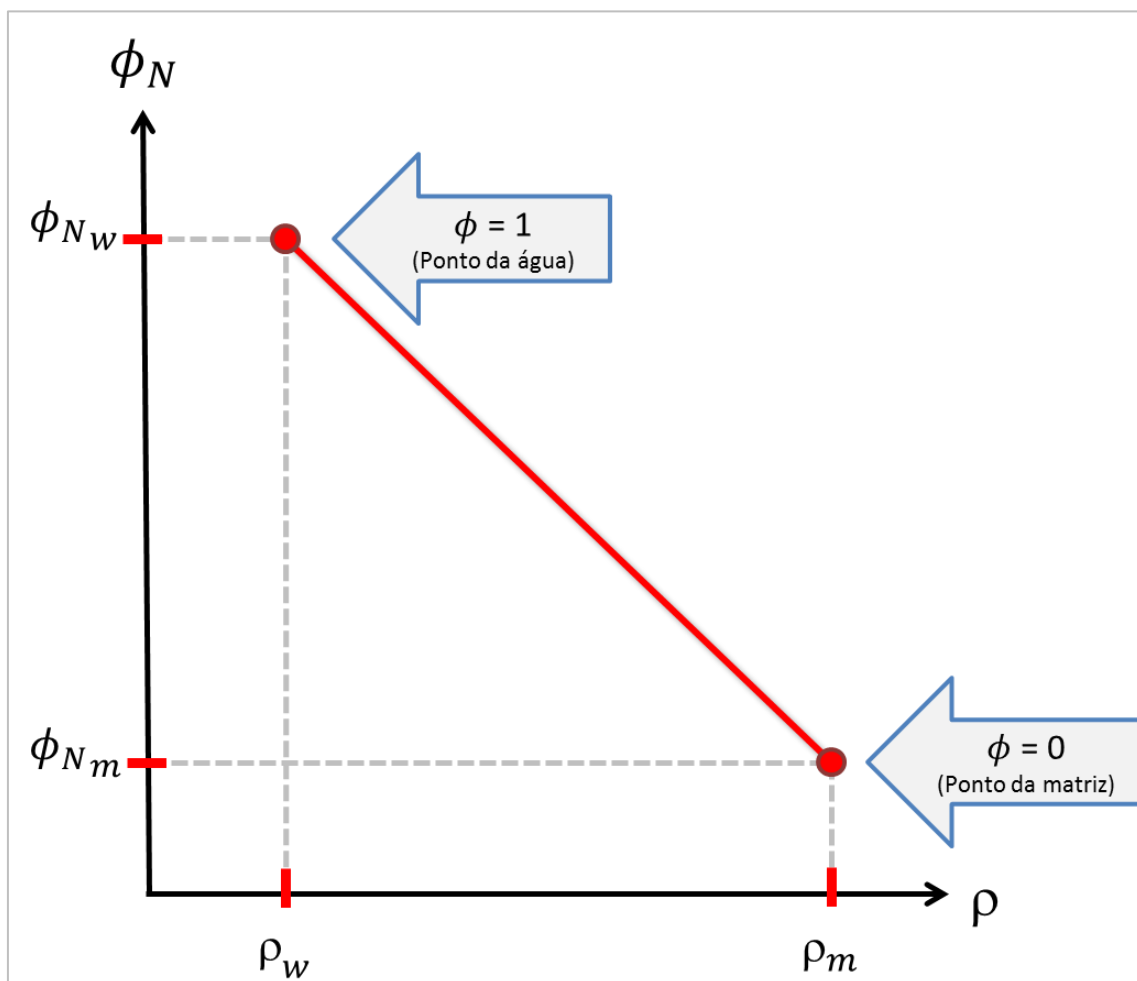
### 2.3.2 Parâmetro N

O parâmetro N, seguindo o mesmo raciocínio anteriormente é definido pela relação do perfil de densidade, porém agora com o perfil de porosidade neutrônica, sendo N, na equação 4, o coeficiente angular da equação da reta da porosidade apresentada na figura 3

$$N = \frac{\phi_{N_w} - \phi_{N_m}}{(\rho_m - \rho_w)} \quad (4)$$

Onde  $\rho_m$  e  $\rho_w$  são respectivamente a densidade da matriz mineral e a densidade pertencente a água doce;  $\phi_{N_m}$  e  $\phi_{N_w}$  são respectivamente o tempo de trânsito na matriz mineral e o tempo de trânsito da água doce.

Figura 3 - Gráfico neutrônico-porosidade que gera os valores de N.



Fonte do autor

### 2.3.3 Interpretação M-N

A apresentação dos parâmetros M e N na forma de um par ordenado cria um plano particular, o plano M-N, onde podem ser marcados os vários pontos representativos das diversas matrizes de interesse, estes pontos são denominados como pontos de matriz ou pontos fixos do gráfico M-N. (figura 4)

A substituição das propriedades físicas dos minerais ( $\rho_m, \phi_{Nm}, \Delta t_m$ ) nas respectivas equações que definem os parâmetros M e N pelos correspondentes valores extraídos dos perfis de porosidade cria pares ordenados no plano M-N, característicos para um determinado trecho do poço. A litologia de cada ponto deste intervalo pode ser estimada a partir da proximidade de um ponto genérico, pontos que resultam da inserção dos dados adquiridos no poço no gráfico M-N, a um ponto fixo, ou seja, cada mineral possui um valor de M e N (tabela 1).

As principais limitações do gráfico M-N são a presença de argila (argilosidade) e a ocorrência de gás, que associadas ou isoladamente produzem deslocamentos dos pontos genéricos, levando a estimativas errôneas da litologia.

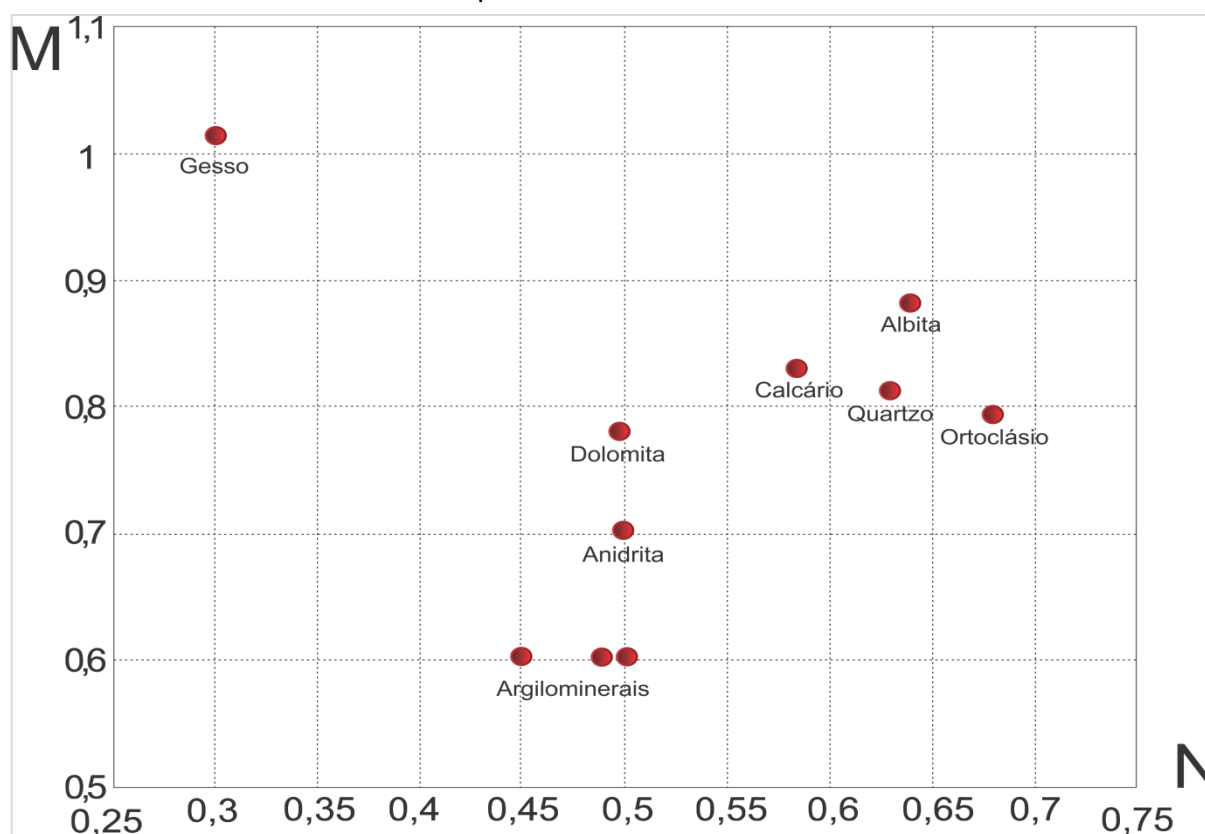
O uso normal do gráfico M-N para um intervalo perfilado de um poço supõe uma prévia interpretação dos perfis, com a consequente aplicação conveniente da correção da argilosidade. Este procedimento, muitas das vezes, é o responsável pela introdução de erros, uma vez os métodos convencionais de correção da argilosidade necessitam dos parâmetros de porosidade da argila, que podem ser desconhecidos ou assumidos por valores estimados não representativos.

Tabela 1 – Valores M-N e seus respectivos minerais

Mineral	Composição	$\rho$	$\phi_N$	$\Delta t$	M	N
Quartzo	$SiO_2$	2,65	-0,04	55,5	0,81	0,6303
Calcita	$CaCO_3$	2,71	0	47,5	0,83	0,5848
Dolomita	$CaMg(O_3)_2$	2,86	0,05	43,6	0,78	0,4973
Ortoclásio	$KAlSi_3O_8$	2,55	-0,05	66,5	0,79	0,68
Albita	$NaAlSi_3O_8$	2,62	-0,04	46,4	0,88	0,6401
Anidrita	$CaSO_4$	2,96	0,02	51,8	0,7	0,5
Gesso	$CaSO_4 \cdot 2H_2O$	2,32	0,604	55,7	1,01	0,3
Argilominerais						
Caolinita		2,42	0,361	103,8	0,6	0,45
Ilita		2,53	0,25	97,2	0,6	0,49
Esmectita		2,12	0,44	121,8	0,6	0,5

Fonte: Adaptado de (BURKE, CAMPBELL JR; SMITH, 1969).

Figura 4 - Gráfico M-N. Os pontos representam os minerais mais comuns com seus respectivos valores de M-N.



Fonte do autor

### 3 METODOLOGIA

A metodologia adotada por (BURKE, 1969) e descrita na sessão anterior será utilizada para o desenvolvimento dos Gráficos L-K e P-Q.

#### 3.1 Gráfico L-K

O Gráfico L-K busca enfatizar o efeito da matriz sobre os perfis de porosidade, assumindo a boa qualidade do perfil sônico. Assim, o parâmetro L é obtido pela combinação dos perfis de densidade e sônico e o parâmetro K, pela combinação dos perfis de porosidade neurônica e sônico.

##### 3.1.1 Parâmetro L

O parâmetro L representa a inclinação da reta de porosidade para uma litologia específica em um gráfico cartesiano, com eixos escalonados pelos perfis de densidade (eixo das ordenadas) e pelo perfil sônico (eixo das abscissas).

A reta de porosidade é aquela que liga o ponto do fluido (água doce) e o ponto de matriz. Considerando que a porosidade do ponto de fluido é igual a 1 e a porosidade do ponto de matriz igual a zero. A equação da reta de porosidade é obtida para uma matriz específica a partir da solução do sistema de equações lineares descritos a seguir.

$$\begin{cases} \rho = \phi\rho_w + (1 - \phi)\rho_m \\ \Delta t = \phi\Delta t_w + (1 - \phi)\Delta t_m \end{cases} \quad (5)$$

Na equação 5,  $\Delta t$  é o tempo de trânsito medido no perfil sônico,  $\Delta t_w$  é o tempo de transito para a água doce ( $189 \mu s/ft$ ) e  $\Delta t_m$  é o tempo de trânsito do mineral principal da litologia de interesse.

A solução do sistema de equações descrito na equação 5 para um mesmo valor de porosidade, medidos pelos dois perfis em uma mesma posição de medida ao longo da trajetória do poço é mostrado na equação 6.

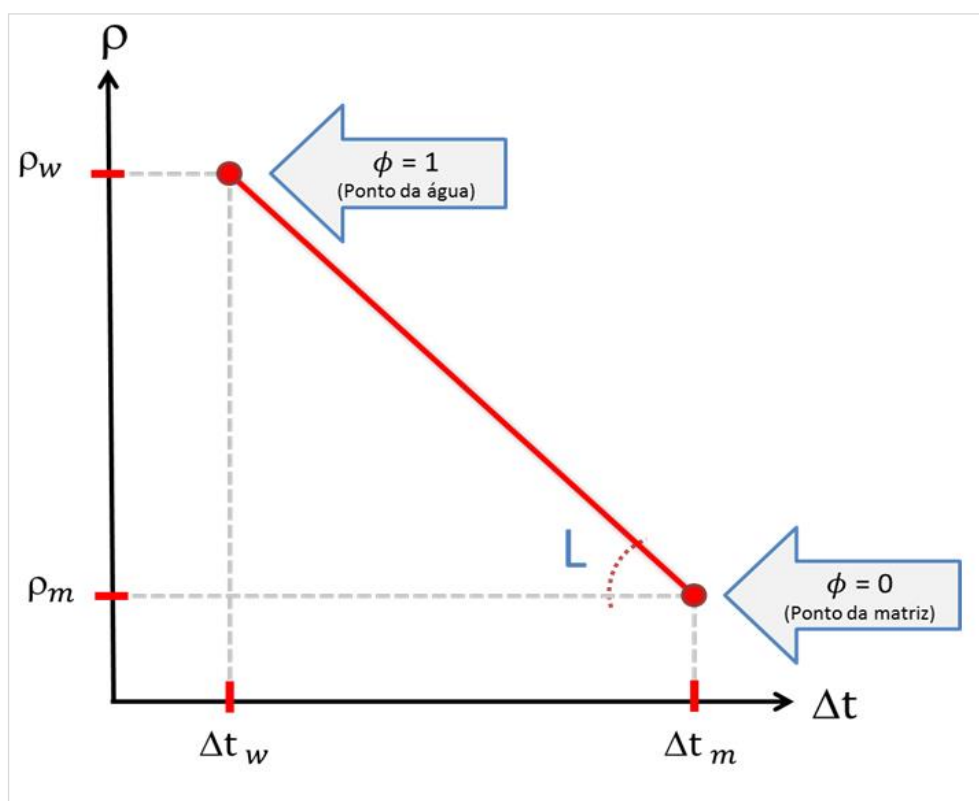
$$\rho(\Delta t) = \Delta t \left[ \frac{\rho_w}{\Delta t_w - \Delta t_m} - \frac{\rho_m}{\Delta t_w - \Delta t_m} \right] - \frac{\Delta t_m}{\Delta t_w - \Delta t_m} [\rho_w - \rho_m] + \rho_m \quad (6)$$

Assim por definição o parâmetro L é tomado como a inclinação da reta descrita na equação acima ou explicitamente na forma mostrada na abaixo.

$$L = \frac{\rho_w - \rho_m}{\Delta t_w - \Delta t_m} \quad (7)$$

Para uma matriz específica, a figura 6 mostra a reta de porosidade descrita pela equação 6.

Figura 5 – Gráfico densidade-sônico que gera os valores de L.



Fonte do autor

### 3.1.2 Parâmetro K

Assim repetindo o mesmo processo do parâmetro L, temos o parâmetro K representando a inclinação da reta de porosidade para uma litologia específica em um gráfico cartesiano, onde no eixo das ordenadas temos a porosidade neutrônica e no eixo das abscissas temos o perfil sônico.

A reta de porosidade é aquela que liga o ponto do fluido (água doce) e o ponto de matriz. Considerando que a porosidade do ponto de fluido é igual a 1 e a porosidade do ponto de matriz igual a zero. A equação da reta de porosidade é obtida para uma matriz específica a partir da solução do sistema de equações lineares descritos na equação 8.

$$\begin{cases} \phi_N = \phi\phi_{N_w} + (1 - \phi)\phi_{N_m} \\ \Delta t = \phi\Delta t_w + (1 - \phi)\Delta t_m \end{cases} \quad (8)$$

Onde  $\Delta t$  é o tempo de trânsito medido no perfil sônico,  $\Delta t_w$  é o tempo de trânsito para a água doce ( $189 \mu s/ft$ ) e  $\Delta t_m$  é o tempo de trânsito do mineral principal da litologia de interesse.

A solução do sistema de equações descrito na equação 8 para um mesmo valor de porosidade, medidos pelos dois perfis em uma mesma posição de medida ao longo da trajetória do poço é mostrado na equação 9.

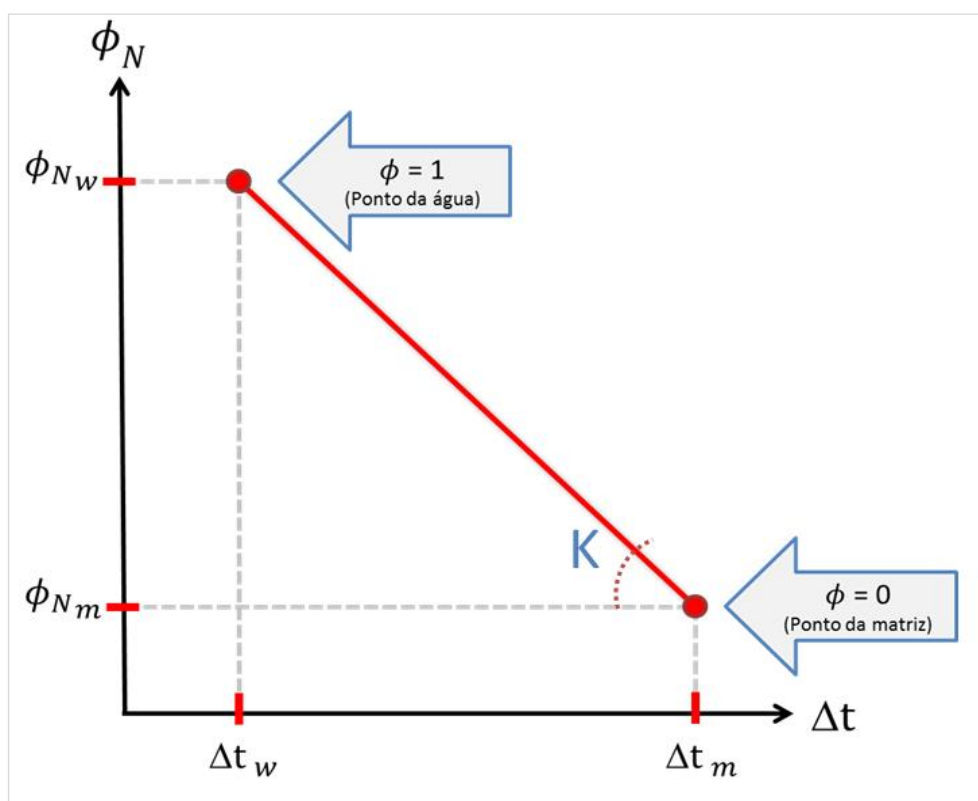
$$\phi_N (\Delta t) = \Delta t \left[ \frac{\phi_{N_w}}{\Delta t_w - \Delta t_m} - \frac{\phi_{N_m}}{\Delta t_w - \Delta t_m} \right] - \frac{\Delta t_m}{\Delta t_w - \Delta t_m} [\phi_{N_w} - \phi_{N_m}] + \phi_{N_m} \quad (9)$$

Assim por definição o parâmetro K é tomado como a inclinação da reta descrita na equação acima ou explicitamente na forma mostrada na equação 10.

$$K = \frac{\phi_{N_w} - \phi_{N_m}}{\Delta t_w - \Delta t_m} \quad (10)$$

Para uma matriz específica, a figura 6 mostra a reta de porosidade descrita pela equação 9.

Figura 6 - Gráfico neutrônico-sônico que gera os valores de K.



Fonte do autor

### 3.1.3 Interpretação L-K

A utilização prática do Gráfico L-K impõe uma interpretação Qualitativa da junção dos pontos representativos das principais litologias das rochas reservatório como apresentado na tabela 2 e no gráfico da figura 7

A partir da interpretação de um intervalo do poço considerando a presença de camadas reservatório limpas calcula-se para cada ponto de medida de cada camada reservatório o correspondente par ordenado (L,K) a partir das equações 7 e 10 substituindo os parâmetros da matriz (porosidade neutônica e densidade da matriz) pelas medidas registradas nos perfis de porosidade neutônica e densidade em cada ponto de medida.

No caso geral, pontos do perfil medidos em uma mesma litologia estarão dispostos no Gráfico L-K, nas proximidades do ponto representativo desta litologia. Assim a interpretação qualitativa do Gráfico L-K visa tão somente identificar o ponto de matriz representado no Gráfico L-K mais próximo dos pontos do perfil medidos em uma mesma camada. No caso desta interpretação ser realizada de forma manual é necessário a pré-identificação dos pontos

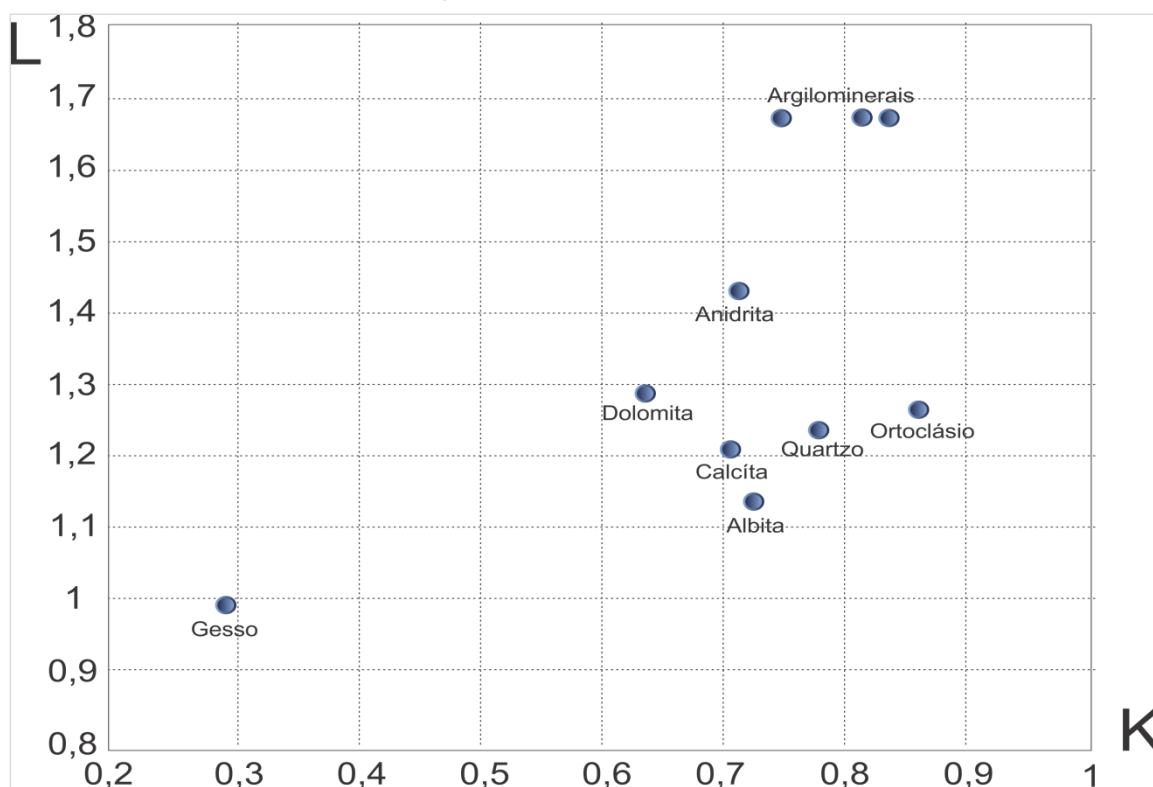
pertencentes a cada camada cuja litologia será identificada. Normalmente esta delimitação das camadas reservatório ao longo da trajetória do poço é realizada pela interpretação qualitativa do perfil de raios gama natural (RG). No caso de interpretação automática com o auxílio do computador, as técnicas de agrupamento (*clustering*) podem ser utilizadas.

Tabela 2 – Principais minerais e seus respectivos valores de L e K

Mineral	Composição	K	L
<b>Quartzo</b>	$SiO_2$	<b>0,78</b>	<b>1,23</b>
<b>Calcita</b>	$CaCO_3$	<b>0,7</b>	<b>1,21</b>
<b>Dolomita</b>	$CaMg(O_3)_2$	<b>0,63</b>	<b>1,28</b>
<b>Ortoclásio</b>	$KAlSi_3O_8$	<b>0,86</b>	<b>1,26</b>
<b>Albita</b>	$NaAlSi_3O_8$	<b>0,73</b>	<b>1,13</b>
<b>Anidrita</b>	$CaSO_4$	<b>0,71</b>	<b>1,43</b>
<b>Gesso</b>	$CaSO_4 \cdot 2H_2O$	<b>0,29</b>	<b>0,99</b>
Argilominerais			
<b>Caolinita</b>		<b>0,75</b>	<b>1,66</b>
<b>Ilita</b>		<b>0,81</b>	<b>1,66</b>
<b>Esmectita</b>		<b>0,833</b>	<b>1,66</b>

Fonte do Autor

Figura 7 -Gráfico L-K. Os pontos representam os minerais mais comuns com seus respectivos valores de L e K.



Fonte do autor

### 3.2 GRÁFICO P-Q

O Gráfico P-Q tem o mesmo processo do Gráfico L-K, que busca enfatizar o efeito da matriz sobre os perfis de porosidade, assumindo a boa qualidade do perfil de porosidade neutrônica. Assim, o parâmetro P é obtido pela combinação dos perfis de porosidade neutrônica e densidade, e o parâmetro Q, pela combinação dos perfis de porosidade neutrônica e sônico.

#### 3.2.1 Parâmetro P

O parâmetro P representa a inclinação da reta de porosidade para uma litologia específica em um gráfico cartesiano, com eixos escalonados pelos perfis de densidade (eixo das ordenadas) e pelo perfil de porosidade neutrônica (eixo das abscissas).

A reta de porosidade é aquela que liga o ponto do fluido (água doce) e o ponto de matriz. Considerando que a porosidade do ponto de fluido é igual a 1 e a porosidade do ponto de matriz igual a zero. A equação da reta de porosidade é obtida para uma matriz específica a partir da solução do sistema de equações lineares descritos na equação 11.

$$\begin{cases} \rho = \phi \rho_w + (1 - \phi) \rho_m \\ \phi_N = \phi \phi_{N_w} + (1 - \phi) \phi_{N_m} \end{cases} \quad (11)$$

Na equação 11,  $\phi_N$  é a porosidade neutrônica medida no perfil de porosidade neutrônica,  $\phi_{N_w}$  é a porosidade neutrônica para a água doce (189  $\mu S/ft$ ) e  $\phi_{N_m}$  é a porosidade neutrônica do mineral principal da litologia de interesse.

A solução do sistema de equações descrito na equação 11 para um mesmo valor de porosidade, medidos pelos dois perfis em uma mesma posição de medida ao longo da trajetória do poço é mostrado na equação 12.

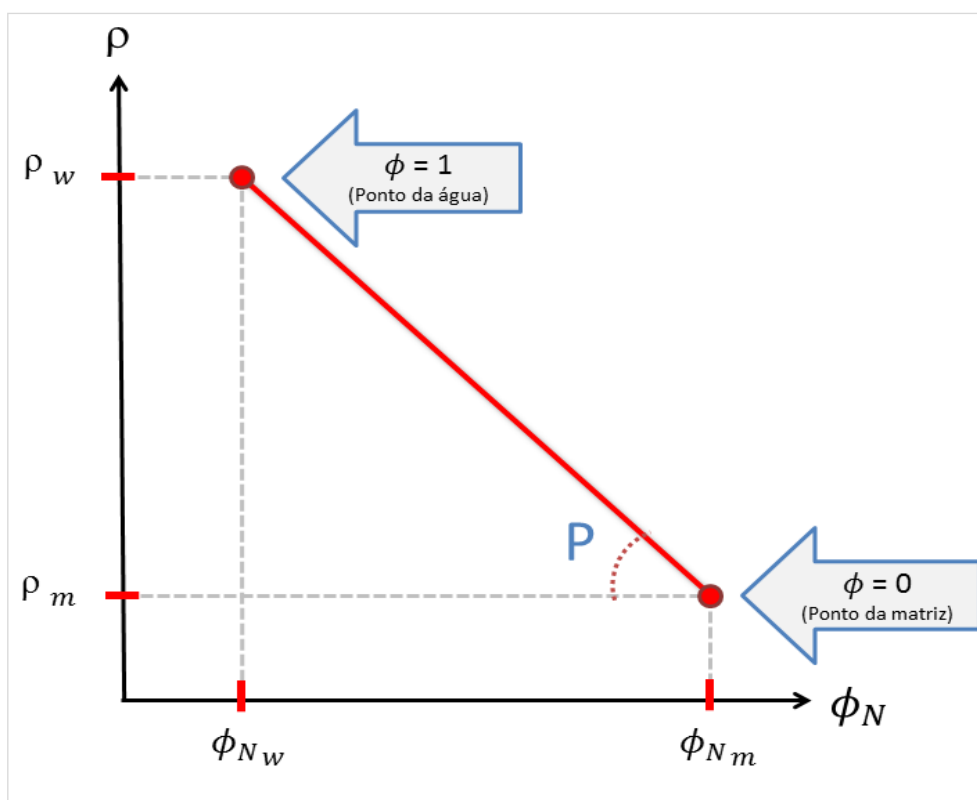
$$\rho(\phi_N) = \phi_N \left[ \frac{\rho_w}{\phi_{N_w} - \phi_{N_m}} - \frac{\rho_m}{\phi_{N_w} - \phi_{N_m}} \right] - \frac{\phi_{N_m}}{\phi_{N_w} - \phi_{N_m}} [\rho_w - \rho_m] + \rho_m \quad (12)$$

Assim por definição o parâmetro L é tomado como a inclinação da reta descrita na equação acima ou explicitamente na forma mostrada na equação abaixo.

$$P = \frac{\rho_w - \rho_m}{\phi_{Nw} - \phi_{Nm}} \quad (13)$$

Para uma matriz específica, a figura 8 mostra a reta de porosidade descrita pela equação 12.

Figura 8 - Gráfico densidade-neutrônico que gera os valores de P.



Fonte do autor

### 3.2.2 Parâmetro Q

O parâmetro Q representa a inclinação da reta de porosidade para uma litologia específica em um gráfico cartesiano, com eixos escalonados pelos perfis de densidade (eixo das abscissas) e pelo perfil sônico (eixo das ordenadas).

A reta de porosidade é aquela que liga o ponto do fluido (água doce) e o ponto de matriz. Considerando que a porosidade do ponto de fluido é igual a 1 e a porosidade do ponto de matriz igual a zero. A equação da reta de porosidade é obtida para uma matriz específica a partir da solução do sistema de equações lineares descritos na equação 14.

$$\begin{cases} \Delta t = \phi \Delta t_w + (1 - \phi) \Delta t_m \\ \phi_N = \phi \phi_{N_w} + (1 - \phi) \phi_{N_m} \end{cases} \quad (14)$$

Na equação 14,  $\phi_N$  é a porosidade neutrônica medida no perfil de porosidade neutrônica,  $\phi_{N_w}$  é a porosidade neutrônica para a água doce ( $189 \mu s/ft$ ) e  $\phi_{N_m}$  é a porosidade neutrônica do mineral principal da litologia de interesse.

A solução do sistema de equações descrito na equação 14 para um mesmo valor de porosidade, medidos pelos dois perfis em uma mesma posição de medida ao longo da trajetória do poço é mostrado na equação 15.

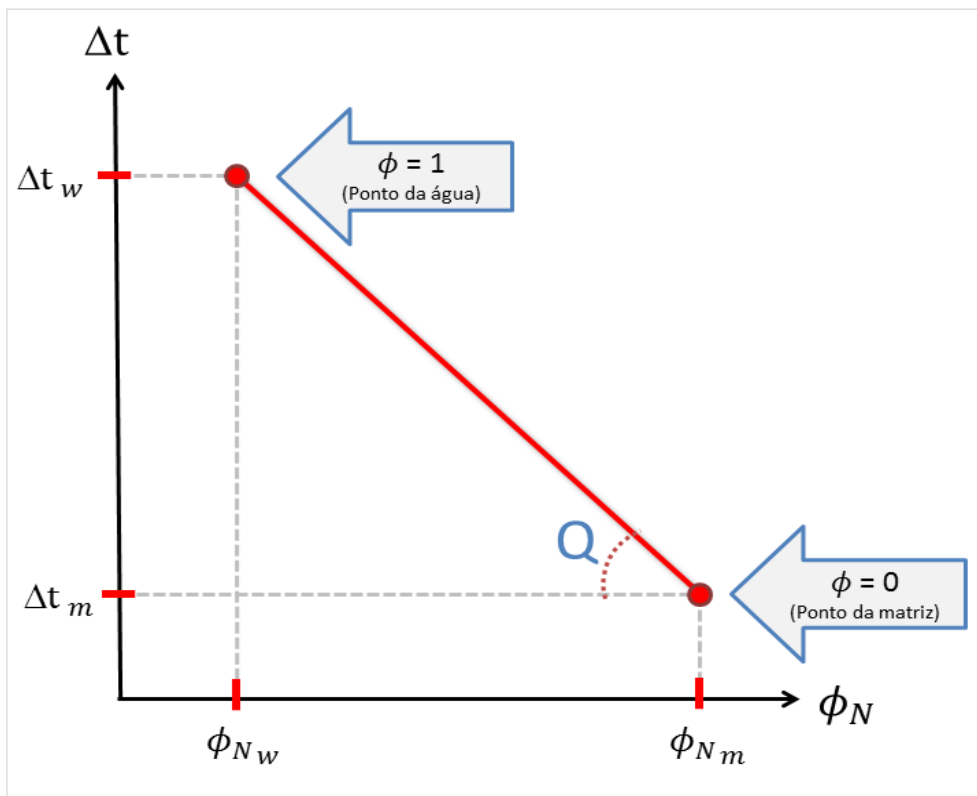
$$\Delta t (\phi_N) = \phi_N \left[ \frac{\Delta t_w}{\phi_{N_w} - \phi_{N_m}} - \frac{\Delta t_m}{\phi_{N_w} - \phi_{N_m}} \right] - \frac{\phi_{N_m}}{\phi_{N_w} - \phi_{N_m}} [\Delta t_w - \Delta t_m] + \Delta t_m \quad (15)$$

Assim por definição o parâmetro Q é tomado como a inclinação da reta descrita na equação acima ou explicitamente na forma mostrada na equação 16.

$$Q = \frac{\Delta t_w - \Delta t_m}{\phi_{N_w} - \phi_{N_m}} \quad (16)$$

Para uma matriz específica, a figura 9 mostra a reta de porosidade descrita pela equação 15.

Figura 9 - Gráfico sônico-neutrônico que gera os valores de Q.



Fonte do autor

### 3.2.3 Interpretação P-Q

Assim como o Gráfico L-K a utilização prática do Gráfico P-Q impõe uma interpretação Qualitativa da junção dos pontos representativos das principais litologias apresentadas na tabela 3 e no gráfico da figura 10

A partir da interpretação de um intervalo do poço considerando a presença de camadas reservatório limpas calcula-se para cada ponto de medida de cada camada reservatório o correspondente par ordenado (P, Q) a partir das equações 13 e 16 substituindo-se os parâmetros da matriz (tempo de trânsito da matriz e densidade da matriz) pelas medidas registradas nos perfis sônico e densidade em cada ponto de medida.

No caso geral, pontos do perfil medidos em uma mesma litologia estarão dispostos no Gráfico P-Q, nas proximidades do ponto representativo desta litologia. Assim a interpretação qualitativa do Gráfico P-Q visa tão somente identificar o ponto de matriz representado no Gráfico L-K mais próximo dos pontos do perfil medidos em uma mesma camada. No caso desta interpretação ser realizada de forma manual é necessário a pré-identificação dos pontos

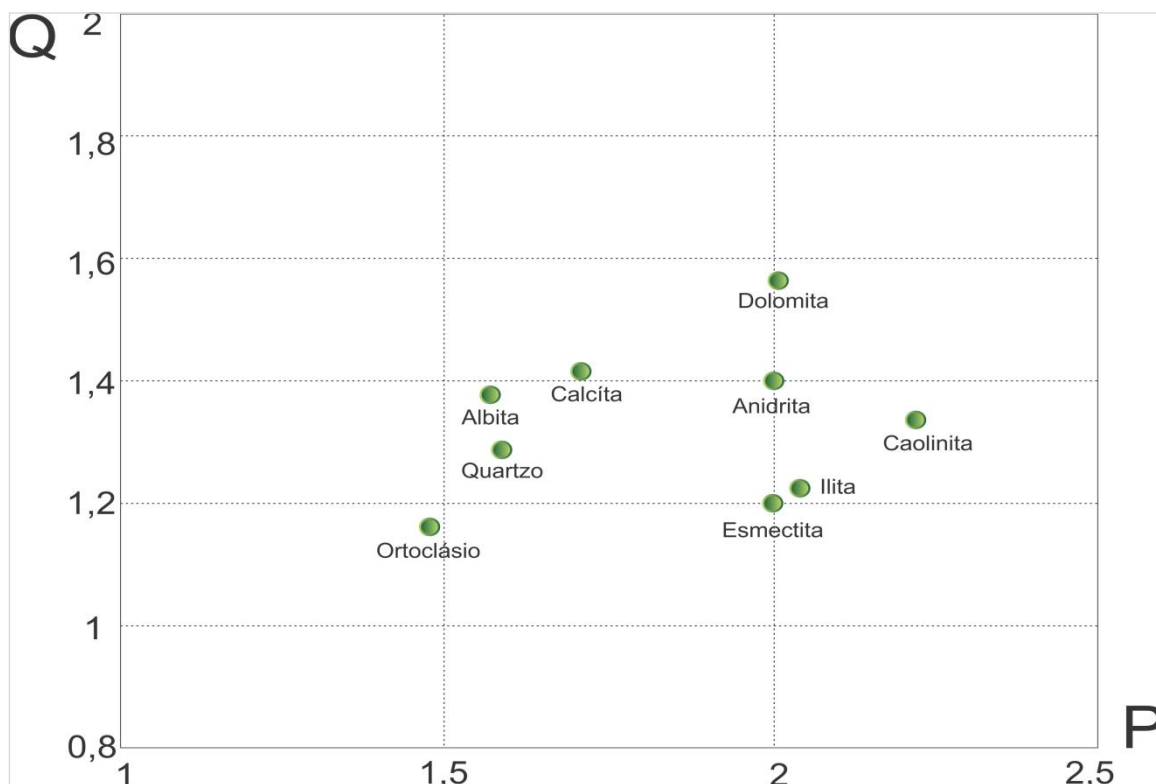
pertencentes a cada camada cuja litologia será identificada. Normalmente esta delimitação das camadas reservatório ao longo da trajetória do poço é realizada pela interpretação qualitativa do perfil de raios gama natural (RG).

Tabela 3 – Principais minerais e seus respectivos valores de P e Q

Mineral	Composição	P	Q
Quartzo	$SiO_2$	1,58	1,28
Calcita	$CaCO_3$	1,71	1,41
Dolomita	$CaMg(O_3)_2$	2,01	1,56
Ortoclásio	$KAlSi_3O_8$	1,47	1,16
Albita	$NaAlSi_3O_8$	1,56	1,37
Anidrita	$CaSO_4$	2	1,4
Gesso	$CaSO_4 \cdot 2H_2O$	3,33	3,36
Argilominerais			
Caolinita		2,22	1,33
Ilita		2,04	1,22
Esmectita		2	1,2

Fonte do autor

Figura 10 - Gráfico P-Q. Os pontos representam os minerais mais comuns com seus respectivos valores de P e Q.



Fonte do autor

### 3.3 MÉTODO DE CORREÇÃO DO PERFIL DE DENSIDADE.

Segundo o padrão API, toda e qualquer ferramenta de porosidade neutrônica é calibrada em um poço teste, contendo uma rocha calcária, segundo a equação 17.

$$\phi_N = 1,5848 - 0,585\rho \quad (17)$$

Como o perfil de porosidade neutrônica é pouco, ou não afetado pelo alargamento do diâmetro do poço propõem-se adotar a equação de calibração da ferramenta de porosidade neutrônica para corrigir o perfil de densidade afetado pelos desmoronamentos da parede do poço. Assim, isolando a densidade na equação 17 tem-se a seguinte equação de correção.

$$\rho_c = 2,709 - 1,709 \phi_N \quad (18)$$

A equação 18 é válida única e exclusivamente quando o desmoronamento da parede ou qualquer forma de alargamento do diâmetro do poço ocorre em rocha calcária.

## 4 RESULTADOS

### 4.1 Dados sintéticos

Os perfis de porosidade são modelados em termos do modelo petrofísico que oferece uma relação entre as propriedades físicas medidas por cada uma das ferramentas de porosidade e as propriedades petrofísicas, argilosidade e porosidade. O modelo petrofísico é baseado nos trabalhos empíricos de (WYLLIE, 1946) e (ARCHIE, 1942).

Para um perfil de porosidade  $p$  qualquer, pode-se escrever o modelo petrofísico na forma da seguinte equação.

$$p = \phi p_w + V_{sh} p_w + (1 - \phi - V_{sh}) p_m \quad (19)$$

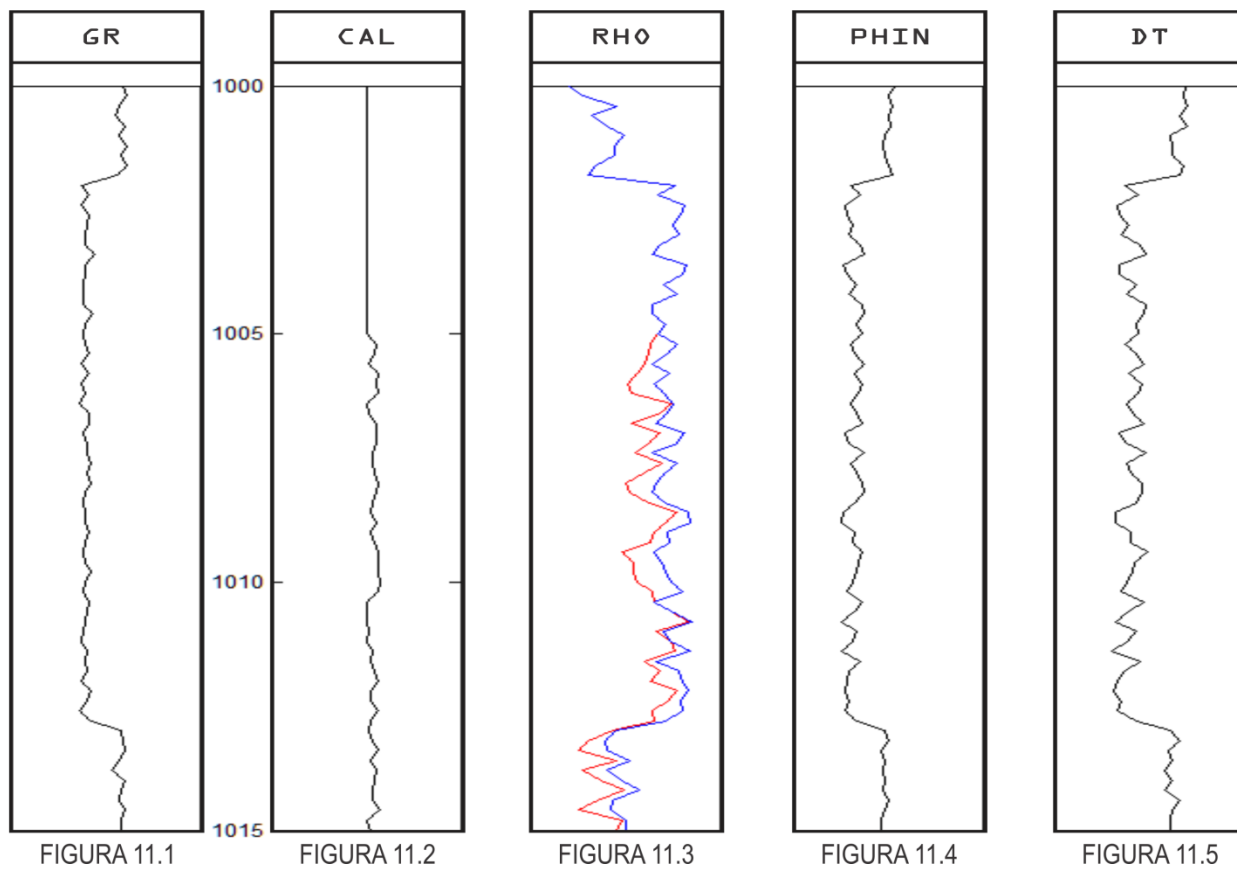
Esta equação representa a medida registrada em um perfil de porosidade em uma rocha com litologia definida pelo seu mineral principal que possui a propriedade física ( $p_m$ ). Esta rocha é saturada com água doce ( $p_w$ ), contendo alguma argilosidade ( $V_{sh}$ ), que reflete a presença de uma argila com propriedade ( $p_{sh}$ ).

Neste TCC é avaliada uma das três litologias principais de rochas reservatório, neste caso o calcário, cujas propriedades físicas registradas nos perfis de porosidade são mostradas na tabela 1. Estas rochas apresentam alguma argilosidade correspondente à presença do argilomineral caolinita, com as propriedades também mostradas na tabela 1.

A perturbação mais comum no perfil de densidade decorre da ocorrência de desmoronamento da parede do poço que não são convenientemente corrigidos pelo algoritmo de calibração da ferramenta. Neste caso uma parcela expressiva em volume de lama contribui para a medida da densidade nos trechos desmoronados. Esta contribuição da lama implica em uma redução, de um valor constante, das medidas registradas no perfil de densidade. Neste TCC adotou-se uma redução da ordem de 4% nos valores do perfil de densidade.

A figura 11 mostra um conjunto de perfis registrados em um intervalo de um poço a partir do modelo petrofísico gerado pelo software MATLAB. A figura 11.1 mostra o perfil de raio gama natural. A figura 11.2 mostra o perfil de caliper, onde se observa um alargamento do diâmetro do poço a partir da profundidade 1005 metros. A figura 11.3 mostra o perfil de densidade obtido neste poço, considerando o efeito do desmoronamento (linha vermelha) e o perfil de densidade ideal que seria registrado neste poço sem a ocorrência do desmoronamento (linha azul). As figuras 11.4 e 11.5 mostram os perfis de porosidade neutrônica e sônico, respectivamente medidos neste intervalo do poço.

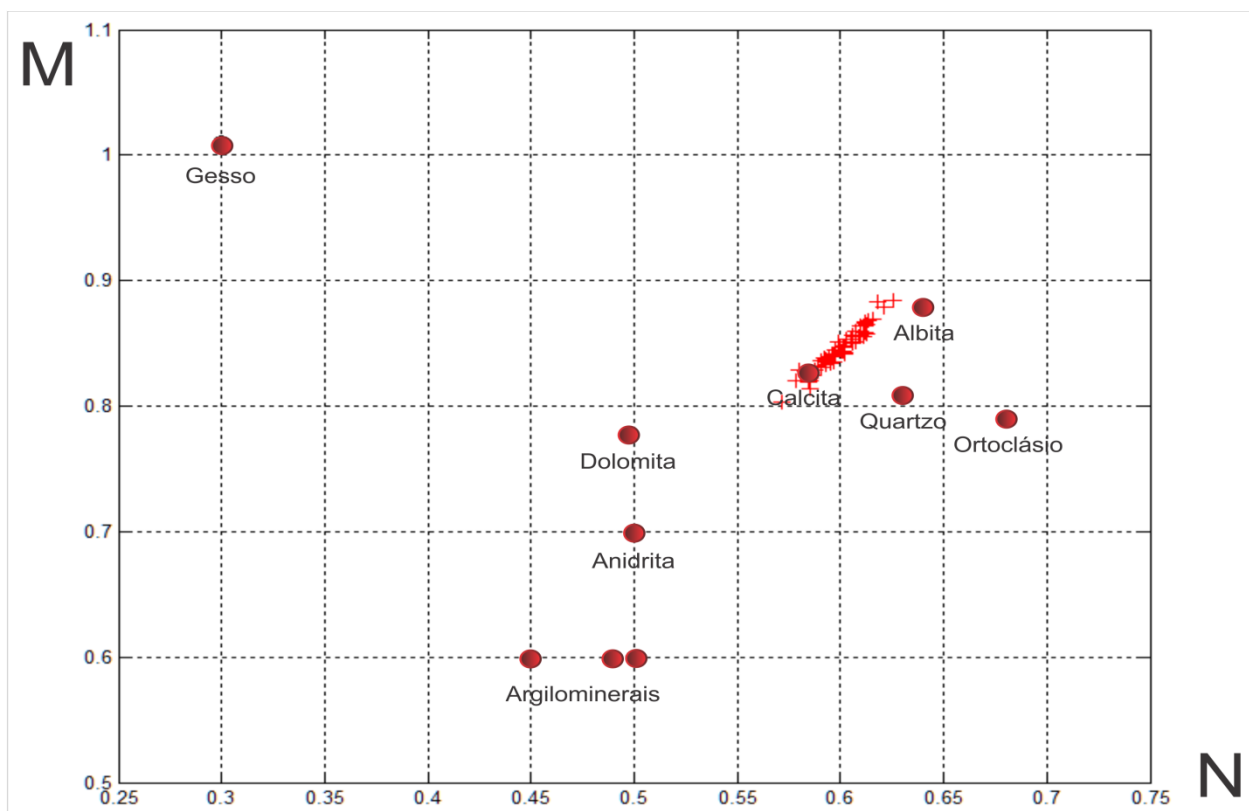
Figura 11 – Respectivos perfis de raio gama, caliper, densidade, porosidade neutrônica e sônico.



Fonte do autor

A figura 12 mostra o Gráfico M-N obtido, considerando o perfil de densidade registrado (figura 11.3 – linha vermelha). Observa-se um espalhamento dos pontos no intervalo entre os pontos da Calcita, da Albite e do Quartzo. Este espalhamento dificulta a interpretação do Gráfico M-N uma vez que este grupo de pontos pode ser interpretado como uma litologia com três minerais, diferente da realidade em que se tem um Calcário puro.

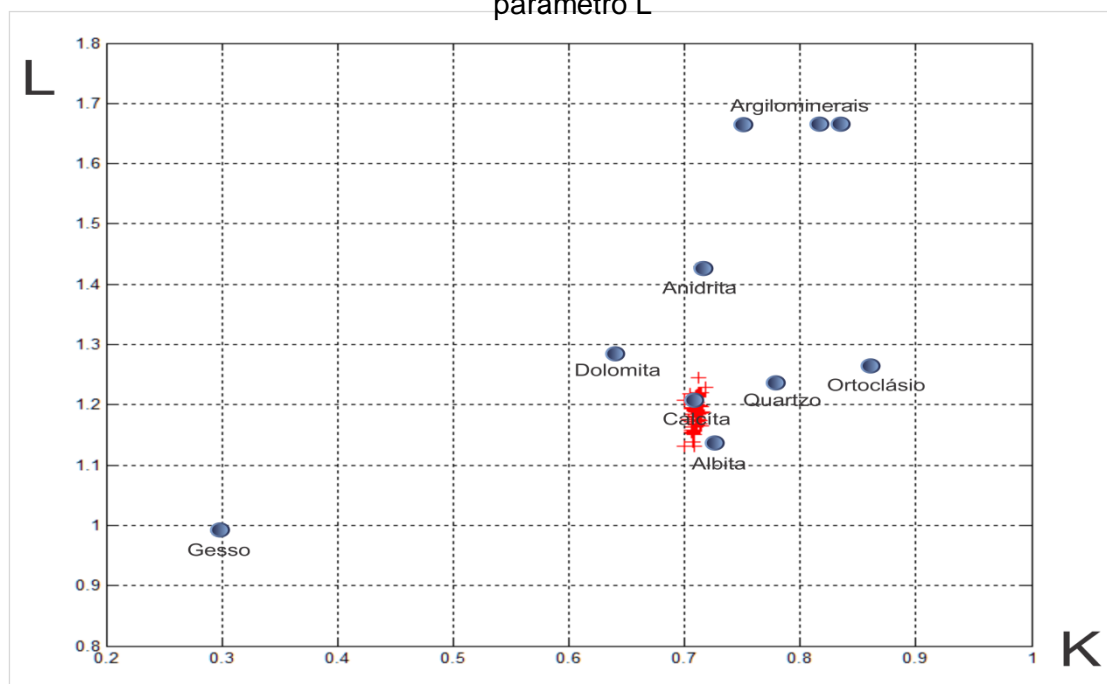
Figura 12 – Espalhamento nos pontos de intervalo entre os minerais Calcita, Quartzo e Albite.



Fonte do autor

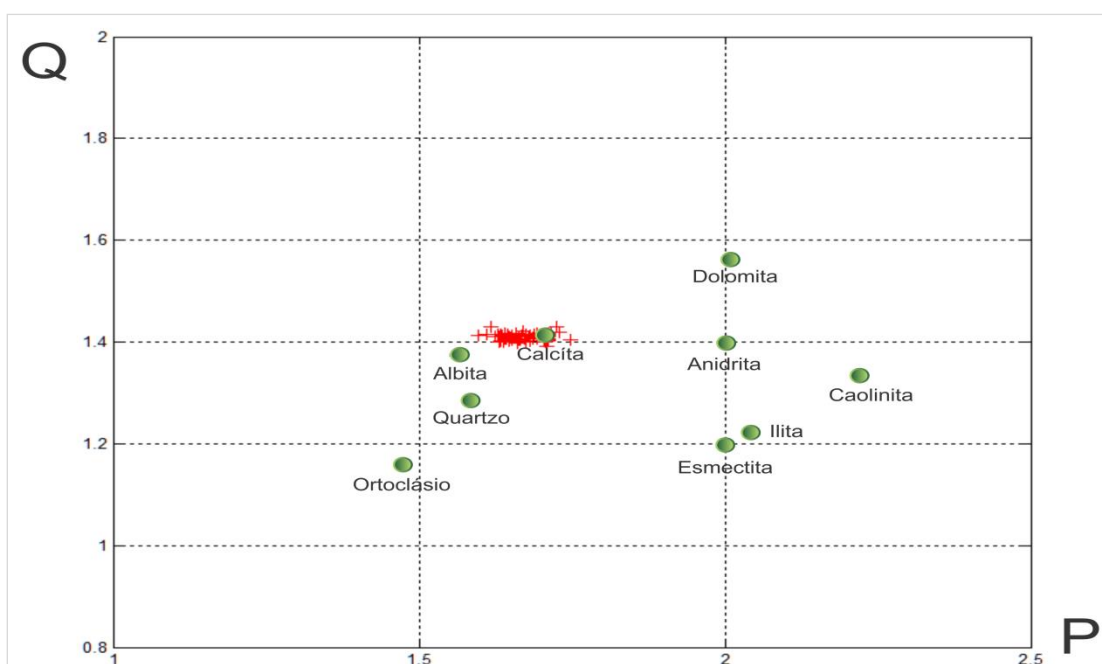
A figura 13 mostra o Gráfico L-K onde se observa um deslocamento dos pontos na direção perpendicular ao deslocamento visto na figura 14, que é o Gráfico P-Q. A comparação entre os dois gráficos, a partir da distribuição perpendicular dos pontos genéricos, é indicativa de que o espalhamento visto no gráfico M-N é devido ao efeito de alargamento da parede do poço e não a constituição multimineral da rocha reservatório.

Figura 13 – Gráfico L-K com espalhamento na vertical, demonstrando erro no parâmetro L



Fonte do autor

Figura 14 – Gráfico P-Q com espalhamento na horizontal, demonstrando erro no parâmetro P

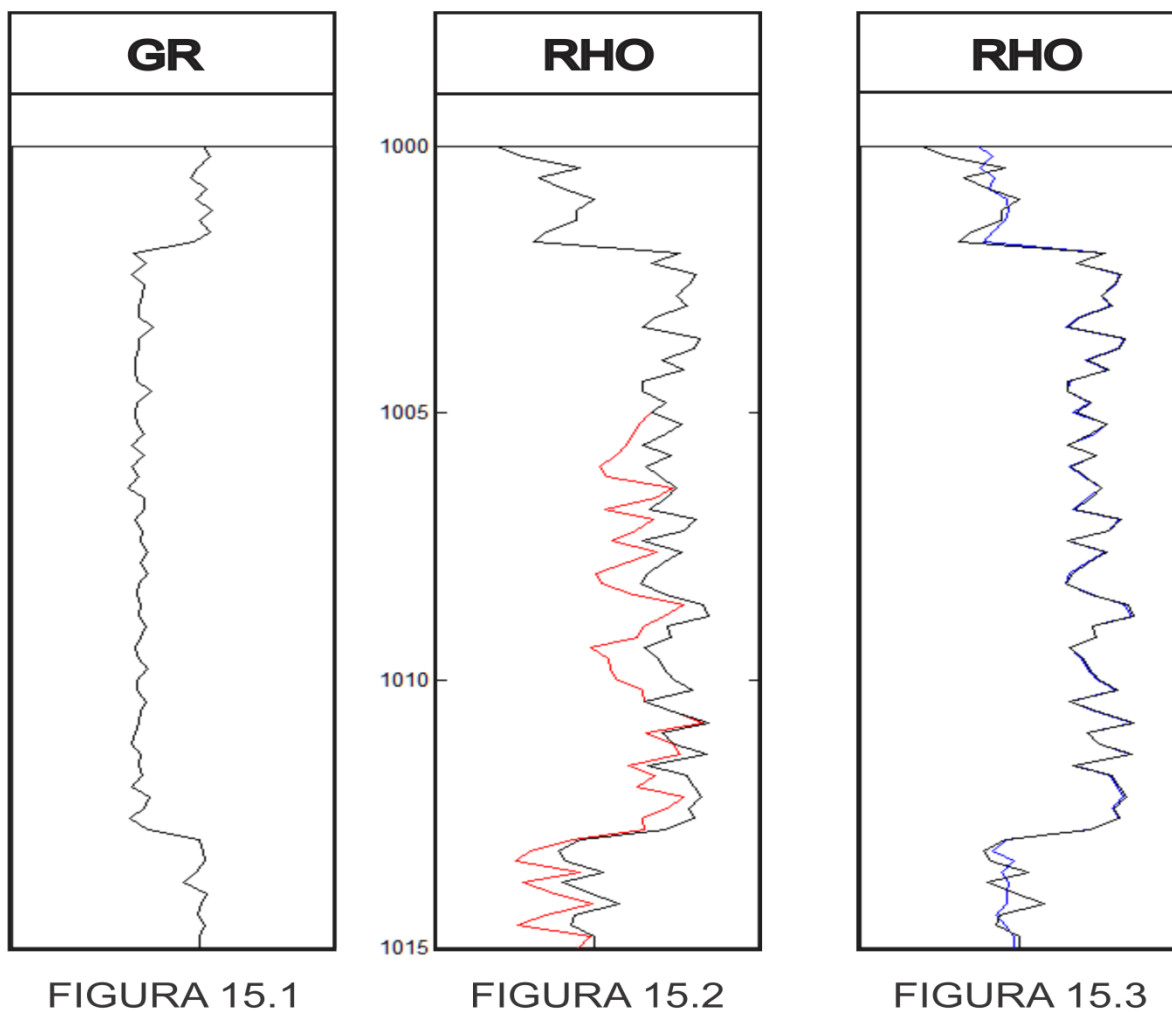


Fonte do autor

A figura 15 mostra o resultado da aplicação da correção do perfil de densidade do efeito de desmoronamento da parede do poço, como apresentado neste TCC. A figura 15.1 mostra o perfil de raio gama natural como referencia. A figura 15.2 mostra o perfil de densidade registrado (linha vermelha) e o perfil de densidade ideal (linha preta). A figura 15.3 mostra o perfil de densidade ideal (linha preta) e o perfil de densidade corrigido (linha azul). Observa-se o melhor ajuste da correção no trecho desmoronado do poço.

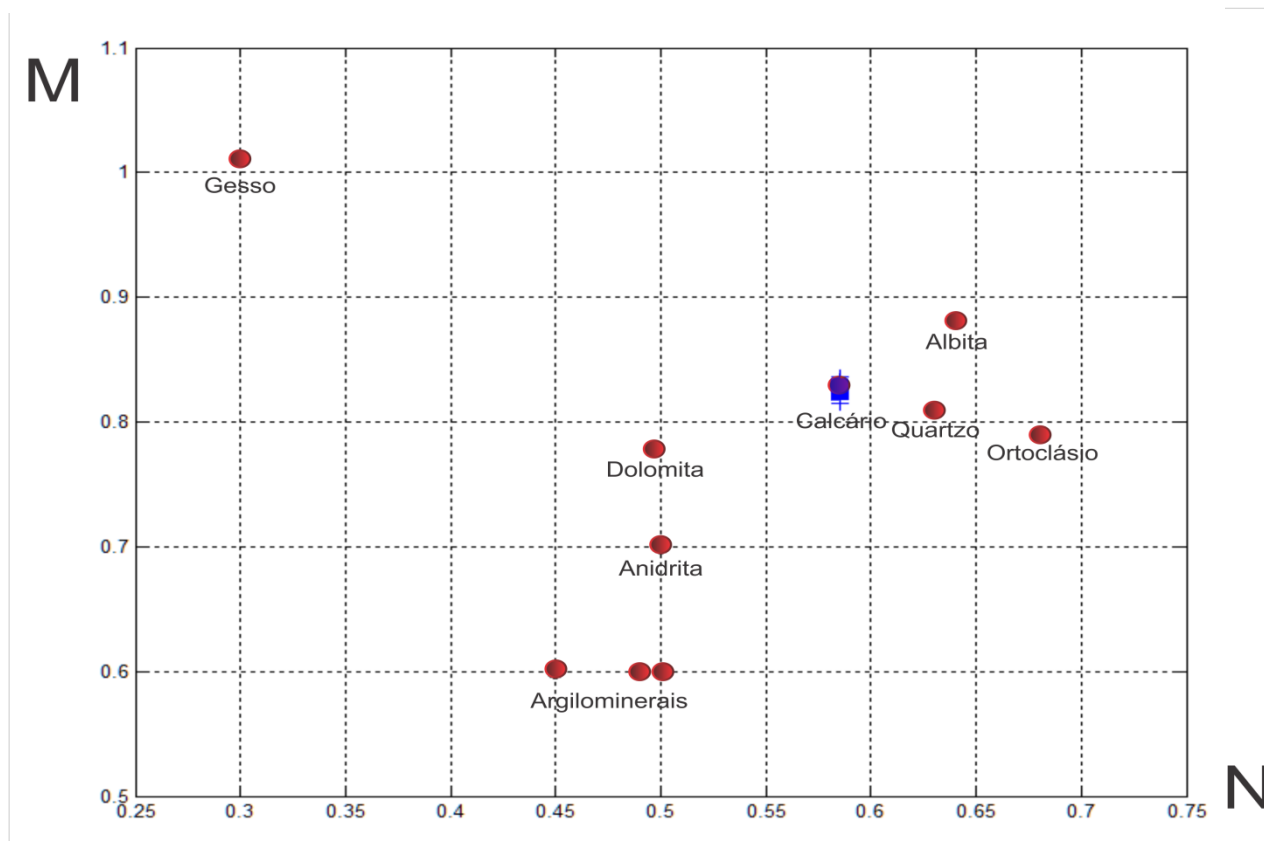
A figura 16 mostra o Gráfico M-N construído com o perfil de densidade corrigido. Observa-se uma expressiva redução do espalhamento dos pontos (luzes azuis), tornando evidente a identificação litológica desta camada como calcário puro.

Figura 15 – Respectiveos perfis de Raio Gama, Densidade e Densidade corrigida



Fonte do autor

Figura 16 - Gráfico M-N construído com o perfil de densidade corrigido.



Fonte do autor

## 4.2 DADOS REAIS

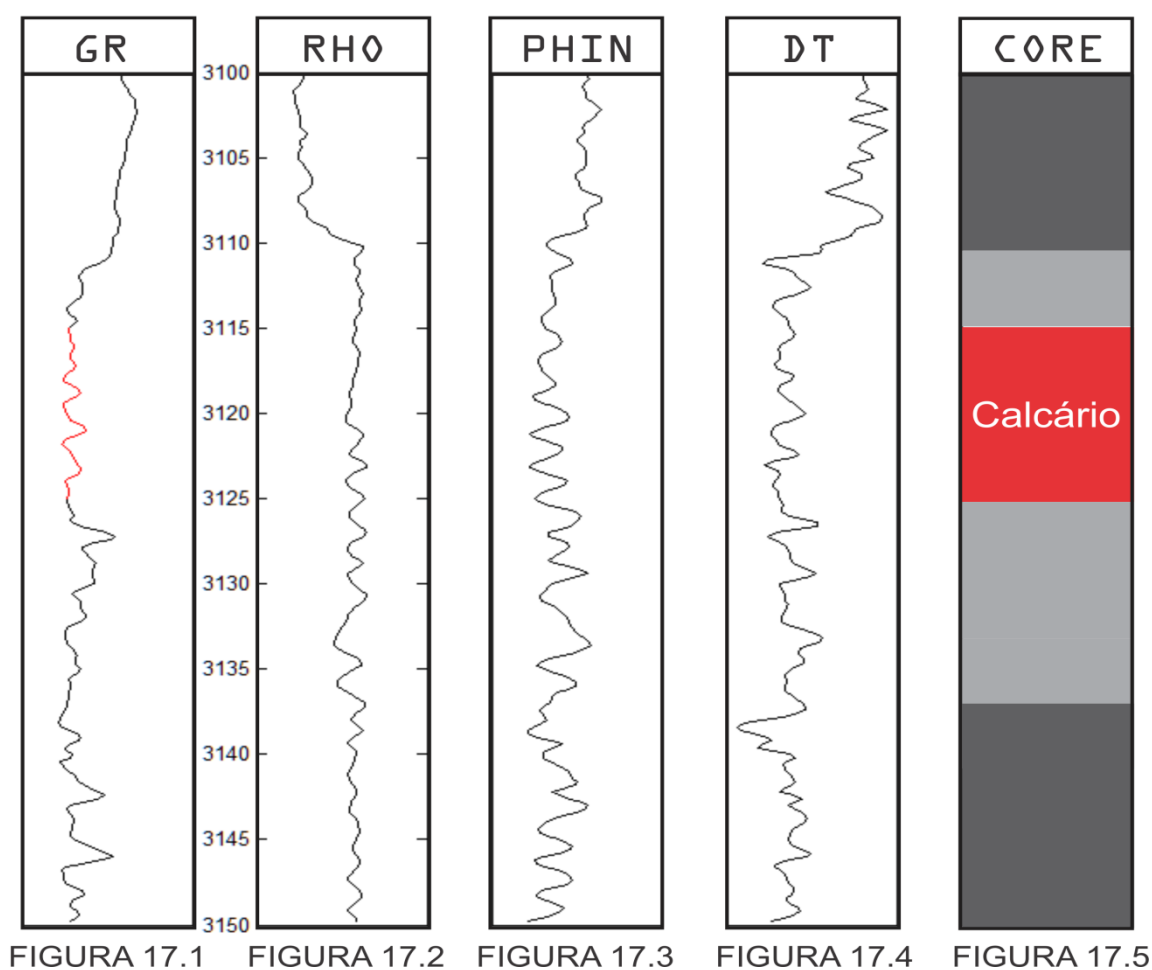
Na maioria dos casos práticos é difícil a constatação direta do efeito do desmoronamento sobre o perfil de densidade. Auxiliam para esta constatação a interpretação qualitativa do perfil de caliper e da curva de correção da ferramenta, quando disponível. Um efeito semelhante ao desmoronamento ocorre quando da utilização da ferramenta de densidade em poços com diâmetro maior que a máxima abertura do braço mecânico da ferramenta que tem a função de arrasta-la junto a parede do poço durante a operação de perfilagem. Neste caso a ferramenta não corre rente a parede do poço, mas sim oscilando no interior do poço, produzindo um conjunto de medidas com maior ou menor influencia da lama, resultando em um perfil de densidade com o aspecto de dentes de serra.

Quando as perturbações no perfil de densidade não são devidamente corrigidas pelos algoritmos de calibração da ferramenta, a identificação do efeito de desmoronamento em dados reais é extremamente complicada. Neste

caso uma parcela expressiva em volume de lama contribui para a medida da densidade nos trechos desmoronados. Esta contribuição da lama implica em uma redução, de um valor constante, das medidas registradas no perfil de densidade.

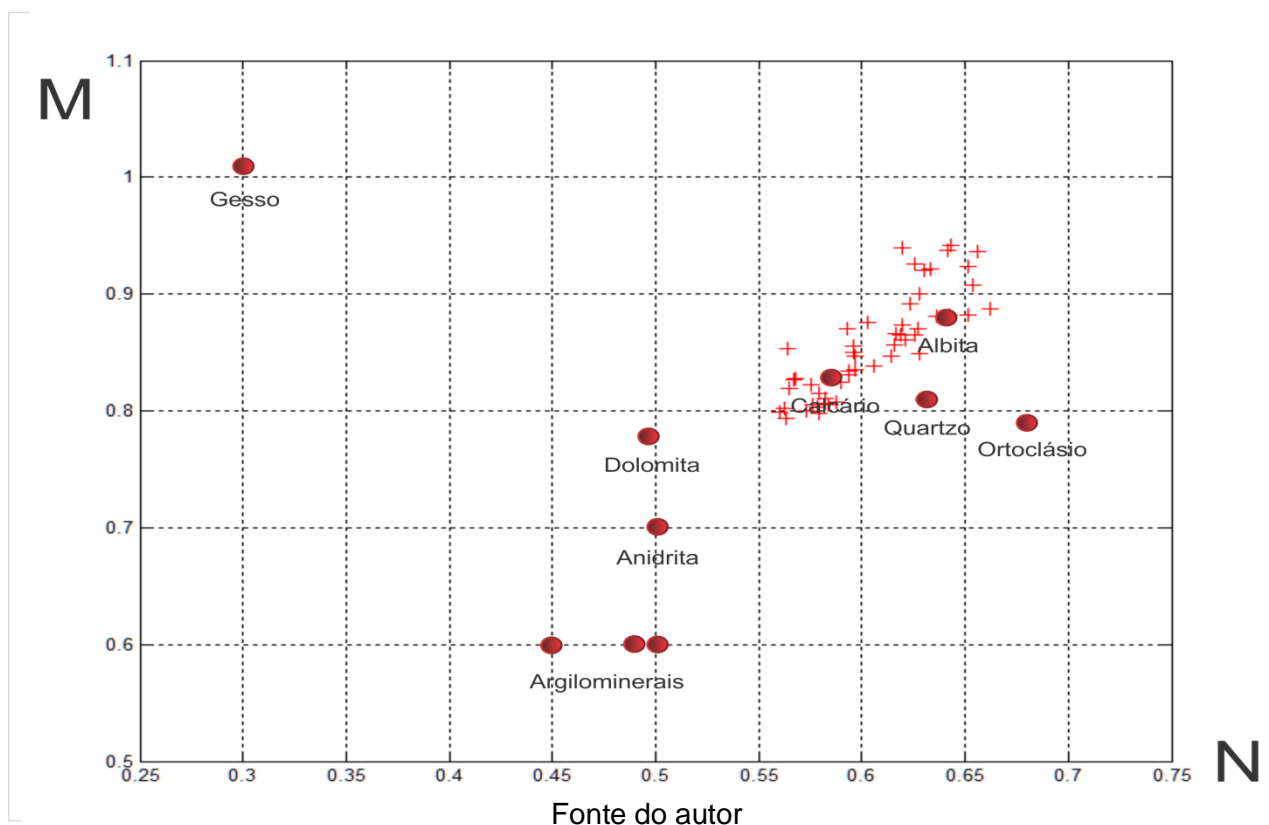
A figura 17 mostra um conjunto de perfis registrados em um intervalo de um poço. A figura 17.1 mostra o perfil de raio gama natural, identificando à seção correspondente ao calcário a partir da profundidade 3115 metros (linha vermelha). A figura 17.2 mostra o perfil de densidade obtido neste poço, quase que imperceptível identificação de desmoronamento. As figuras 17.3 e 17.4 mostram os perfis de porosidade neutrônica e sônico, respectivamente medidos neste intervalo do poço. A figura 17.5 mostra a identificação do calcário através do testemunho na seção vermelha (*well core*), e as demais seções que não são de interesse neste momento. Nota-se também a ausência do perfil de caliper.

Figura 17 – Respective perfis de raio gama, densidade, porosidade neutrônica, sônico e seção testemunhada.



A figura 18 mostra o Gráfico M-N obtido, considerando o perfil de densidade registrado (figura 17.2). Observa-se um espalhamento dos pontos no intervalo entre os pontos da Calcita, Albita e do Quartzo. Este espalhamento dificulta a interpretação do Gráfico M-N uma vez que este grupo de pontos pode ser interpretado como uma litologia com três ou mais minerais, onde se torna extremamente difícil indicar qual o mineral principal da formação.

Figura 18 – Gráfico M-N com grande espalhamento e difícil identificação do mineral principal



A figura 19 mostra o Gráfico L-K onde se observa uma diminuição do espalhamento e um deslocamento dos pontos na direção perpendicular ao deslocamento visto na figura 20, que é o Gráfico P-Q. A comparação destes dois gráficos é indicativa de que o espalhamento visto no gráfico M-N é devido ao efeito de alargamento da parede do poço e não a constituição de pluralidade mineral.

Figura 19–Gráfico L-K com espalhamento na vertical demonstrando erro no parâmetro L

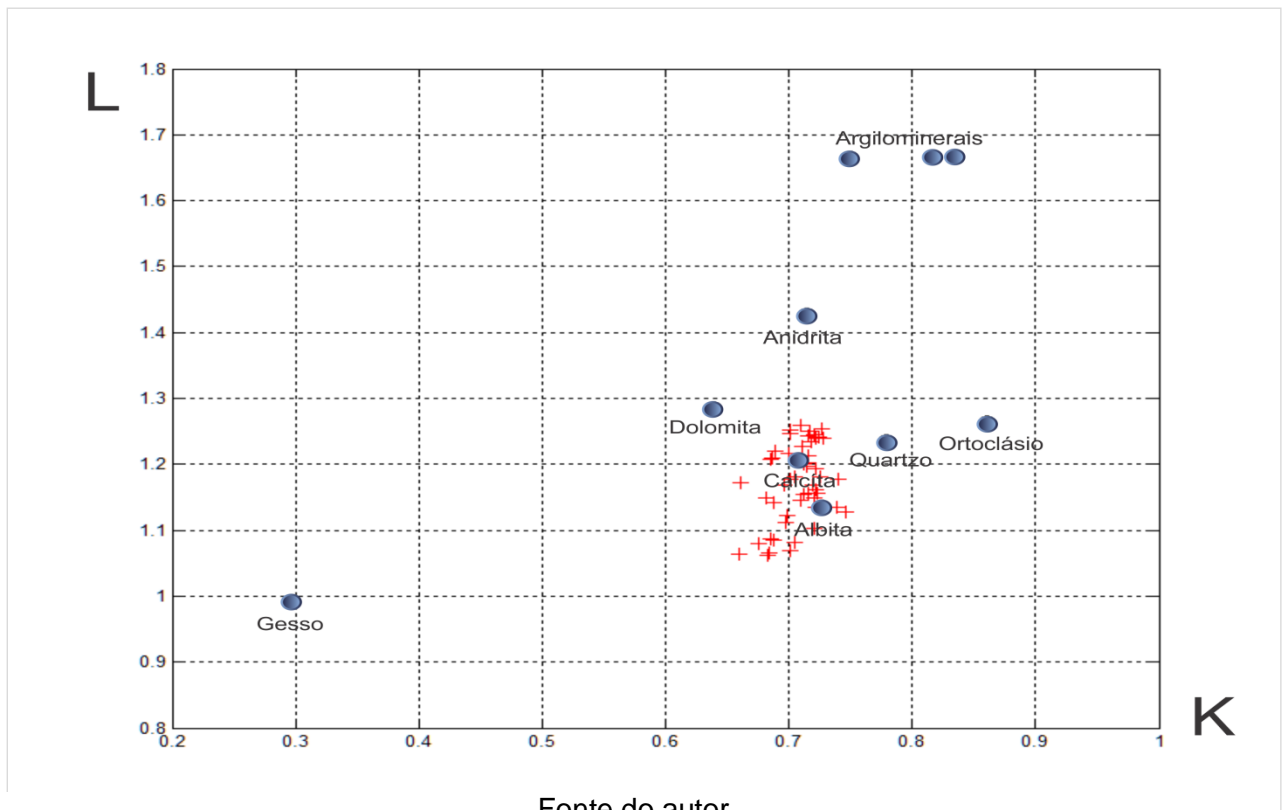
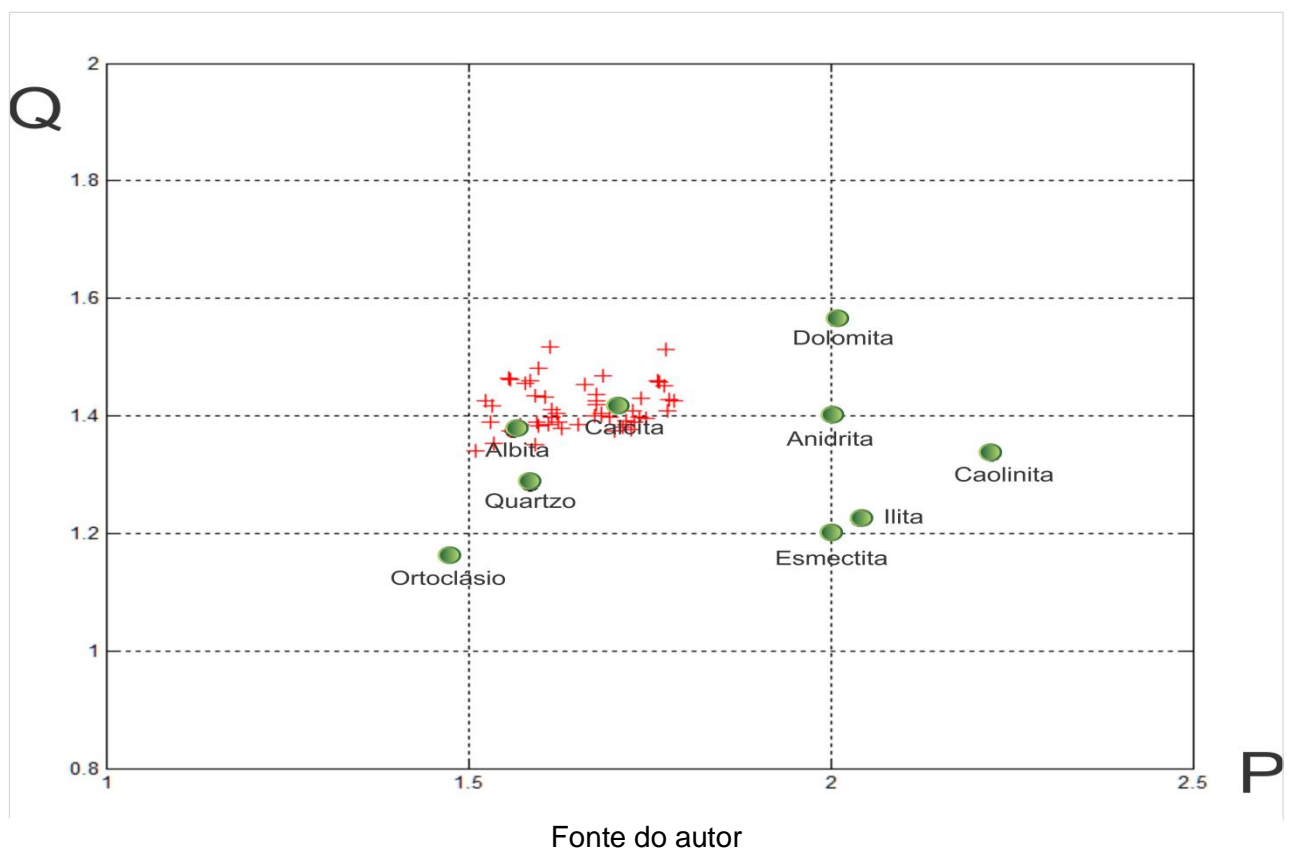
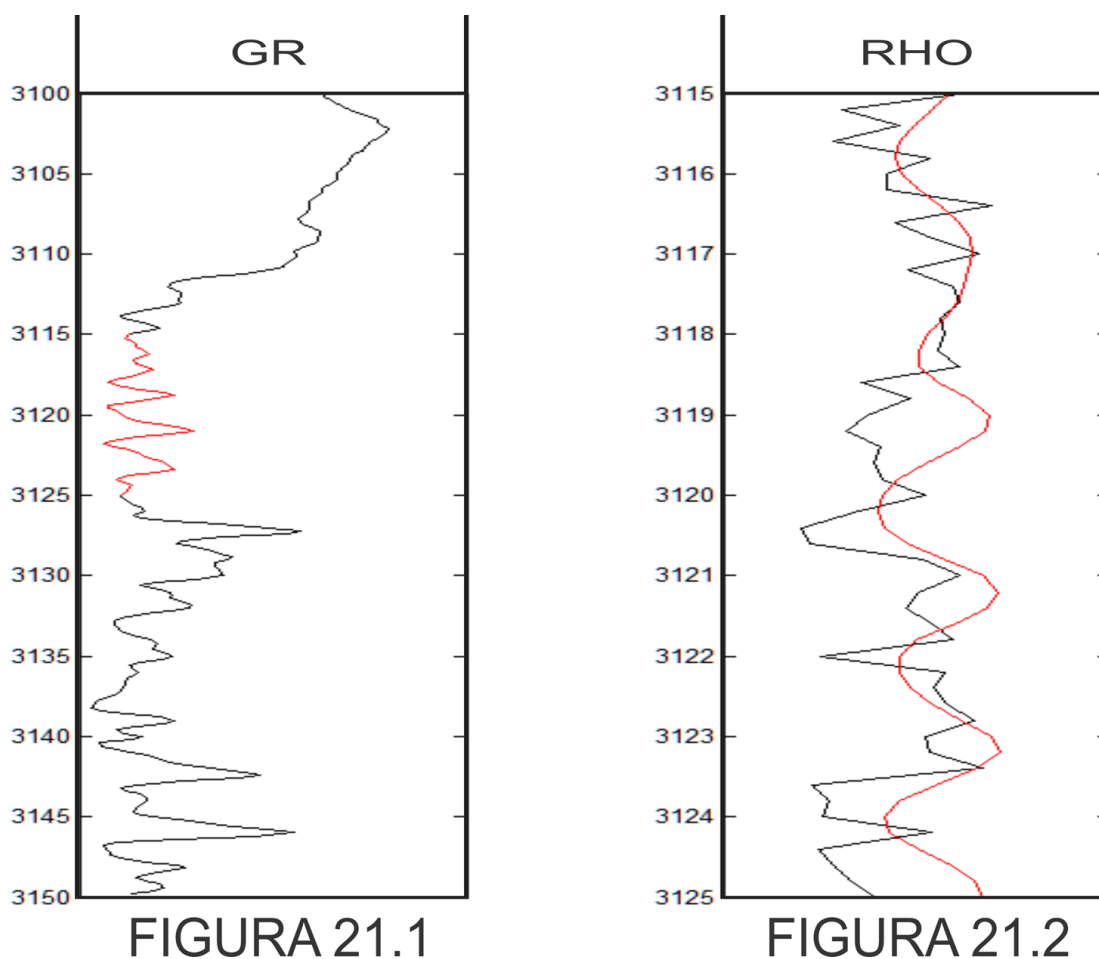


Figura 20– Gráfico P-Q com espalhamento na horizontal, demonstrando erro no parâmetro P



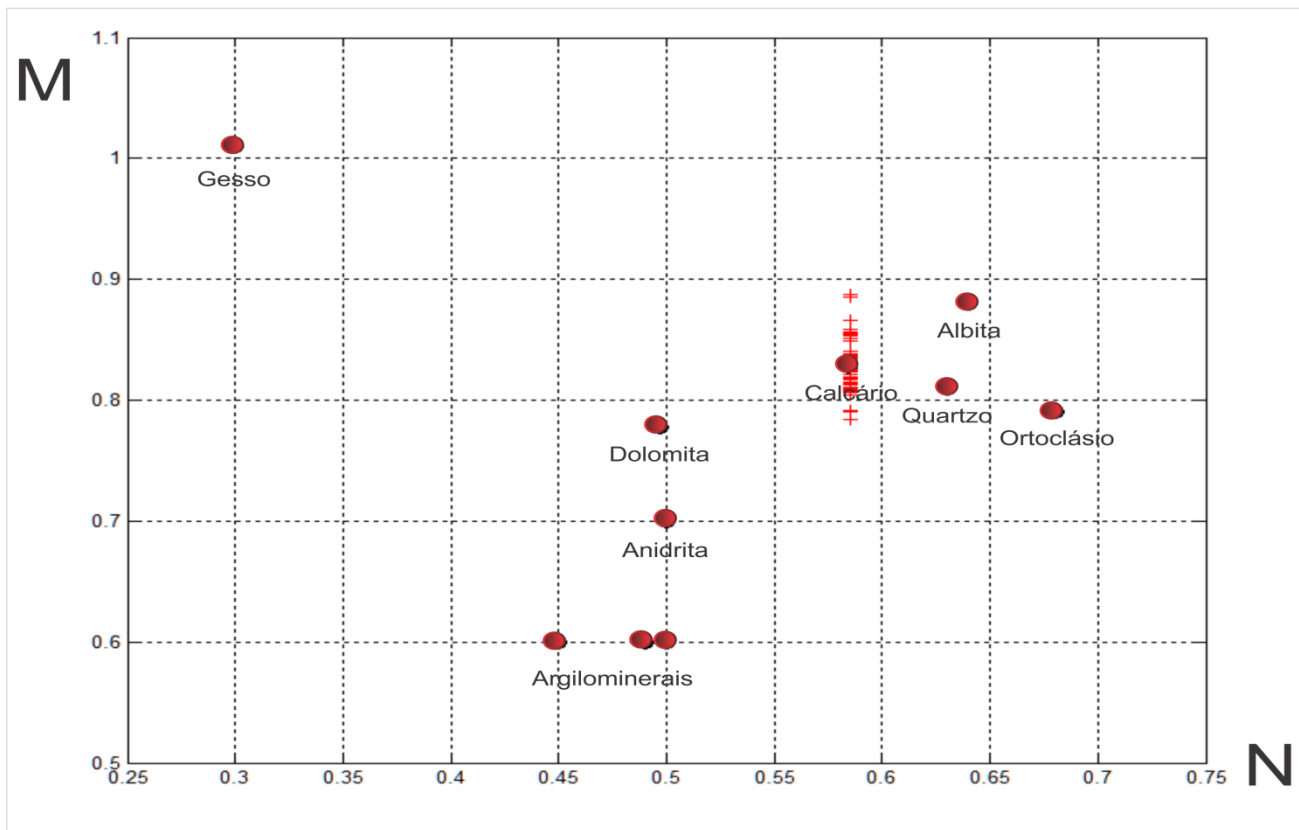
A figura 21 mostra o resultado da aplicação da correção do perfil de densidade do efeito de desmoronamento da parede do poço, como apresentado neste TCC. A figura 21.1 mostra o perfil de raio gama natural como referência, tendo em destaque a profundidade 3115 metros até 3125 metros do trecho desmoronado (linha vermelha). A figura 21.2 mostra o perfil de densidade registrado, tendo o efeito do poço que sofreu alargamento (linha preta) e o perfil de densidade corrigido (linha vermelha). Observa-se uma suavização no trecho desmoronado do poço. A figura 22 mostra o Gráfico M-N construído com o perfil de densidade corrigido. Observa-se uma expressiva redução do espalhamento dos pontos (pontos vermelhas), tornando evidente a identificação do mineral principal e consequentemente da litologia desta camada como calcário.

Figura 21 – Perfil de Raio gama e Densidade respectivamente.



Fonte do autor

Figura 22 – Gráfico M-N corrigido, demonstrando ser possível a identificação litológica.



Fonte do autor.

## 5 CONCLUSÃO

Neste Trabalho de conclusão de curso (TCC) foram apresentadas duas metodologias para possibilitar uma correta identificação das rochas calcárias pelo método M-N, quando da ocorrência de desmoronamento da parede do poço que produz, uma redução dos valores registrados no perfil de densidade. Em muitas situações a ocorrência de alteração do diâmetro do poço em relação ao diâmetro de calibração da ferramenta, pode não ser percebida pela ferramenta de caliper (por exemplo: quando da atuação de esforços laterais, fazendo a seção do poço na forma ovalizada), ou na ausência do perfil de caliper, deste modo a incorreta medida da densidade da rocha calcária induz a uma errônea identificação litológica, através da interpretação do gráfico M-N. Este TCC apresenta a interpretação integrada dos gráficos P-Q e L-K, que caracterizam a ocorrência do efeito do alargamento do diâmetro do poço sobre o perfil de densidade quando constata-se uma distribuição dos pontos na forma perpendicular nos gráficos P-Q e L-K.

Para a correção do efeito do desmoronamento da parede do poço sobre o perfil de densidade, este TCC apresenta um método, específico para rochas calcárias com base na equação de calibração do perfil de porosidade neutrônica, que é muito pouco, ou não afetado pelo aumento do diâmetro do poço.

A metodologia aqui apresentada, foi exemplificada com dados sintéticos obtidos a partir do modelo petrofísico e dados reais de um poço perfurado no Campo de Namorado, na Bacia de Campos. O intervalo adotado como teste da metodologia é um intervalo testemunhado, que confirma a ocorrência de uma rocha calcária, conforme a interpretação do gráfico M-N construído com o perfil de densidade corrigido. As alterações ambientais que são passíveis de modificar os valores registrados no perfil de densidade, normalmente, são de difícil tratamento na avaliação de formação. Este TCC não esgota o assunto apresentando apenas uma solução para o caso do calcário. O que deixa como indicativo para trabalhos futuros a pesquisa sobre as possíveis correções para as outras litologias reservatório.

## REFERÊNCIAS

- BURKE, J.; CAMPBELL, R.; SCHIMIDT, A. *The lithoporositycrossplot*. SPWLA 10<sup>th</sup> Logging Symposium. 1969.
- BARROS, C.; ANDRADE, A. Determination of water saturation by intelligent algorithm. In: SIMPOSIO BRASILEIRO DE GEOFÍSICA, 3., 2008, Belém. *Resumos Expandidos...* Belém: SBGf., 2008. 1 CD-ROM..
- KEAREY, P.; BROOKS, M.; HILL, I. *An introduction to geophysical exploration*. 3. ed. Osney Mead, Oxford: Blackwell Science Ltd., 2002. 414 p.
- CHIU, S. Identificação do modelo Fuzzy com base na estimativa de cluster. *Journal of Fuzzy e Sistemas Inteligentes*, v. 2, n. 3, Set. 1997.
- ELLIS, D. V. *Well logging for earth scientists*. New York. USA: Elsevier, 1987. 532 p.
- KOHONEN, T. *Self-organization and associative memory*. Berlin: Springer-Verlag, 1989. 312 p.
- MENDES, J.C. *Elementos de estratigrafia*. São Paulo: T. A. Queiroz, 1984. 566 p. (Biblioteca de Ciências Naturais, 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. 549 p.
- WELLER, J.M. Stratigraphic facies differentiation and nomenclature. *Am. Ass. Petrol. Geologists, Bull.*, v. 42, n.3, p.17-50, Mar. 1958.