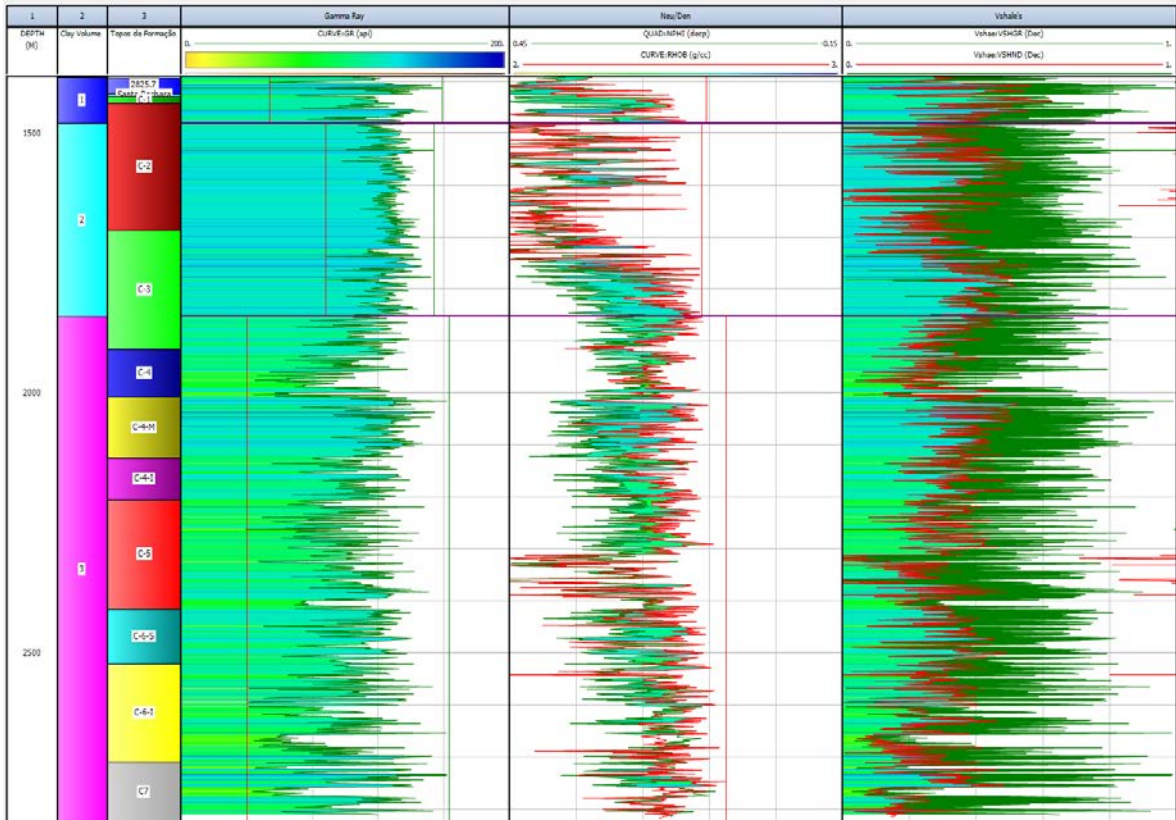


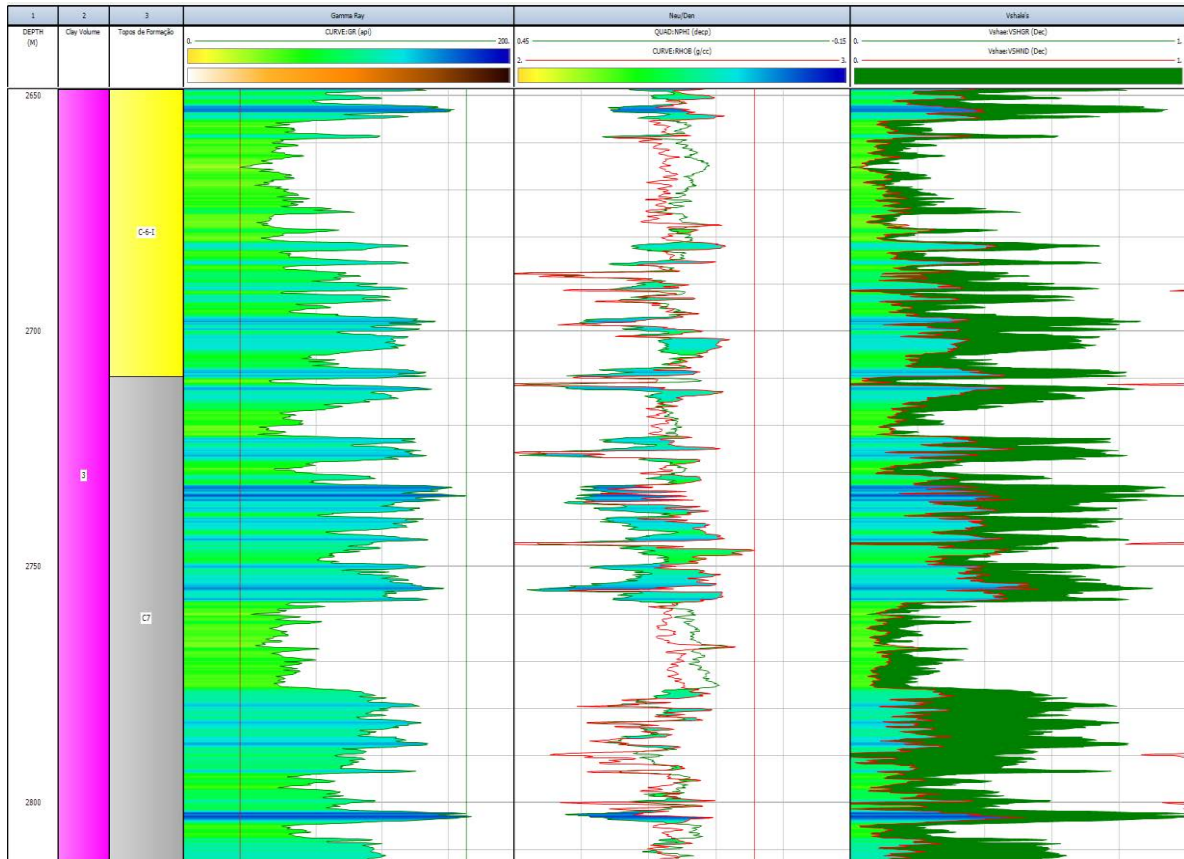
Figura 19 - Cálculo do volume de argila em VNZ-A.



Legenda: dados separados em 3 grandes intervalos (track 2) para evidenciar a melhor utilização das curvas de densidade e neutrão.

Fonte: O autor, 2016.

Figura 20 - Cálculo do volume de argila em VNZ-A, zona do reservatório



Legenda: comparação do volume de argila calculado com GR em verde e o calculado com densidade e neutrão colorido no track 06.

Fonte: O autor, 2016.

7.2 Condutância das argilas

A resistividade depende do tipo e distribuição de argila presente em um reservatório. A presença da troca catiônica em argilas, frequentemente causa diminuição de resistência da passagem de corrente, o que provoca, como consequência, uma diminuição em cálculos de saturação de água não corrigidos.

A condutância da argila está relacionada com a capacidade de troca catiônica (CTC), quanto maior for a CTC menor será o fator de formação em qualquer salinidade. As superfícies argilosas são os locais onde cátions podem ser trocados com fluido de lama de perfuração. Esta troca iônica pode alterar a porosidade da formação, reduzir a permeabilidade, a resistividade de formação e também resultar em altos erros de cálculos da saturação de água.

Diversos pesquisadores propuseram equações que permitem cálculos do fator de formação independente dos efeitos de condutividade de argila.

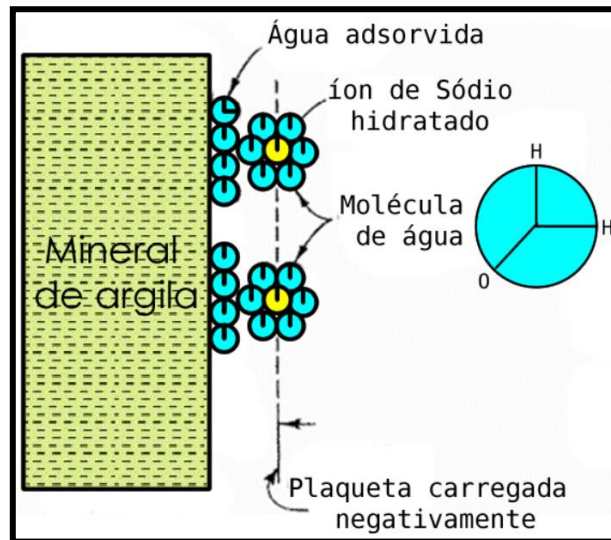
A capacidade de troca catiônica por volume de poros e condutância equivalente de cátions de argila são parâmetros essenciais em modelos de capacidade de troca catiônica da saturação de água. Valores de CTC sintéticos foram gerados como curvas de entrada para o poço VNZ-A. A condutância equivalente de parâmetro de cátions de argila será usada no volume de capacidade de troca catiônica de argila (CTC) nos modelos de saturação de água de Waxman-Smits, Dual-Water, e Juhasz.

7.2.1 Capacidade de troca de cátions (CTC)

Outra propriedade da argila que entra no conceito da saturação de fluidos é a capacidade de troca de seus cátions (CTC), representada numericamente pelo coeficiente “Qv”. Em reservatórios com argilas dispersas, águas dos poros estão em contato com os componentes das argilas. Os cátions são atraídos para a carga negativa da argila e criam um caminho de condutância adicional sobre a superfície dos grãos (figura 21).

Plaquetas de argila são carregadas negativamente como resultado da substituição de íon em sua estrutura. Cátions como de Na^+ residem na superfície da argila seca. Quando a argila está em contato com soluções salinas (água), esses cátions Na^+ ficam suspensos, próximos da superfície da argila, repelindo, por conseguinte, os ânions Cl^- presentes na solução da superfície da argila.

Figura 21 - Água adsorvida na superfície de argila



Legenda: Em reservatórios com argilas dispersas, águas dos poros estão em contato com os componentes das argilas. Os cátions são atraídos para a carga negativa da argila e criam um caminho de condutância adicional sobre a superfície dos grãos (no limite de água).

Fonte: CRAIN, 2001. Modificado pelo autor, 2016.

O arranjo da dupla camada de água pode ser visto na figura 21, entre a concentração de sódio hidratado e molécula H₂O adsorvida à superfície da argila. Diretamente na superfície da argila encontra-se uma única camada de água adsorvida. Próxima a essa camada existe outra camada contendo íons Na⁺ hidratados, suficientes para balancear a plaqueta negativamente carregada.

A concentração de cátions de sódio é expressa em miliequivalentes por grama de argila seca (1 meq = 6×10^{20} átomos) e pode ser medida por meios químicos e são chamadas de capacidade de troca dos cátions. Diferentes tipos de argilominerais possuem diferentes valores de CTC:

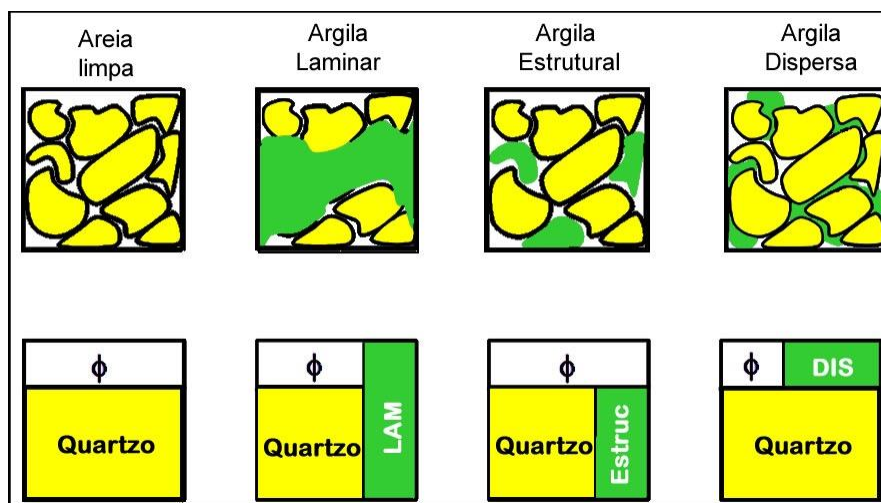
- a) Esmectita: 80 a 150meq / 100g (argila de granulometria fina)
- b) Ilita: 10 a 40meq / 100g
- c) Clorita: 10 a 40meq / 100g
- d) Caulinita: 3 a 15meq / 100g (argila de granulometria grosseira)

7.2.2 Distribuição das argilas

As abundantes diferenças entre os tipos de argilas afetam significativamente as respostas dos perfis de ferramentas de avaliação de reservatório, portanto para sua quantificação foi utilizado o parâmetro chamado volume de argila (Vshale).

O Volume de argila (V_{shale}), que representa a quantidade de argila em um intervalo de interesse exploratório, pode ser medido em uma pequena porção do poço (% Vol) a partir de perfis geofísicos de raios gama, potencial espontâneo ou densidade/neutrão. Através de análise laboratorial de DRX o volume (% em peso) pode ser quantificado, além de diferenciar os tipos de minerais de argila (esmectita, ilita e clorita). Estes últimos também podem ser caracterizados através de análises de microscópio petrográficos e pelo microscópio eletrônico de varredura (MEV).

Figura 22 - Distribuição de argilas no reservatório arenoso



Fonte: CRAIN, 2001. Modificado pelo autor, 2016.

A porção de areia limpa representa o reservatório (figura 22), onde não há minerais de argila ou argilas, e consistem unicamente de grãos de areia. Estas areias foram depositadas como resultado de um regime de fluxo de nível de energia única. A equação de Archie padrão seria adequada para análise de perfil de areias limpas.

As argilas dispersas estão intercaladas ao longo da areia e geralmente ocorrem como um componente de preenchimento de poros da rocha, por terem uma variedade de tamanhos e formas cristalinas. Eles são capazes de produzir um espectro largo de efeitos adversos sobre o fluxo e propriedades de saturação do fluido, sem necessariamente ter efeito representativo sobre o volume total de poros da rocha.

As argilas laminares são distribuídas num reservatório como camadas relativamente finas de argila, intercaladas em laminas com camadas com maior granulometria.

As argilas estruturais consistem de nódulos de argila ou fragmentos de argila litificada que foram misturados com grãos de areia para formar parte da matriz rochosa de arenito. Ao contrário de argilas dispersas, cujo tamanho de grão é tão pequeno que eles ocupam

interstícios entre os grãos, as argilas estruturais possuem o granulometria que é pelo menos tão grande como os grãos de areia, e como consequência conseguem influenciar na estrutura da matriz.

7.2.2.1 Distribuição de argilas pelo método de Thomas-Stieber

Neste trabalho foi utilizada a técnica desenvolvida por Thomas Steiber (1975), que desenvolveu um modelo simples de explorar a variação da porosidade em razão do volume de argila, dependendo da distribuição da argila nas sequências de areia-argila (por exemplo, laminado, disperso ou estrutural). Assim, introduzindo as propriedades de ponto de areia limpa e argila, este modelo pode ser usado para inferir a distribuição de argila dentro da rocha e, portanto, fornecer evidência de laminação do reservatório.

Uma suposição feita neste modelo é que existem apenas dois tipos de rochas alternadas dentro da laminação. Em outras palavras, a interpretação se limita apenas à mistura entre areia limpa e argila ou areia suja e argila.

O volume de argila, a porosidade de argila e porosidade total são dados de entrada para o modelo do Thomas Stieber (T-S), que pode ser visto no cálculo em forma contínua através do IP (figura 23) ou no cruzamento de perfis (figura 24 e 25). No presente estudo, no modelo T-S foi encontrada somente argila laminar e dispersa, com ausência de argila estrutural.

A equação utilizada para estimar a concentração de argila laminar com o modelo T-S é dada por:

$$\phi_{tsd} = \phi_t - V_{lamr} * \phi_{shale} / (1 - V_{lamr})$$

Onde:

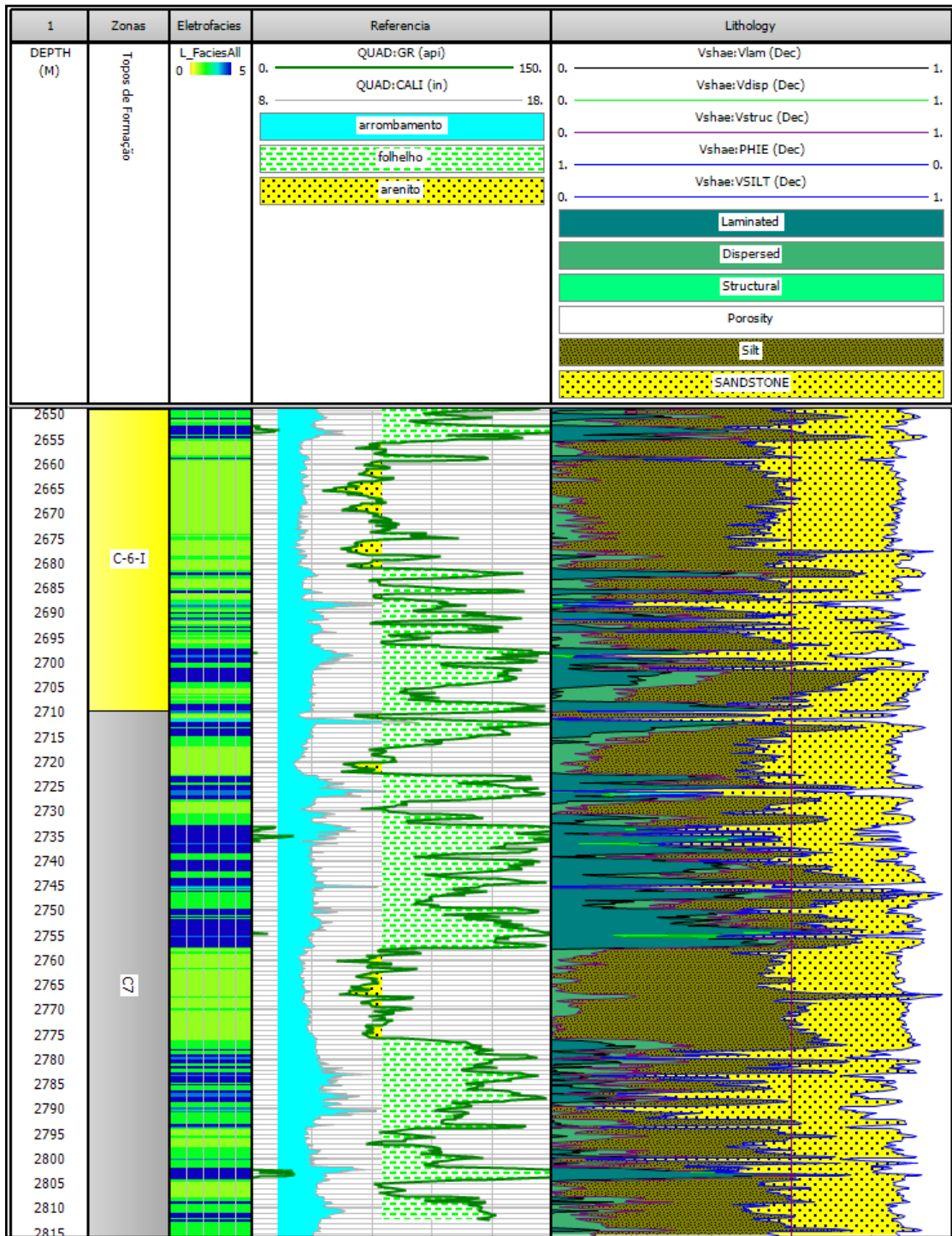
V_{lamr} = concentração de volume de argila laminar;

ϕ_t = porosidade total;

ϕ_{tsd} = porosidade máxima de areia limpa;

ϕ_{shale} = porosidade da argila.

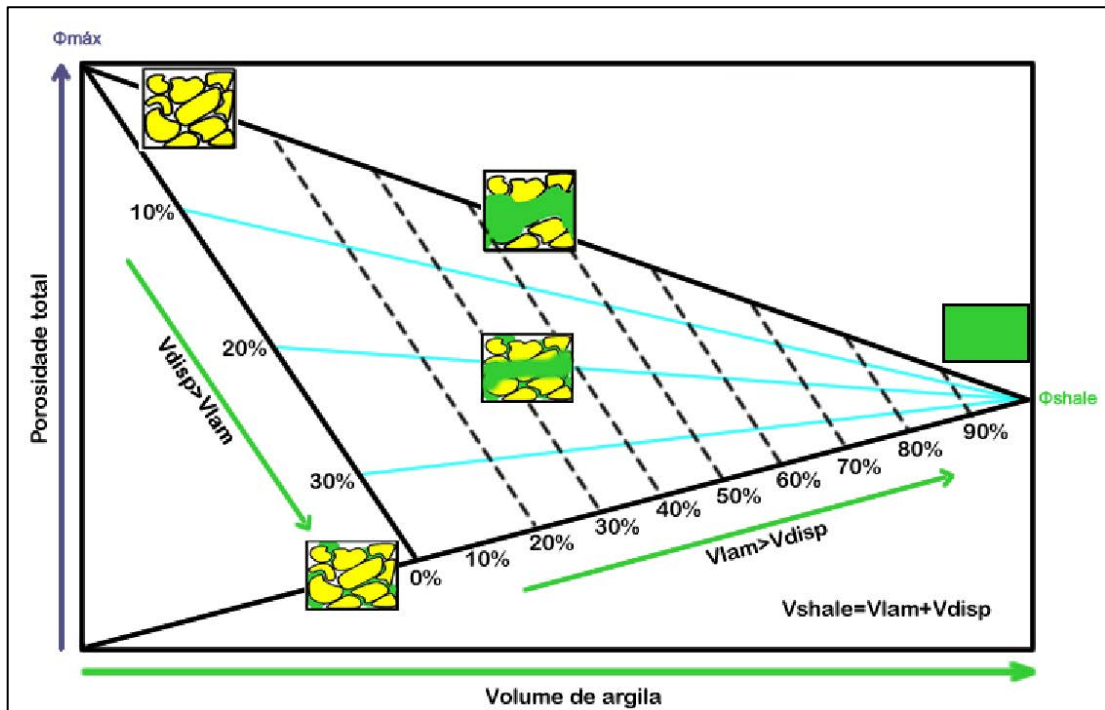
Figura 23 - Distribuição das argilas.



Legenda: Distribuição das argilas nas zonas C-6 e C-7 do poço VNZ-A, utilizando modelo teórico para tipificação de argilas de Thomas Steiber (1975) no reservatório utilizando as curvas de porosidade da densidade e do neutrão, mostrando a presença de argila dispersa e silte.

Fonte: O autor, 2016.

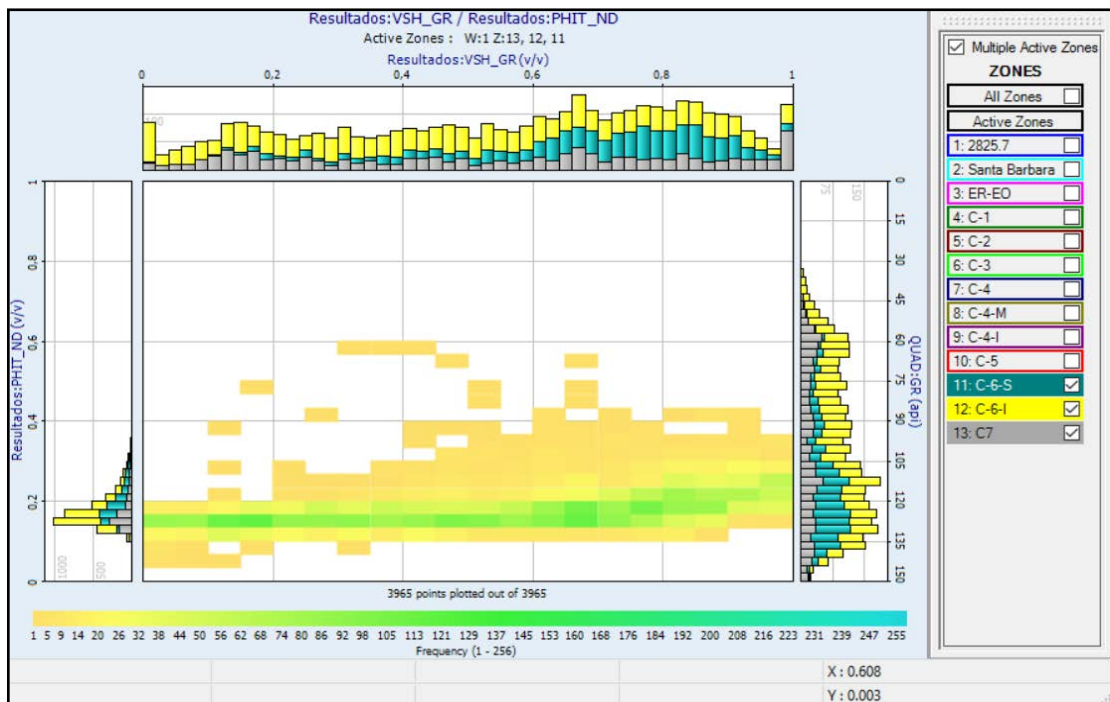
Figura 24 - Modelo de distribuição de argilas de Thomas Steiber (1975).



Legenda: compara-se o cruzamento de porosidade total e volume de argila, quanto mais a baixo e a direita, mais argila presente no reservatório.

Fonte: YARED et al. 2010. Modificado pelo autor, 2016.

Figura 25 - Aplicação do modelo de distribuição nos reservatórios C-6 e C-7



Legenda: Distribuição das argilas nas zonas C-6 e C-7 do poço VNZ-A, utilizando modelo teórico para distribuição de argilas de Thomas Steiber (1975) no reservatório utilizando as curvas de porosidade da densidade e do neutrão, mostrando a presença de argila dispersa e silte.

Fonte: O autor, 2016.

7.3 Cálculo da Porosidade

A porosidade de uma formação caracteriza a capacidade que a mesma possui de armazenar fluido em seus poros. A porosidade de uma rocha é o volume de objetos não sólidos da rocha que se encontram preenchidos por fluidos dividido pelo volume total da rocha. A porosidade (n) é expressa em percentagem, e é definida como o volume dos poros (V_v) dividido pelo volume total (V) de uma amostra, ou seja:

$$\Phi_t = \frac{V_v}{V_t} \times 100$$

As principais variáveis que governam a porosidade de um meio poroso são a uniformidade do tamanho de grãos, o grau de cimentação, o grau de compactação dos grãos e empacotamento.

Diferentes classificações de porosidades são utilizadas na petrofísica de reservatórios: a porosidade efetiva e a porosidade total. Em petrofísica, o tipo de porosidade chamada de efetiva pode ser considerado a mais importante, pois se refere à quantidade de poros interconectados, ou seja, aquela que faz parte da rede de escoamento da rocha.

7.3.1 Determinação da porosidade total através do perfil de neutrão

A porosidade do perfil de neutrão é calculada pelo *software* de aquisição e mostrada diretamente no perfil. Os perfis devem ser interpretados por meio de um gráfico específico, haja vista que eles não são calibrados em unidades físicas. Em uma formação de argila, o perfil de neutrão irá aparecer de forma mais porosa. O efeito da argila no perfil de neutrão pode ser corrigido por meio da seguinte equação:

$$\Phi_N = \Phi_{N\text{perfil}} - V_{\text{shale}} * \Phi_{N\text{shale}}$$

Onde:

Φ_{tN} = Porosidade total do neutrão

$\Phi_{N\text{perfil}}$ = Leitura do intervalo do perfil de neutrão

Vshale = Volume de argila

Φ_{Nshale} = valor no perfil de neutrão da formação de argila

7.3.2 Determinação da porosidade total através do perfil de densidade

A porosidade derivada do registo de densidade (Φ_D) é definida pelas seguintes equações (Wyllie, 1963).

$$\text{Porosidade } (\Phi_D) = \frac{(\rho_{ma} - \rho_b)}{(\rho_{ma} - \rho_f)} \quad \text{equação 1}$$

Onde:

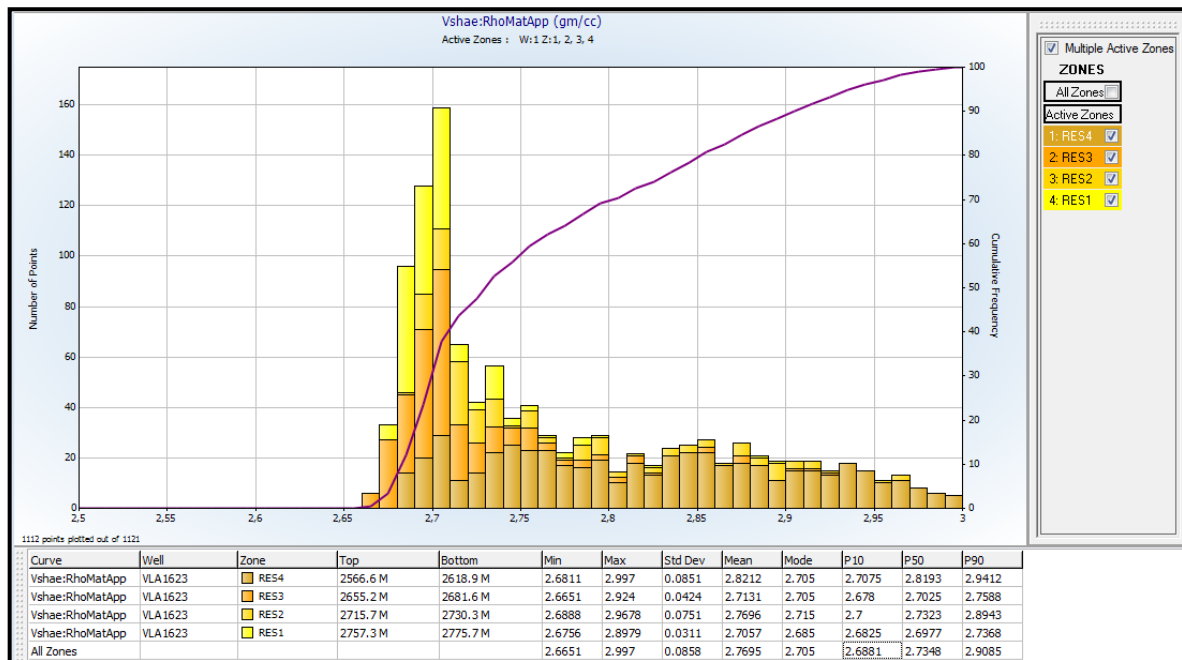
ρ_{ma} = matriz

ρ_b = Densidade bruta medida pela ferramenta

ρ_f = Densidade do Fluido (pode ser derivado do perfil de pré-testes).

A porosidade total do poço VNZ-A foi calculada a partir do perfil de densidade, para isso foi necessário o valor de densidade da matriz (ρ_{ma}). O valor de 2,68g/cm³ utilizando dados probabilísticos mais pessimistas (P10), realizado através do histograma (Figura 26) das densidades de matriz aparente dos arenitos das zonas reservatório estimadas, Res1 a 4, é o utilizado nesse caso. Os indicadores probabilísticos apresentam possibilidades de ocorrência de um dado, onde P10, P50 e P90 significam uma probabilidade de 10, 50 e 90% destes valores se confirmarem, respectivamente (Xavier, 2004). O valor é coerente com a matriz da rocha que é basicamente formada por quartzo e algumas áreas com cimentações calcíticas.

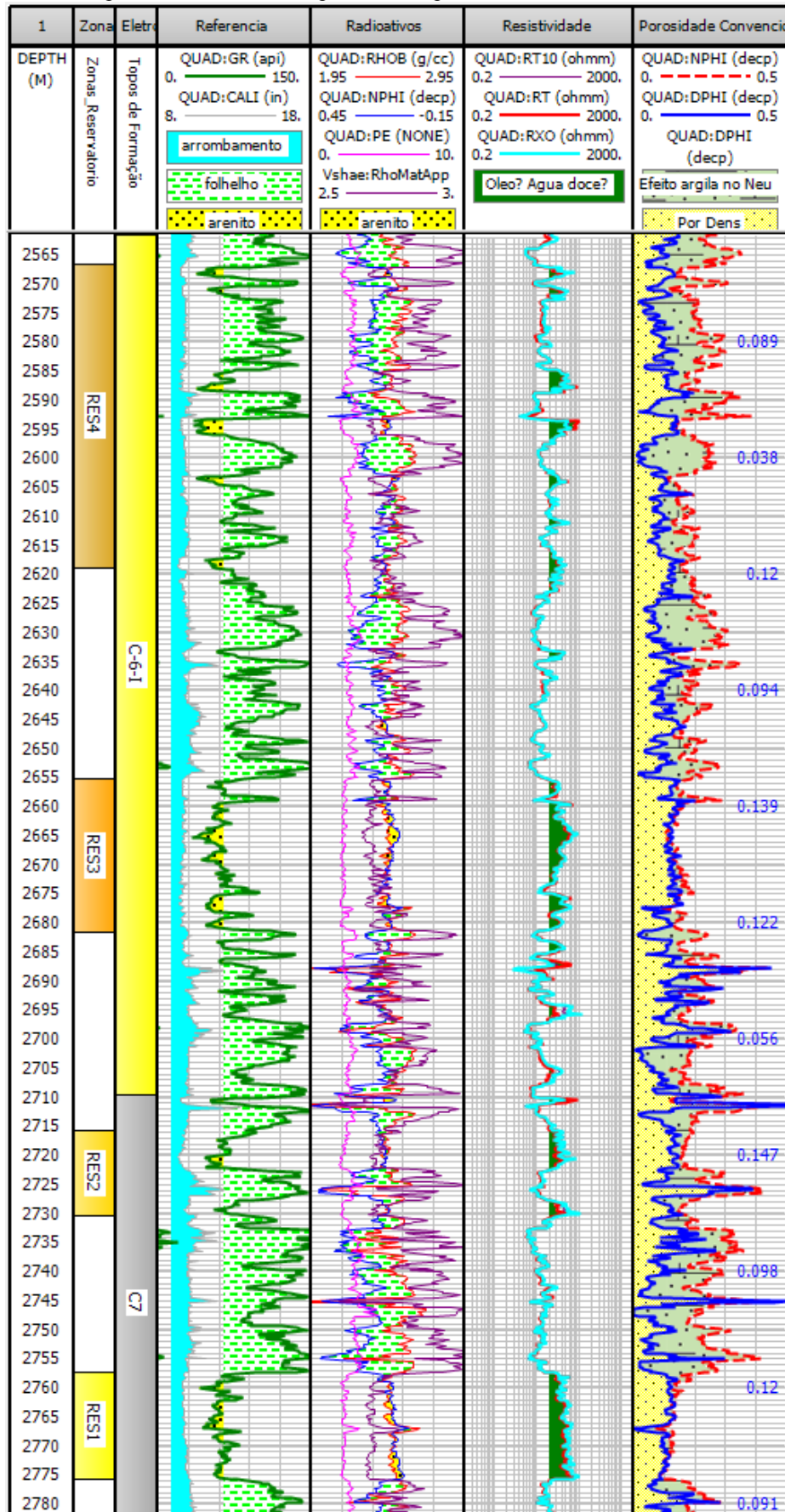
Figura 26 - Histograma da densidade de matriz aparente dos arenitos



Fonte: O autor, 2016.

Nota-se que nos locais com presença de argila, o perfil do Dphi mede porosidades menores do que a porosidade NPHI, que são superestimadas pela presença de absorvedores nos argilominerais (hidrogênio). Com a possível presença de hidrocarbonetos o NPHI mede porosidades baixas, enquanto no Dphi estas serão altas, como visto nas zonas reservatório 1 e 3 (Figura 27).

Figura 27 - Curvas de porosidade neutrão e porosidade por densidade



Fonte: O autor, 2016.

7.3.3 Determinação da porosidade através do perfil de RMN

A porosidade de um intervalo pode ser facilmente mensurada por RMN. A força de magnetização está diretamente relacionada ao número de prótons e, portanto, a quantidade de fluido presente na formação.

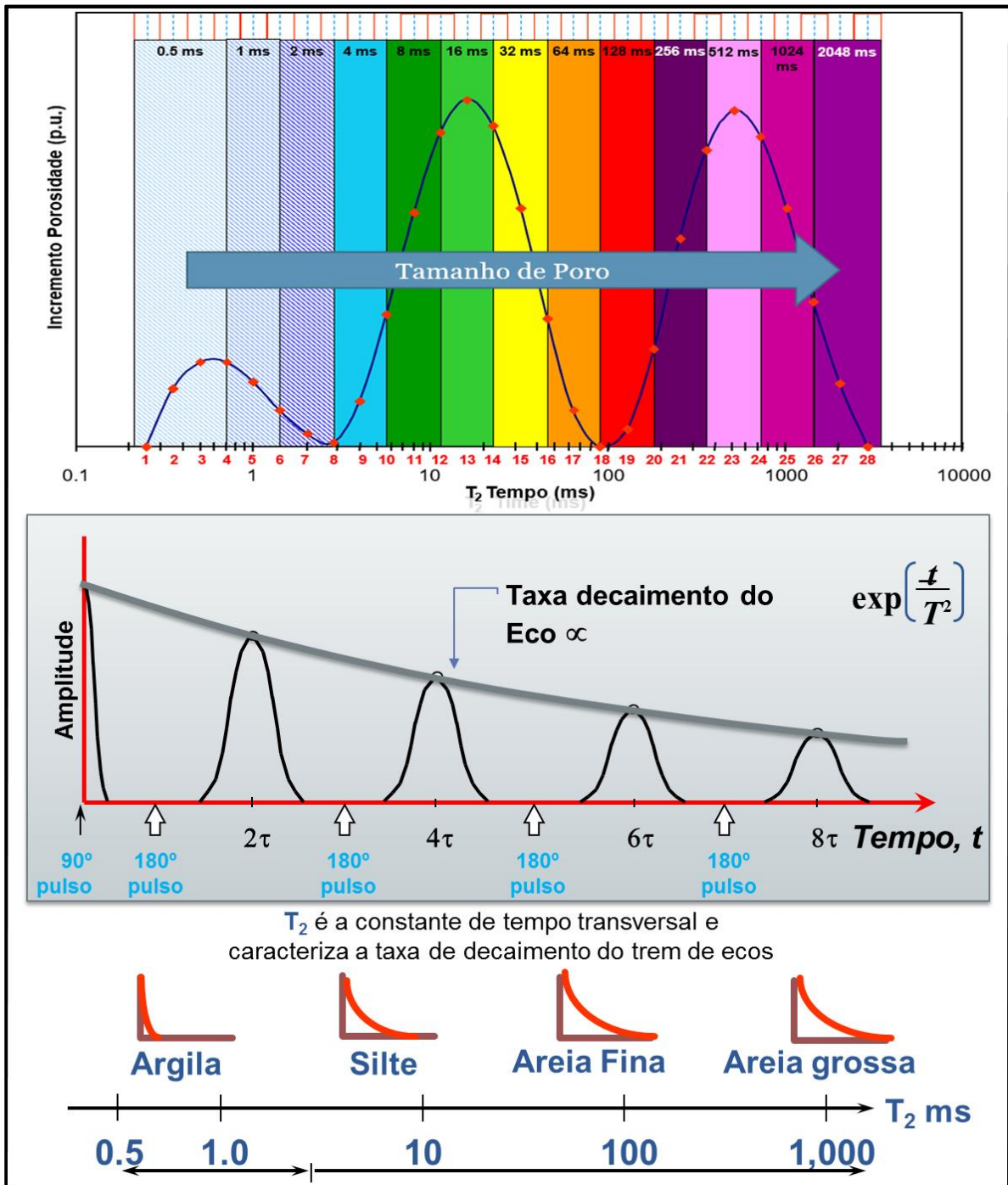
Para calcular a porosidade pelo RMN, utiliza-se a taxa de queda do relaxamento transversal que forma o trem de ecos, quanto mais acentuada, menor a porosidade, quanto mais branda, maior ela será, também devemos ter alguns cuidados técnicos, como, por exemplo, evitar o uso de campos magnéticos fortes que possam induzir gradientes magnéticos locais que se encontram sujeitos à suscetibilidade magnética nos poros, justamente pela possibilidade desses levarem a relaxamentos muito rápidos.

Também é necessário mensurar a magnetização de prótons, o tempo de relaxamento transversal (T2) deve ser longo o bastante para que essa magnetização seja detectada. Aparatos de laboratório conseguem mensurar tempos de relaxamento tão baixos quanto 0.1ms. Para ferramentas de poço, o limite é de cerca de 1ms. Consequentemente, prótons que são colocados sob condições que resultem em relaxamentos muito curtos não devem ser levados em consideração na mensuração de porosidade. Esses casos de rápido relaxamento incluem:

- a) Prótons em sólidos (minerais hidratados: gipsita, sílica, entre outros);
- b) Prótons em hidrocarboneto sólido, como no querogênio;
- c) Prótons localizados em poros com altas concentrações de ferro ou corpos paramagnéticos.

A porosidade de um neutrão corresponde a porosidade total do número de prótons em uma rocha, incluindo-se tanto sua fração sólida como sua fração de fluidos. A porosidade RMN corresponde exclusivamente aos prótons contidos na fração de fluidos, porém o tempo de relaxamento também está diretamente relacionado ao tamanho da garganta poral (Figura 28)

Figura 28 – Porosidade e tamanho de poro através do perfil de RMN.



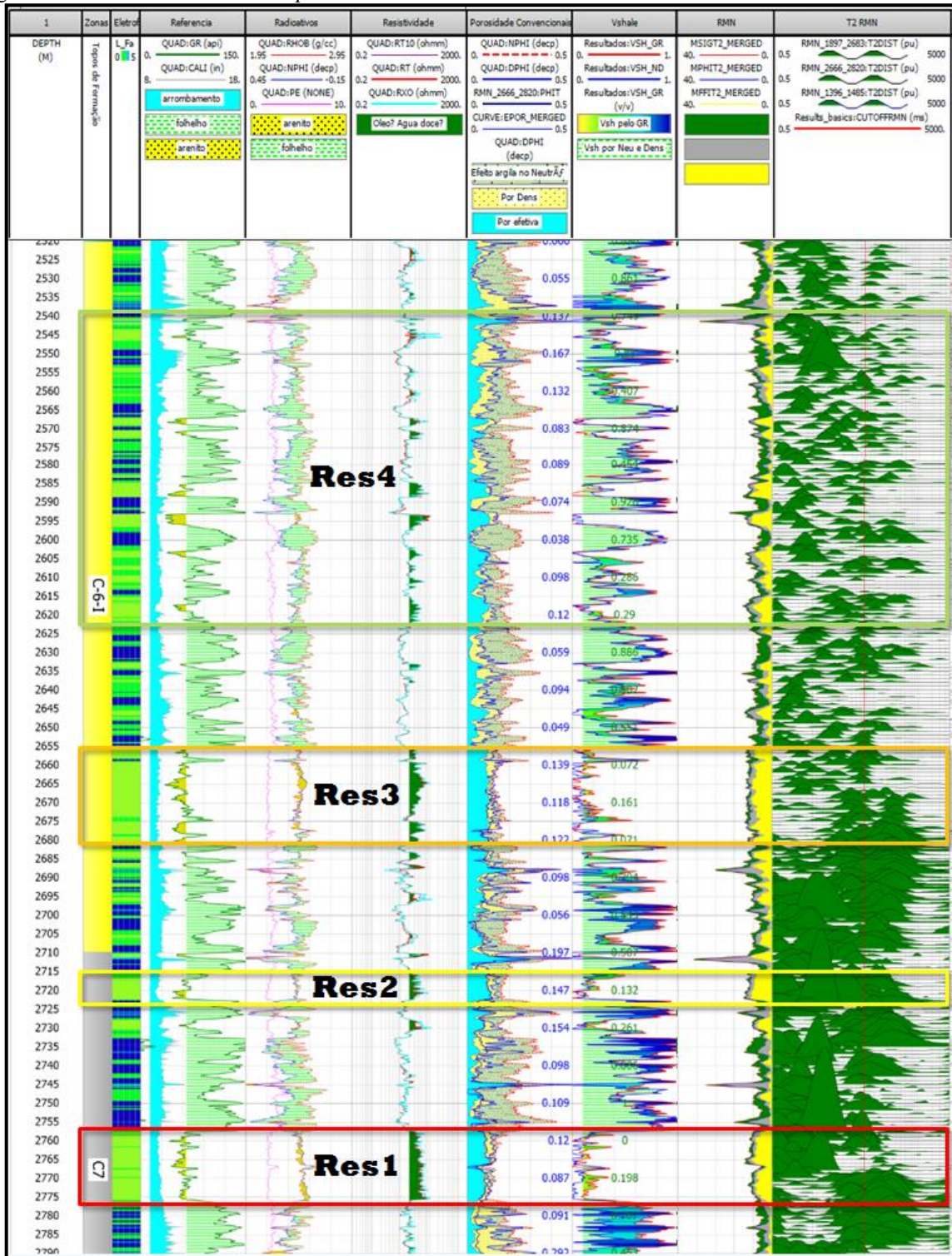
Fonte: COATES (1999). Modificado pelo autor, 2016.

7.3.4 Cálculo da porosidade efetiva

A porosidade efetiva é a relação entre os espaços vazios interconectados de uma rocha e o volume total da mesma. Do ponto de vista da petrofísica de reservatórios, a porosidade

efetiva é o valor que se deseja quantificar, pois representa o espaço ocupado por fluidos que podem ser deslocados do meio poroso.

Figura 29 - Porosidade efetiva e porosidade total



Legenda: Track 07 apresentada a porosidade efetiva calcula em azul, valores de porosidade total subtraindo a água intrínseca das argilas, em amarelo no track 09 está o fluido livre como resultado do perfil de RMN apresenta resultados similares à porosidade efetiva.

Fonte: O autor, 2016.

Por questões de melhor estimar o fluido livre no reservatório, deve ser retirada a influência das argilas, com uso dos perfis básicos, através dos valores de V_{shale} calculados (equação 2). Através do RMN, o fluido livre é uma curva resultante (Figura 30) e corresponde a porosidade total subtraída da água intrínseca das argilas (CBW). No poço VNZ-A, os valores da segunda equação empírica apresentada abaixo são escolhidos (equação 3), sendo a porosidade total oriunda da densidade (D_{phi}) subtraída do CBW:

a) Com uso de perfis básicos (argilas dispersas):

$$\text{Porosidade } (\Phi_e) = \Phi_t - V_{shale}$$

equação 2

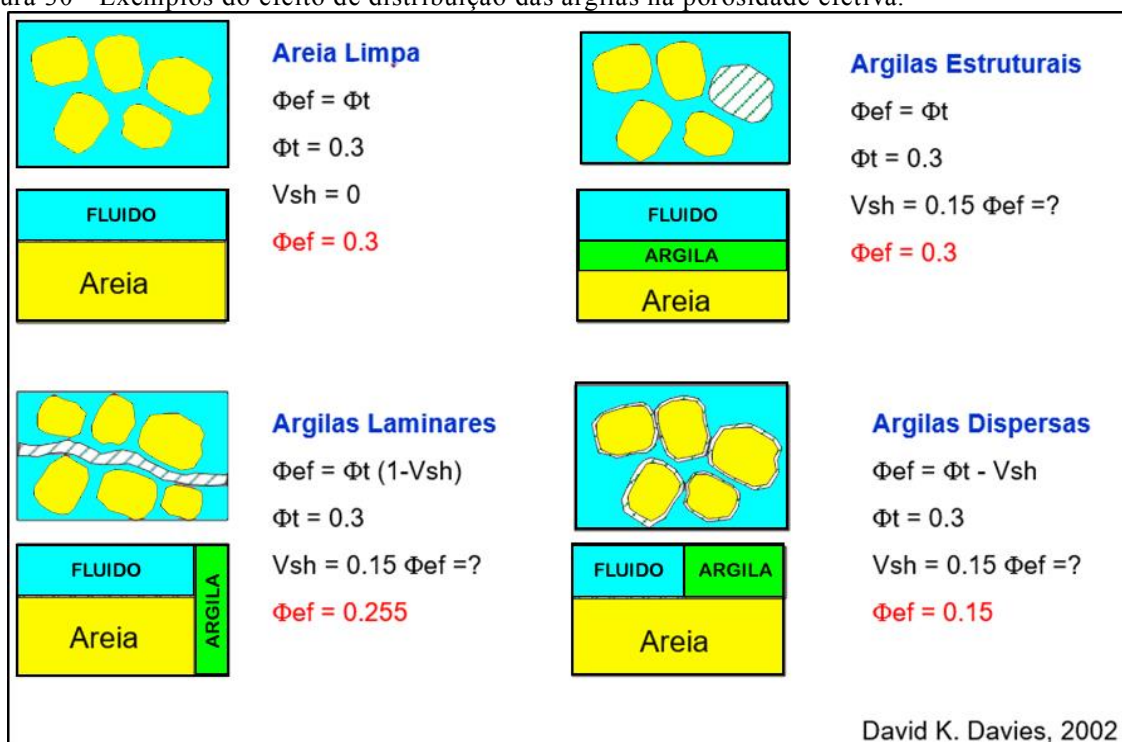
b) Com uso do RMN:

$$\text{Porosidade } (\Phi_e) = \Phi_t - \text{CBW}$$

equação 3

A destruição das argilas no reservatório também influencia na porosidade efetiva. Na figura abaixo (figura 30) são apresentados exemplos destes efeitos, sendo as argilas dispersas as mais afetadas.

Figura 30 - Exemplos do efeito de distribuição das argilas na porosidade efetiva.

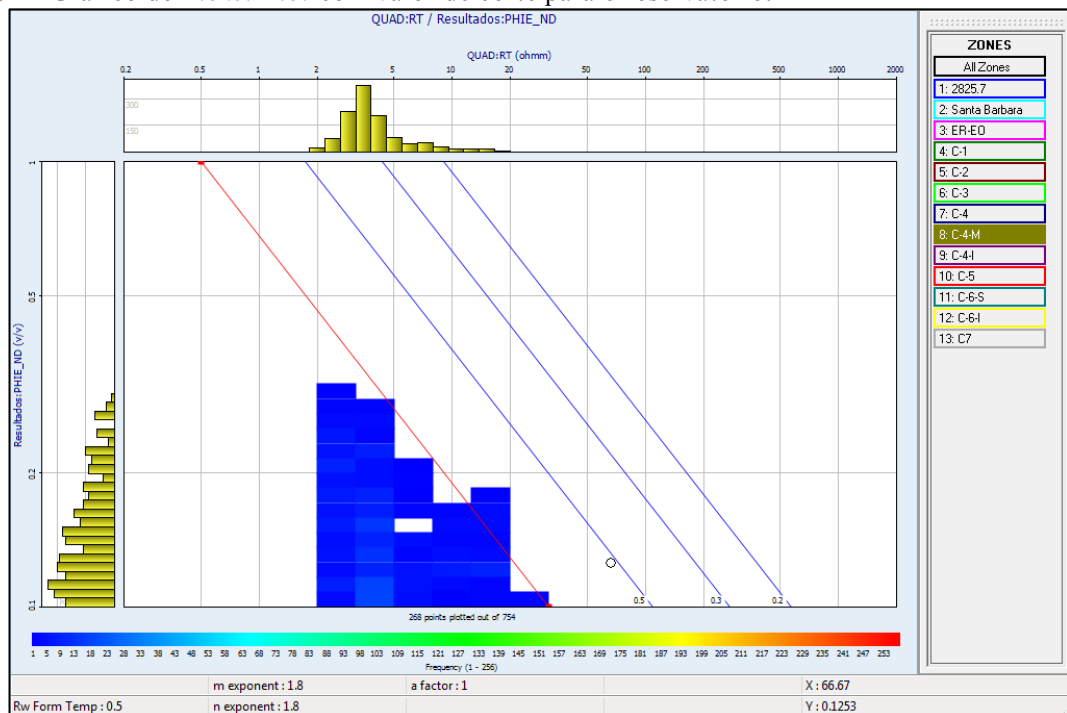


7.4 Cálculo da resistividade da água (RW) pelo método de *Pickett Plot*

A resistividade da água de formação (Rw) pode ser calculada através do *Pickett Plot*, que é um tipo de gráfico de dispersão também utilizado para a determinação dos parâmetros: fator de cimentação (a), expoente de cimentação (m) e expoente de saturação (n), estes utilizados para o cálculo de saturação da água.

O conceito do *Pickett Plot* para cálculo de Rw baseia-se na utilização de *cross-plots* de uma medida da resistividade no eixo-X contra uma medida da porosidade no eixo y em uma zona de 100% água no reservatório, neste caso foi utilizada a zona C-3 (acima do intervalo com óleo a 1905m). Depois que os pontos são plotados, a saturação de água relacionada a cem por cento é fixada por desenhos através dos pontos mais baixos de resistividade correspondentes a diferentes porosidades. No *Pickett Plot*, Hearst (1985) explica que a linha de saturação $S_w=1$ ou 100% de água é definida através de uma linha reta de noroeste para sudeste nos menores valores plotados no gráfico (Stevanato, 2011). As repostas obtidas de inclinação da linha determinou o $m=1.8$, e o espalhamento das outras linhas de saturação refletiram o valor de $n=1.8$. O fator de cimentação foi fixado em $a=1$. O resultado obtido de RW foi de 0,5ohmm (figura 31).

Figura 31 - Gráfico de *Picket Plot* com valor de corte para o reservatório.



Legenda: Gráfico mostrando o valor de corte para reservatório com 100% de preenchimento de água, definindo o $RW = 0.5\text{ohmm}$.

Fonte: O autor, 2016.

7.4.1 Determinação da Resistividade da água de formação (RWA) e temperatura

Resistividade da água de formação representa o valor da resistividade da água que está contaminada pela lama de perfuração que satura a formação porosa. A Resistividade da água de formação de forma contínua é determinada através da técnica de resistividade aparente (Mostafa & Walid, 2002). A técnica tem como base as fórmulas de Archie (1950) para cálculo de Resistividade da água, que envolvem resistividade da zona virgem e fator de formação como entrada.

No poço VNZ-A a Rwa foi calculada através do *software* IP, utilizando a porosidade efetiva, a resistividade profunda e rasa, além da temperatura como entrada (figura 32). Esta última estimada utilizando o método do gradiente por pontos conhecidos de superfície e fundo do poço, vide apêndice 02.

Figura 32 - Cálculo de Resistividade aparente da água

The screenshot shows a software interface for calculating apparent water resistivity (RWA). It is divided into two main sections: 'Input' and 'Output Curves'.

Input Section:

- Porosity Curve / Value: CURVE:PHIE
- Rt Curve / Value: CURVE:RT90
- Rxo Curve / Value: CURVE:RXO
- Temperature Curve / Value: CURVE:FTEMP
- Archie 'a' factor: 1
- Archie 'm' factor: 1.8
- Archie 'n' factor: 1.8
- Rw: []
- Rw Temp: [] F
- Rmf: []
- Rmf Temp: [] F

Output Curves Section:

- Archie Formation Factor: FF
- Apparent formation water resistivity (Rwa): Rwa
- Apparent flushed zone water resistivity (Rmfa): Rmfa
- Water Saturation Archie (Sw): SwArch
- Flushed zone water saturation Archie (Sxo): SxoArch

Legenda: RWA calculado a partir do *software* IP), 2016

7.5 Cálculo da saturação de fluidos

Em petrofísica, o conhecimento do volume de fluido dentro dos poros é crucial na determinação das operações de extração de petróleo e gás (quando estes se

encontram presentes no reservatório), bem como na avaliação econômica do reservatório.

Geralmente, num reservatório, um ou mais fluidos estão presentes, estando à fração gasosa dissolvida nas demais frações líquidas ou livre na parte superior do reservatório, devido à diferença de densidade dos fluidos: água, óleo e gás. Devido à possibilidade de não conectividade dos reservatórios, estes podem ser encontrados também em zonas separadas.

As estimativas de saturação de água são necessárias quando se avalia o potencial de um reservatório. Saturações de água das zonas invadidas e não invadidas (SXO e SW) de uma formação podem ser calculadas para areias limpas e modelos areno argiloso, usando uma das equações Sw mostradas abaixo.

7.5.1 Modelos de saturação de água (SW)

A saturação de fluidos em uma rocha de reservatório é a porcentagem de espaço poroso que se encontra preenchido por determinado fluido, com a soma de todos os fluidos nos espaços porosos totalizando 100%. A saturação de água é sempre parte do fluido H₂O que ocupa o espaço poroso de determinada rocha. O termo “água intersticial” pode ser interpretado como se referindo a água que se originou do processo de compactação, expulsão e migração lateral de água (Levorsen, 1967).

O primeiro e ainda o mais popular modelo de areias limpas para medições elétricas e saturação foram fornecidos por Archie (1942). Ele caracteriza a condutividade de um meio poroso como uma função da porosidade e da condutividade do fluido saturado. A equação de Archie é representada na fórmula dada abaixo:

$$S_w = (F \times R_w / R_t)^{1/n}$$

e

$$F = 'a' / \Phi^m$$

Onde:

S_w = Saturação de água da área não invadida;

n = Exponente de saturação, variando de 1.7 a 4, porém sendo, normalmente, igual a 2 para areias limpas. Nesse estudo, foi utilizado $n=1.8$;

R_w = Resistividade da água de formação. Nesse estudo, 0.5 Ohm/m;

Φ = Porosidade

m = Exponente de cimentação, variando de 1.4 a 3, porém normalmente sendo de 2 para areias limpas. Para esse estudo será adotado o valor de 1.8;

R_t = Resistividade real da formação corrigida

A equação de Archie funciona adequadamente em condições de alta salinidade, onde exista um percurso de corrente através de uma formação de areia limpa. Em uma condição extremamente baixa de salinidade ou em areias argilosas, a equação pode apresentar maiores incertezas devido aos efeitos de condutância de superfície.

7.5.2 Os modelos de saturação de reservatórios areno argilosos

Os modelos de saturação de reservatórios areno argilosos incluem nas equações de saturação de água teóricas, condições do efeito das argilas, como o caminho de condução da camada dupla de um argilomineral e o baixo contraste de resistividade.

Os reservatórios areno argilosos apresentam resistividades moderadamente baixas, e por este motivo, a contribuição da condutância das argilas deve ser incluída em conjunto com a condutância da água de formação de um poro na avaliação de fluidos. Como regra, utilizando modelo de saturação pra reservatório com areia limpa neste caso, o resultado de saturação de água será subestimado, uma vez que os valores de resistividade foram reduzidos abaixo dos valores reais pela condutividade do componente de argila. A corrente elétrica ao atravessar uma camada com a característica arenoso argilosa fluirá em parte pelo folhelho e em parte pelo arenito.

São quatro modelos de equações de arenitos argilosos utilizados neste trabalho, desenvolvidos como expansões da equação Archie para acomodar os efeitos de condutividade de minerais de argila.

Quadro 6 - Modelos mais utilizados no cálculo determinístico de saturação de água

Modelo de saturação	% argila	Características		
Archie (1941)	Menos que 20%	Não considera tipos de argila	Independente da porosidade	Requer os coeficientes a e m.
Simandoux	Maior que 20%		Não funciona com porosidades menores que 20%	Requer os coeficientes a e m.
Waxman-Smits		Considera efeito de dupla camada de argila	Funciona com porosidades menores que 20%	Requer o coeficiente Q_v oriundo de análises laboratoriais
Dual Water				Não utiliza V_{shale} diretamente
Juhasz				Não requer o coeficiente Q_v oriundo de laboratório

Fonte: CONTRERAS (2012). Modificado pelo autor, 2016.

A saturação de água de hidrocarbonetos que se encontram em formações de argila pode ser mensurada por meio da utilização de modelos saturação baseados no V_{shale} ou Q_v (coeficiente de capacidade de troca catiônica). Modelos V_{shale} assumem que o efeito da argila é proporcional a seu volume. A principal desvantagem desse modelo é que não existe um indicador universal de V_{shale} e ele não considera todos os tipos de argila. Assim, modelos V_{shale} falham ao prever consistentemente os valores de saturação de hidrocarbonetos.

Modelos de saturação Q_v , baseiam-se na capacidade de troca dos cátions e no conceito de camadas duplas de íons. Esse modelo obtém melhores resultados do que os que utilizam o V_{shale} , porque o Q_v leva em consideração o tipo de argila no reservatório.

7.5.2.1 Modelos de saturação que utilizam V_{shale}

Experiências iniciais para a correção do efeito sobre a resistividade da rocha reservatório causado pela presença de argilas levaram em consideração o modo de distribuição das mesmas, os quais são mais aplicados quando temos a presença de argilas laminares no reservatório, entre eles estão os modelos de Simandoux, Indonesia e Poupon, dentre estes, este trabalho apresenta resultados do primeiro: a) Modelo de Simandoux.

a) Modelo de Simandoux (1963): apresenta correção da resistividade pelo volume de argila considerando-a como um meio condutor homogêneo. Esta equação é amplamente utilizada para a saturação de água, devido também à sua relativa simplicidade e pouca exigência de parâmetros de entrada adicionais.

A equação Simandoux é dada por:

$$S_w = \frac{1 R_w}{2 \phi^m} \left[\sqrt{4 \frac{\phi^m}{R_w \cdot R_t} + \left(\frac{V_{sh}}{R_{sh}} \right)^2} - \frac{V_{sh}}{R_{sh}} \right]$$

Onde, R_t é a resistividade formação, R_w é a resistividade água de formação, R_{sh} representa a resistividade de argila, Φ_e é a porosidade efetiva, o “m” e “n” são os constantes da equação Archie, V_{sh} é a fração de argila. A interpretação de reservatórios areno argilosos ainda está evoluindo, ao longo da história exploracionista um grande número de modelos distintos foram usados para calcular a saturação de água nestes reservatórios complexos.

7.5.2.2 Modelos de saturação que utilizam Q_v

A capacidade de troca catiônica por volume (Q_v) representa a capacidade da argila de conduzir eletricidade e tem efeito considerável na avaliação de hidrocarbonetos. Consequentemente, o uso de modelos de areia limpa para estimar a saturação de água resulta em dados imprecisos a respeito do potencial das zonas de hidrocarboneto.

Os modelos que aplicam os efeitos do Q_v são mais indicados para reservatórios com distribuição de argila dispersa e laminada.

A capacidade de troca dos cátions por unidade de volume, Q_v , pode ser calculada sinteticamente (Hill, Shirley, Klien, 1975).

Neste trabalho foram adotados três métodos de saturação que utilizam Q_v : a) Modelo de Waxman Smits, b) Modelo de Juhasz; e c) Modelo *Dual-Water*. O primeiro método baseia-se no registro de Q_v laboratorial, o segundo utiliza o Q_v sintético, o terceiro não utiliza os valores de V_{sh} diretamente.

- a) Modelo de Waxman Smits (1968): é baseado na dupla camada iônica observadas em arenitos argilosos. Na realidade, a condutividade do componente de argila é uma função da capacidade de troca de cátions dos

vários tipos e as abundâncias de minerais de argila, que estão presentes. Uma vez que os cátions são trocados, principalmente em ligações quebradas por substituições da estrutura, o fenômeno tende a ser controlado pela área de superfície em vez de simplesmente controlado pelo volume de minerais de argila. Isto implica que uma argila de menor granulometria tenha uma capacidade de troca catiônica superior a uma formação com maior granulometria, mesmo tendo o volume de argila semelhante. O aspecto mais importante do modelo de Waxman e Smits (figura 33) é o de que a contribuição da condutância da argila é calculada em análises laboratoriais.

Figura 33 - Modelo de Waxman-Smits

$$SWT = \sqrt[n^*]{\frac{RT \Phi_T^m}{a^* R_w}} * \left(1 + \frac{R_w B Q_v}{SWT}\right)$$

Archie

Influência da argila

Fonte: WAXMAN SMITS (1968). Modificado pelo autor, 2016.

- b) Modelo de Juhasz (1981): é aplicado quando o valor de Q_v de laboratório não está disponível. A modificação de Juhasz apresenta um cálculo teórico para Q_v , neste caso:

$$S_w = \frac{1}{n} \sqrt{\frac{(R_t \Phi_t^m) * (R_w R_{shale} S_w)}{Q_{vn} R_w + (S_w - Q_{vn}) R_{shale}}}$$

$$\text{Onde: } Q_{vn} = \frac{V_{shale} \Phi_{shale}}{\Phi_t}$$

- c) Modelo *Dual-Water*: foi proposto por Clavier et al. (1977). O modelo de *Dual-Water* (figura 34) é uma forma mais geral do modelo de Waxman-Smits, onde procurou ter em conta a evidência experimental para a exclusão dos anões a partir da dupla camada. Argumentou-se que uma formação argilosa comporta-se como se fosse limpa, mas como a condutividade de argilas, prevendo o conceito de dois tipos de água preenchendo o reservatório areno argiloso, a água livre, e a água adsorvida a interface da

argila. Considera-se que o modelo de dupla camada seja composto principalmente de cargas positivas para balancear as cargas negativas na superfície. A diferença básica entre o modelo de *Dual-Water* é que este modelo considera que tanto a água externa como a água intrínseca tenha propriedades condutoras diferentes.

Figura 34 - Modelo de *Dual-Water*

$$C_t = \frac{C_w}{F} S_w^n + \frac{(C_{bw} - C_w) v_Q Q_v}{F_0} S_w^{n-1}$$

Fonte: CLAVIER, 1977. Modificado pelo autor, 2016.

Nesta fórmula o C_t a condutividade da formação, S_w é saturação total de água, Q_v é a capacidade de troca catiônica por volume, C_w a condutividade da água livre, C_{bw} a condutividade da água bruta, o “n” o expoente de saturação e o F é o fator da formação. O modelo leva em consideração dados advindos da ressonância magnética nuclear, sua incorporação na equação de resistividade permite a separação do volume total de água em seus componentes irreduzíveis e móveis. As respostas a respeito da mobilidade dos fluidos ainda faz com que seja possível estimar um índice de permeabilidade por meio do uso das equações de Coates (1999).

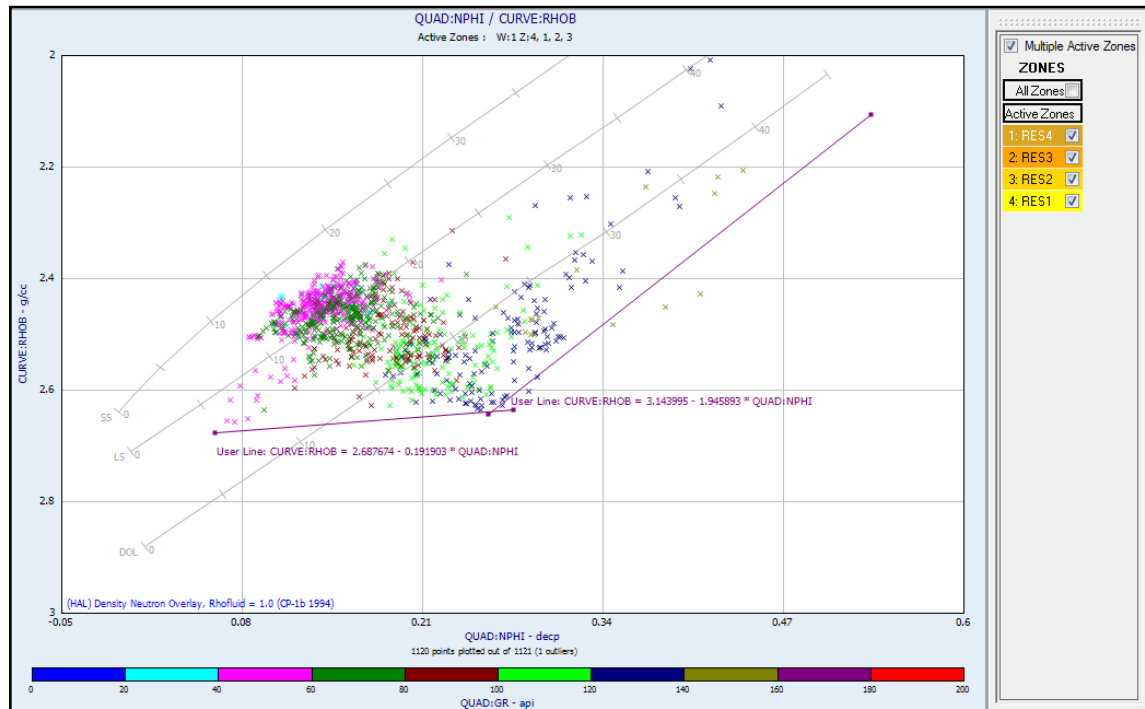
7.5.3 Cálculo de saturação do poço VNZ-A

O procedimento para encontrar a saturação de água no poço depende da entrada das curvas básicas como NPFI, RHOB, DT, ILD, da curva $V_{shaleND}$ geradas neste trabalho, e da curva de temperatura, para servir de parâmetros na avaliação. Esta última foi feita pelo cálculo de gradiente de temperatura do IP, após a entrada de valores de profundidade e temperatura relativa, com base em Zembruski e Chang (1989), gerando-se a curva TEMP. Após definir os valores de corte de porosidade efetiva, V_{shale} e Q_v foram calculadas as equações de saturação através do *software* IP.

Por considerar a contribuição da argila no cálculo da saturação de água, a equação de *Dual Water* aumentou a saturação de óleo no reservatório, sendo a mais

otimista, pode iluminar regiões prováveis de serem portadoras de hidrocarbonetos. Para o cálculo do PHIE foi necessário descobrir o valor da porosidade da argila, calculado por pontos de densidade de argila e argila seca selecionados no cruzamento de perfis da Figura 35.

Figura 35 – Cruzamento de perfis para seleção de pontos de argila

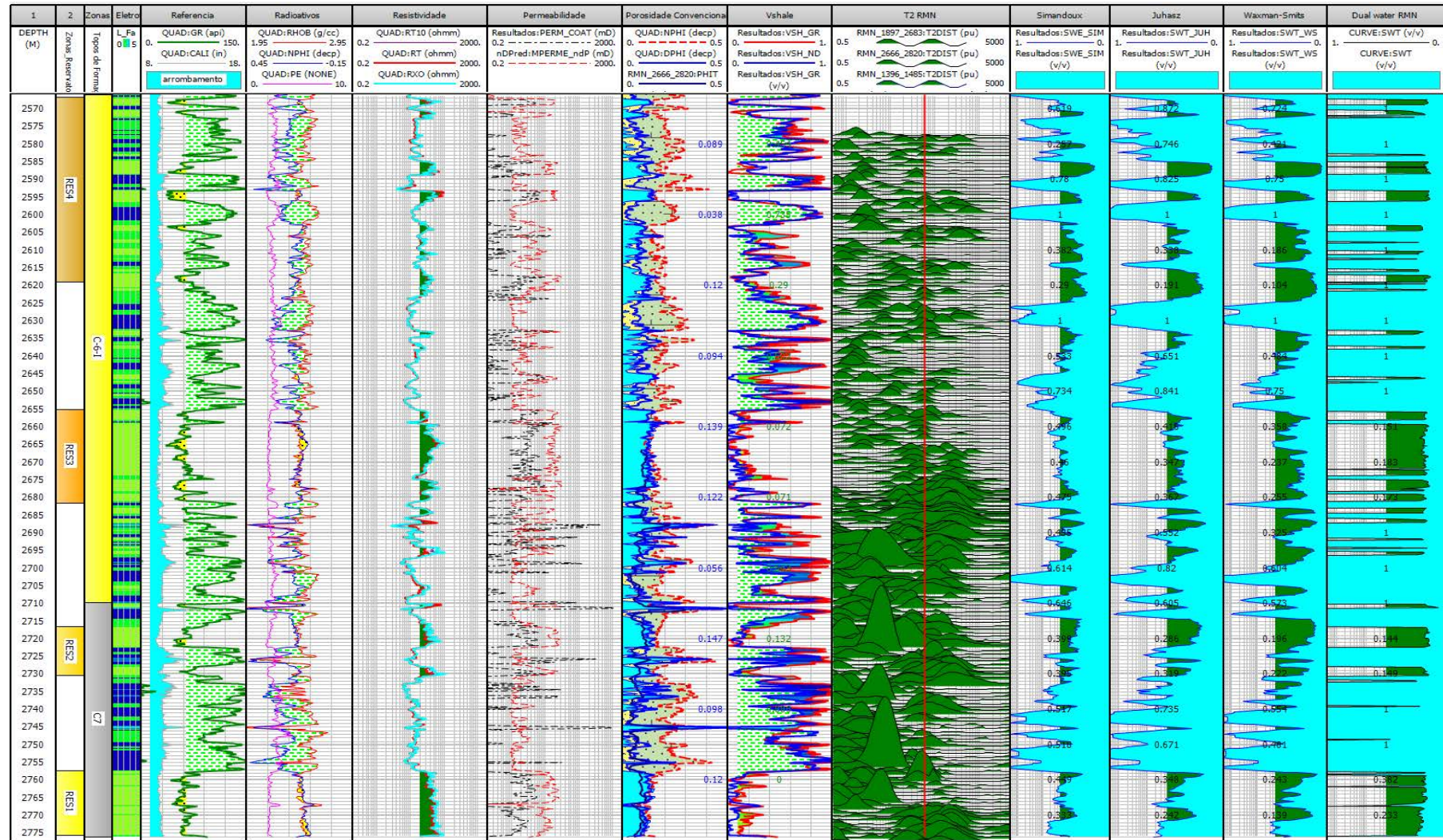


Legenda - Cruzamento para seleção dos pontos de argila com água intrínseca e argila seca para o cálculo da porosidade da argila.

Fonte: O autor, 2016.

Os valores de fluido livre foram retirados da ferramenta de ressonância magnética nuclear e comparados com a porosidade efetiva. O valor de corte de 60 ms foi aplicado para a distribuição de T2 (figura 36).

Figura 36 - Comparação dos modelos de saturação utilizados no poço VNZ-A



Legenda: modelos de saturação nos reservatórios (Res1 a 4) evidenciando que a melhor escolha deve ser o modelo de Dual Water neste caso, pois apresenta melhores volumes de óleo, utilizando dados de ressonância magnética nuclear (RMN).

Fonte: O autor, 2016.

7.6 Permeabilidade

Além de ser poroso o suficiente para que uma quantidade razoável de fluidos esteja presente nas rochas reservatório, outra importante característica que deve ser determinada em um material poroso é a chamada permeabilidade.

Esta grandeza quantifica a habilidade que tal meio possui de escoar seus fluidos via poros interconectados, este depende da porosidade efetiva, tamanho, formato, distribuição, empacotamento dos grãos, e grau de consolidação e cimentação.

O engenheiro francês Henry Darcy (1856) foi o primeiro a obter sucesso na determinação matemática da permeabilidade, através da qual se tornou a Lei de Darcy.

A permeabilidade (k), em petrofísica, é expressa em unidades de Darcy. Ainda devido aos baixos valores encontrados para rochas reservatório típicas, a unidade principal de representação é o mili-Darcy ($mD = 10^{-3}D$).

Assim como a porosidade, a permeabilidade pode ser absoluta ou efetiva, e também primária e secundária. A permeabilidade absoluta se refere à permeabilidade da rocha saturada com um único fluido, enquanto a relativa se refere ao escoamento de um fluido em meio à presença de dois ou mais fluidos. A soma das permeabilidades relativas de um ou mais fluidos, tais como óleo, gás e água, será sempre menor do que a permeabilidade absoluta de um meio poroso saturado com um único fluido, pois a interface de interação entre os fluidos sempre reduzirá o movimento de cada fase. Este valor efetivo é expresso como uma fração da permeabilidade total.

A permeabilidade primária está relacionada à permeabilidade da matriz porosa, e, portanto, originada nos processos de deposicionais. A permeabilidade secundária, no entanto, é originada de processos secundários à formação das rochas, causados por compactação, cimentação, fratura e dissolução do meio poroso. Alguns processos, tais como compactação e cimentação, tendem a diminuir a permeabilidade da formação, enquanto outros, tais como fratura e dissolução, tendem a aumentar sua permeabilidade. Com isso em mente, a indústria de exploração de óleo e gás desenvolveu algumas técnicas para aumentar a permeabilidade de reservatórios, tornando-os assim economicamente viáveis.

Quadro 7 – Qualidade de reservatório através da resposta de permeabilidade

Permeabilidade	Classificação
<1md	Muito ruim
1 a 10md	Ruim
10 a 50md	Regular
50 a 200md	Razoável
200 a 500md	Boa
>500md	Excelente

Fonte: COSSÉ, 1993. Modificado pelo autor, 2016.

A medição de permeabilidade da formação, em geral, é diretamente influenciada pelo método utilizado devido às limitações de cada um deles e à escala em que as medições são feitas. A ferramenta de RMN, que tenta medir a permeabilidade através do tamanho da garganta poral é calculada a partir das medições de porosidade usando modelos de permeabilidade que se baseiam numa combinação de relações. O modelo de fluido livre de Coates (1999) pode ser aplicado para reservatórios saturados em água e hidrocarbonetos. Este modelo de permeabilidade assume que existe uma boa correlação entre a porosidade, garganta poral, geometria do poro em relação à conectividade dos poros. Este pressuposto é geralmente válido em silicilásticos, mas em carbonatos ou outras litologias, permeabilidades derivado do modelo pode não ser confiável. No modelo de Coates, o parâmetro de tamanho de poro entra implicitamente por meio de corte T2, que determina a razão de fluido livre (FFI) e fluido intrínseco bruto (BVI).

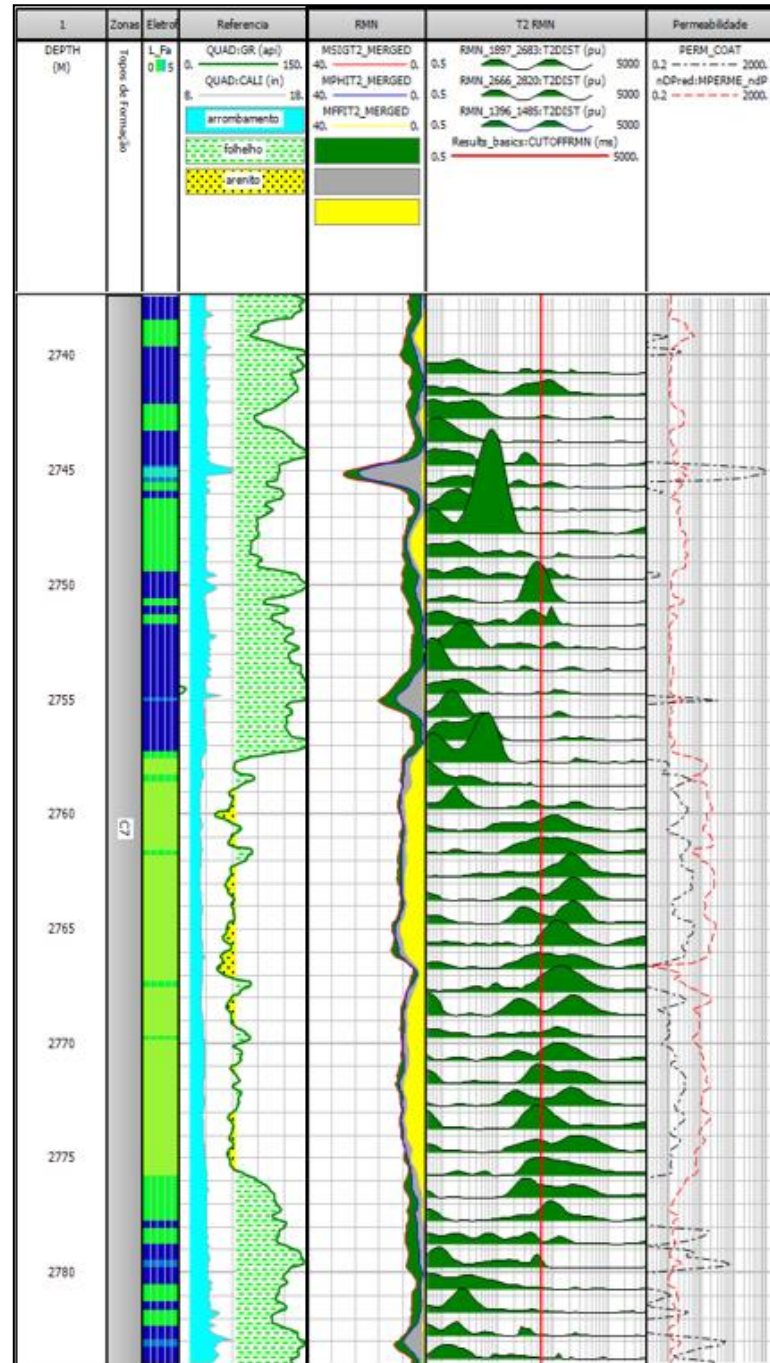
$$\text{Equação de Coates (1999): } K_{\text{coates}} = \{(\phi/C)^2 * \text{FFI}/\text{BVI}\}^2$$

A permeabilidade das intercalações de areia e folhelho do poço VNZ-A possuem uma relação íntima com a porosidade, portanto foi utilizada a curva de Dphi para estimar por rede neural uma curva contínua de permeabilidade (MPERME) a partir do conceito de Timur (1968), que se mostra coerente à curva de permeabilidade (PERM_COAT) com o uso da ferramenta de ressonância magnética através do conceito de Coates (1999).

A permeabilidade diminui drasticamente com o conteúdo de argila, sugerindo que os poros do reservatório estão preenchidos. A curva MPERME se mostra um pouco mais otimista do que a medida PERM_COAT, porém permite ter noções permo-porosas em regiões onde não temos abrangência da ferramenta de RMN. Estas previsões críticas do modelo de

acordo com conjuntos de dados de porosidade sugerem que o nosso modelo para prever uma curva contínua de permeabilidade precisa de ajustes finos, porém provém de uma estimativa realista da permeabilidade do reservatório.

Figura 37 – Perfil de permeabilidade

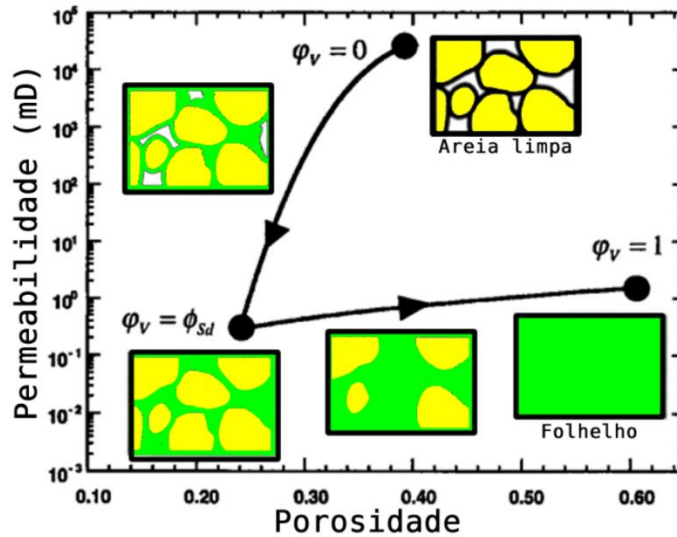


Legenda: Perfil de permeabilidade no track 7, mostrando as curvas MPERME sintética (curva vermelha) e PERM_COAT oriunda da ferramenta de RMN (curva preta).

Fonte: O autor, 2016.

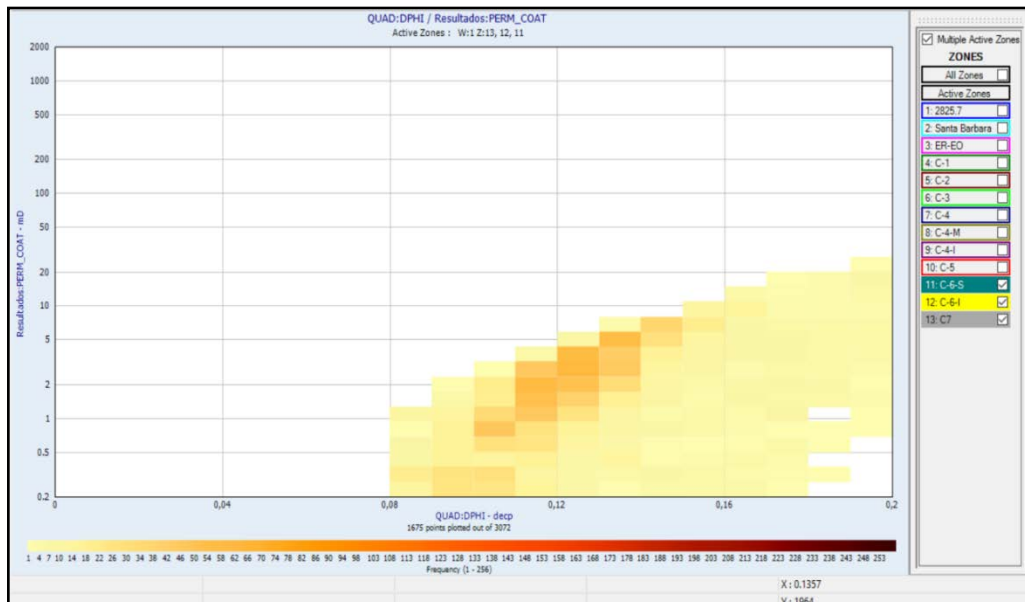
O modelo teórico de Crain (2001) explica como utilizar o cruzamento de perfis de permeabilidade e porosidade (figura 38) para verificar a influência das argilas no reservatório, o modelo foi aplicado como pode observar na figura 39.

Figura 38 – Participação de argila no reservatório



Fonte: CRAIN, 2001. Modificado pelo autor, 2016.

Figura 39 – Cruzamento demonstrando a influência de argila em C-6 e C-7



Fonte: O autor, 2016.

7.7 Determinação da matriz

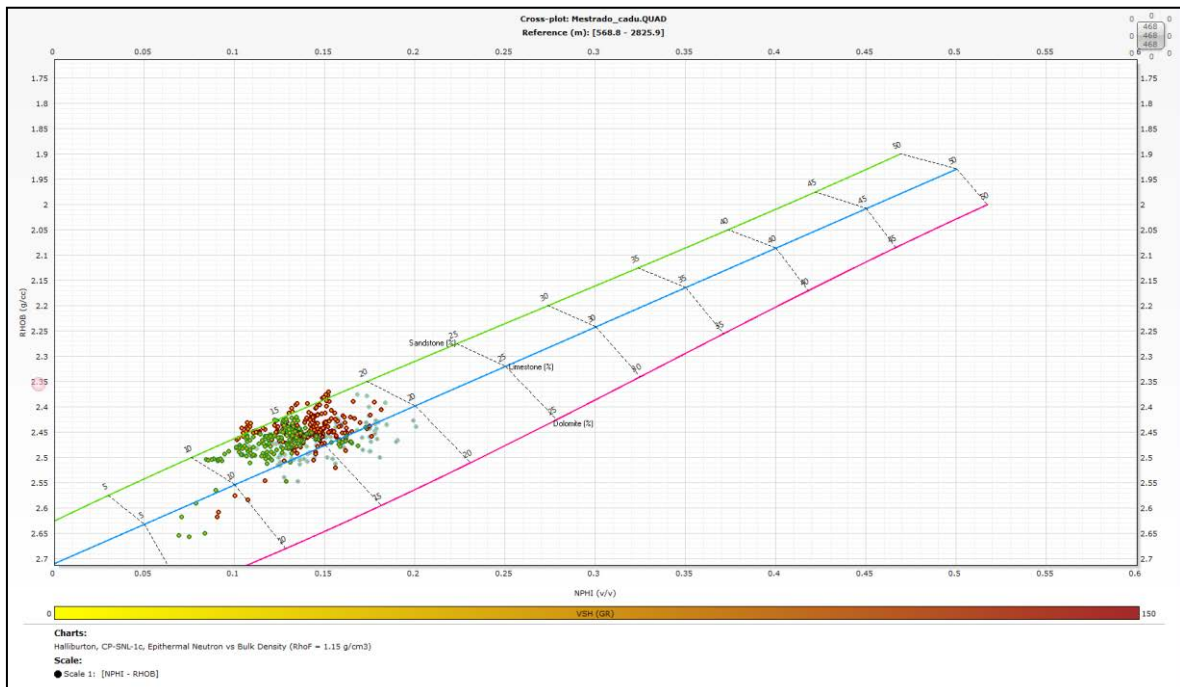
Uma das principais aplicações de perfil de densidade é determinar a porosidade. Além disso, quando combinada com a porosidade do neutrão, é usada também para determinar a litologia da matriz (areia, calcário, anidrido e dolomita).

As formas de se determinar a litologia da matriz utilizando-se cruzamento da densidade de neutrão permitem que se lide com múltiplas escalas e múltiplas variáveis.

Para este trabalho foi escolhido o cruzamento de perfis que compara a porosidade do neutrão (Nphi) com a densidade bruta (RhoB) para que se possa entender melhor a contribuição do poço e a proporção de litologia escava no mesmo.

O cruzamento dos perfis de neutrão-densidade apresenta dois eixos, X e Y; no primeiro encontram-se os valores de neutrão e no segundo a densidade bruta. As interseções dessas duas variáveis fornecem a porosidade e a litologia, neste caso evidenciando a matriz arenosa (figura 40).

Figura 40 – Determinação da matriz arenosa.



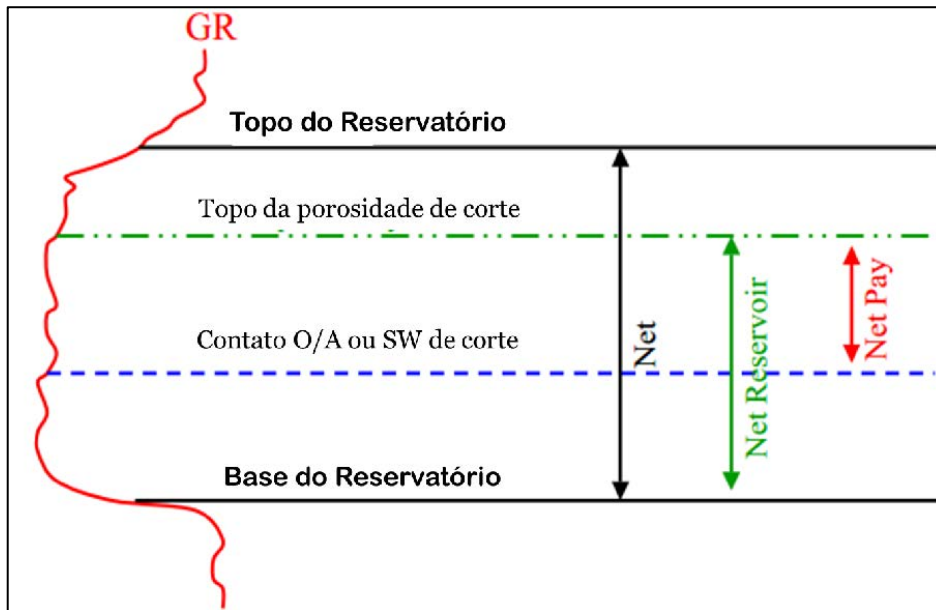
Fonte: O autor, 2016.

7.8 Espessura e valores de corte do reservatório

O estudo de cortes (*cut-off*) tem como finalidade eliminar as zonas que não tem qualidade de reservatório. Os resultados finais de toda análise petrofísica devem ser contabilizados para identificação de zonas de reservatório com hidrocarbonetos efetivas através de respostas definidas de todas as ferramentas, chamados de valores de corte (*cut-off*) que delimitam zonas que precisam ser eliminadas para melhor cálculo da espessura do reservatório. Utilizaram-se quatro termos para caracterização da espessura dos reservatórios do poço (definição da SPE, in COSENTINO, 2001), são eles: (1) *net-pay*, (2) *net*, (3) *net-res* e (4) taxa *net-gross* (figura 41), como apresentado nas definições abaixo:

- a) *Net-pay*: este termo se refere a parte da coluna que contém hidrocarbonetos, englobando intervalos de rochas reservatório saturados. É definido por critérios como porosidade, permeabilidade e saturação de água/óleo;
- b) *Net*: espessura total do reservatório, desde o topo à base do mesmo;
- c) *Net-Res* ou *Net-Reservoir*: se refere à espessura do reservatório poroso e representa toda porção que é reservatório, seja com água ou óleo, sendo definido apenas pelo corte de porosidade;
- d) Taxa *net-gross*: Esta é a razão entre a espessura do reservatório de líquido e a espessura do reservatório bruto. No entanto, em termos de presença de hidrocarbonetos, pode ser calculado como a relação entre a espessura *net-pay* e a de reservatório bruto.

Figura 41 – Definição de zoneamento de reservatório efetivo



Fonte: O autor, 2016.

7.9 Análise de fácies

A definição de eletrofácies é essencial para a modelagem geológica e traz informações sobre a composição mineralógica das rochas presentes na formação, textura e também suas estruturas sedimentares, e, com isso, os perfis de poço apresentam um aspecto particular das propriedades das rochas.

A utilização de uma a duas curvas de perfil nem sempre é o suficiente para a determinação das características equivalentes das rochas. Neste caso, se faz necessária uma combinação entre um maior número de perfis, o que definirá com clareza as características das rochas analisadas - este é um processo que depende de muitas variáveis, com erros e ruídos associados à aquisição dos dados, o que dificulta a interpretação visual.

7.9.1 Fácies através do método de redes neurais – Self Organizing Maps (SOM)

O termo fácies é análogo ao termo “litofácies”, que é definido como sendo a soma das características litológicas ou petrofísicas de uma rocha que a diferencia de outras. Serra & Abbot (1980) propõem métodos de determinar as fácies utilizando “*spider plots*” e, de uma

forma mais automatizada, com técnicas de agrupamento em “*clusters*”. Cientes de que o sinal litológico é consideravelmente fraco em muitos perfis quando comparado a porosidade e ao sinal do fluido, foram procuradas formas de fortalecer a informação geológica por meio da atribuição de pesos maiores para a certos perfis com resposta mais acentuada no quesito litologia ou petrofísica.

Wolf & Pelissier-Combescure (1982) descrevem a implementação comercial do conceito de eletrofácies. O produto, análise de fácies, é um zoneamento de perfis de poços em eletrofáceis após uma série de procedimentos e etapas, que incluem:

- a) Análise do componente principal, usar perfis que tenham um relacionamento mais direto com a propriedade de rochas;
- b) Agrupamento, primeiro um grande grupo e depois na quantidade desejada de classes.

O processo de agrupamento faciológico consiste em uma divisão hierárquica, por meio de pontos ligados uns aos outros através de semelhanças estatísticas (Davis, 1986). O agrupamento, então, procede de uma forma hierárquica por meio da junção dos pontos que se encontram mais próximos e depois dos que se encontram mais distantes, até que todos os pontos tenham se unido.

Os níveis de similaridade que permitem que os pontos se juntem estão representados em um dendograma (figura 42). A partir de qualquer nível de similaridade os números de grupos podem ser lidos em um dendograma. Ao se escolher um limite de similaridade adequado, o número de grupos é determinado, assim como o número de componentes que irão o compor.

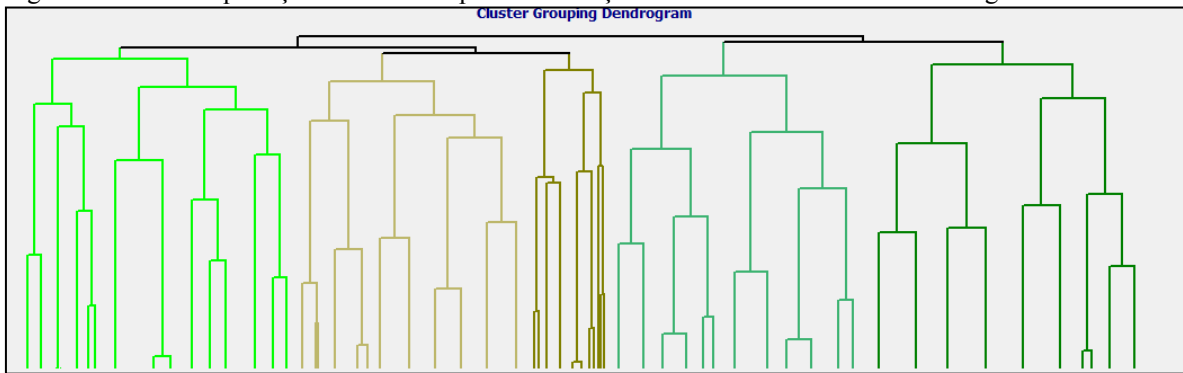
Para cada grupo final, ou fácies, existem uma resposta média de resposta no perfil que é obtida por meio da projeção dos valores desses grupos no eixo original dos perfis. Assim, é obtido com valores constantes para uma classe de fácies, o que pode ser consideravelmente útil no resultado de zoneamento e pode ser colocado em um modelo de reserva.

Existem outras numerosas formas de classificação não supervisionada de perfis de poços, algumas das quais são descritas em Doveton (1994). Todas elas têm a vantagem de poderem ser aplicadas independentemente da litologia e do tipo de perfil de entrada, fornecendo resultados para cada ponto de informação. Por outro lado, o significado do resultado do zoneamento deve ser interpretado detalhadamente.

O método de redes neurais artificiais não supervisionadas, denominadas Mapas Auto-Organizáveis (SOM), se caracteriza por um algoritmo computacional inspirado no funcionamento cerebral, mapeando e agrupando informações semelhantes a partir de *clusters* (Figura 40), úteis para a identificação de grandes padrões de repetição, observados nas características da resposta dos perfis.

O método envolve o treinamento de agrupamento de respostas dos perfis em determinados grupos de hierarquização de *clusters* (Figura 42), onde também podem ser alterados valores discriminantes com conhecimento prévio de cada zona estudada.

Figura 42 - Hierarquização de clusters para associação de eletrofacies em um dendograma.

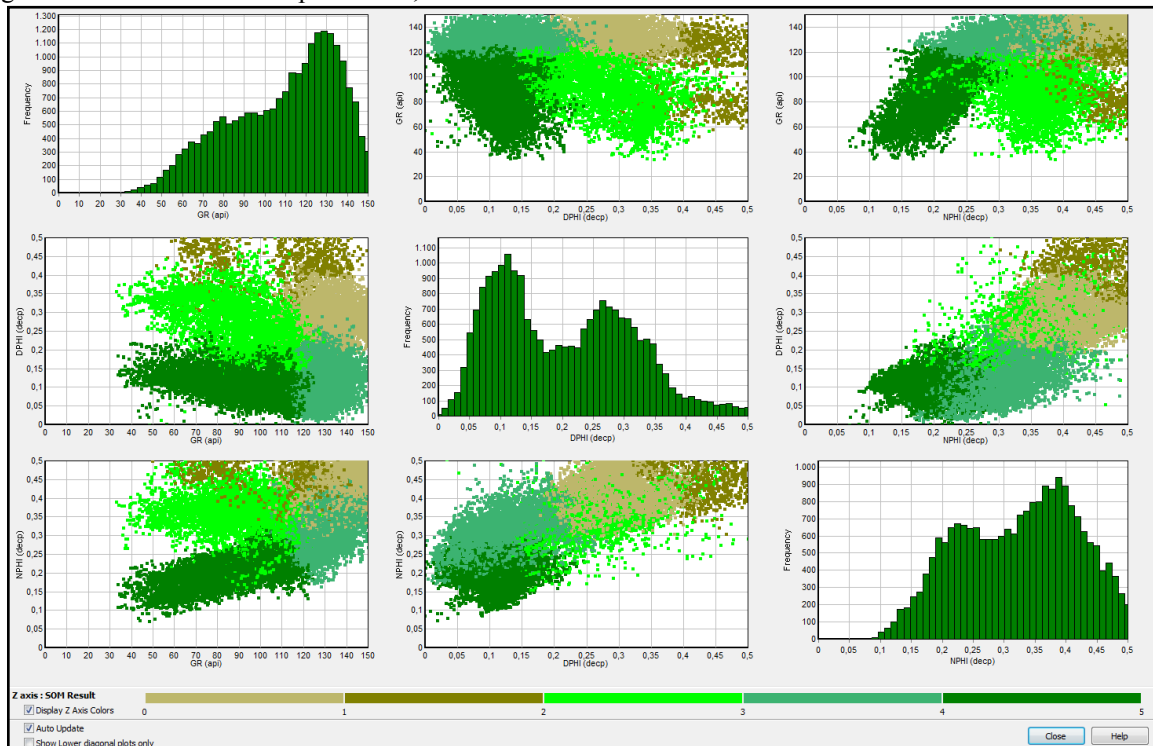


Legenda: dendograma da hierarquização de clusters para associação de fácies com ênfase nas características argilosas e petrofísicas do poço VNZ-A.

Fonte: O autor, 2016.

A seleção de eletrofácies para ser aplicada no modelo do poço estudado tem base nas características do reservatório que interdigitam folhelhos e areias C, de idade Eocênica, definidas neste trabalho por cinco fases distintas. A interpretação levou em consideração cruzamentos dos perfis de ferramentas a cabo tentando achar padrões de frequência e similaridades (Figura 43).

Figura 43 - Cruzamento de perfis GR, NPHI e DPHI

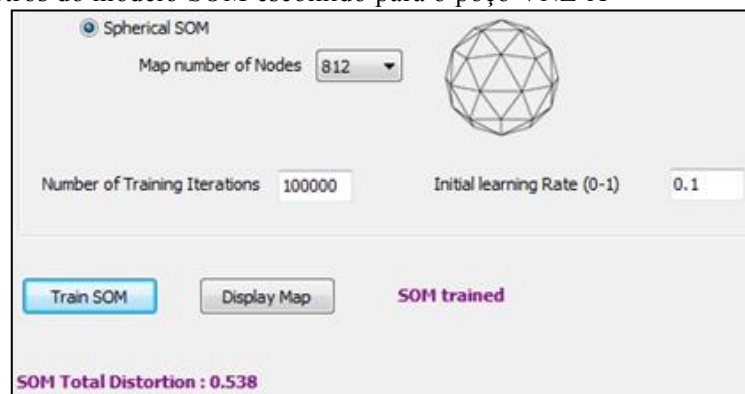


Legenda: Cruzamentos dos perfis GR, NPHI e DPHI tentando achar padrões de frequência e similaridades do poço VNZ-A.

Fonte: O autor, 2016.

Os perfis utilizados como entradas no modelo foram: o raio gama (GR), a porosidade neutrão (NPHI) e porosidade oriunda da densidade (DPHI), suficientes para obter resultados satisfatórios e definir eletrofácies com ênfase nas características argilosas e petrofísicas das sessões geológicas estudadas, além de detalhar o reservatório de forma mais precisa a partir de regiões de densidade de dados similares e de treinamento conduzidos por discriminadores pré-selecionados (Figura 44).

Figura 44 - Parâmetros do modelo SOM escolhido para o poço VNZ-A

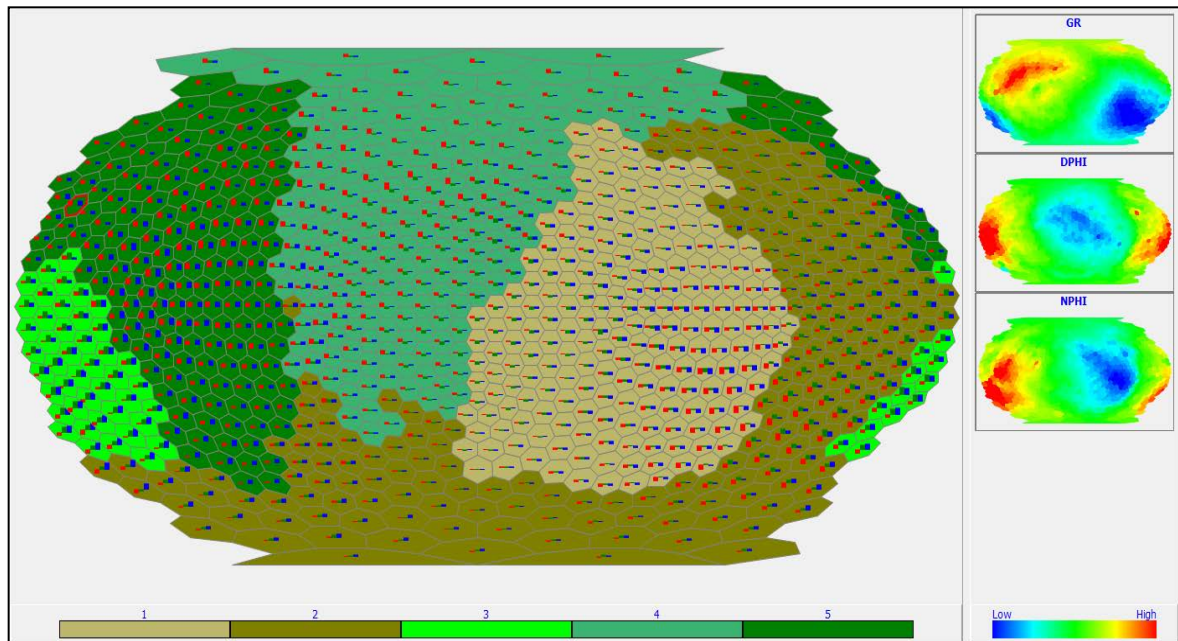


Legenda: modelo de SOM utilizado, com número de interações e pontos conhecidos, apresentando um erro estatístico satisfatório de 0.53%.

Fonte: O autor, 2016.

O modelo envolveu 100.000 interações de treinamentos por redes neurais, englobando 812 pontos conhecidos (nodes), gerando um erro estatístico satisfatório de 0.53% (Figura 44). Este número foi possível após tentativas de inclusão de novas curvas e mudanças de parâmetros de análise, com aumento de interações e pontos conhecidos.

Figura 45 - Aplicação do método SOM para estudo de eletrofácies do poço VNZ-A



Fonte: O autor, 2016.

Após diversas tentativas de calibração, foram obtidos resultados estatísticos com desvio padrão de valores de respostas de cada perfil (Figura 45), que mostram satisfatória correlação com as respostas dos diversos perfis do poço. É importante destacar que este fluxo pode ser extrapolado para os poços vizinhos, a fim de verificar padrões cíclicos de deposição e correlação de eventos geológicos e características petrofísicas similares.

7.9.2 Fácies interpretadas da Formação Misoa, poço VNZ-A

As seguintes descrições e interpretações de fácies são baseadas em parâmetros petrofísicos. Cinco fácies foram identificadas, em função das porosidades NPFI, DPFI e nos valores de raios gama (Figura 46). As fácies estão enumeradas em ordem crescente de melhor condições de reservatório, sendo as fácies 1 as mais porosas da Formação Misoa e mais

prolíficas (Lagazzi et al., 1993). Em contraste, os intervalos do poço mais superiores são mais argilosos, com maior proporção da fácies 5.

Figura 46 - Interpretação de eletrofácies do poço VNZ-A por meio de SOM

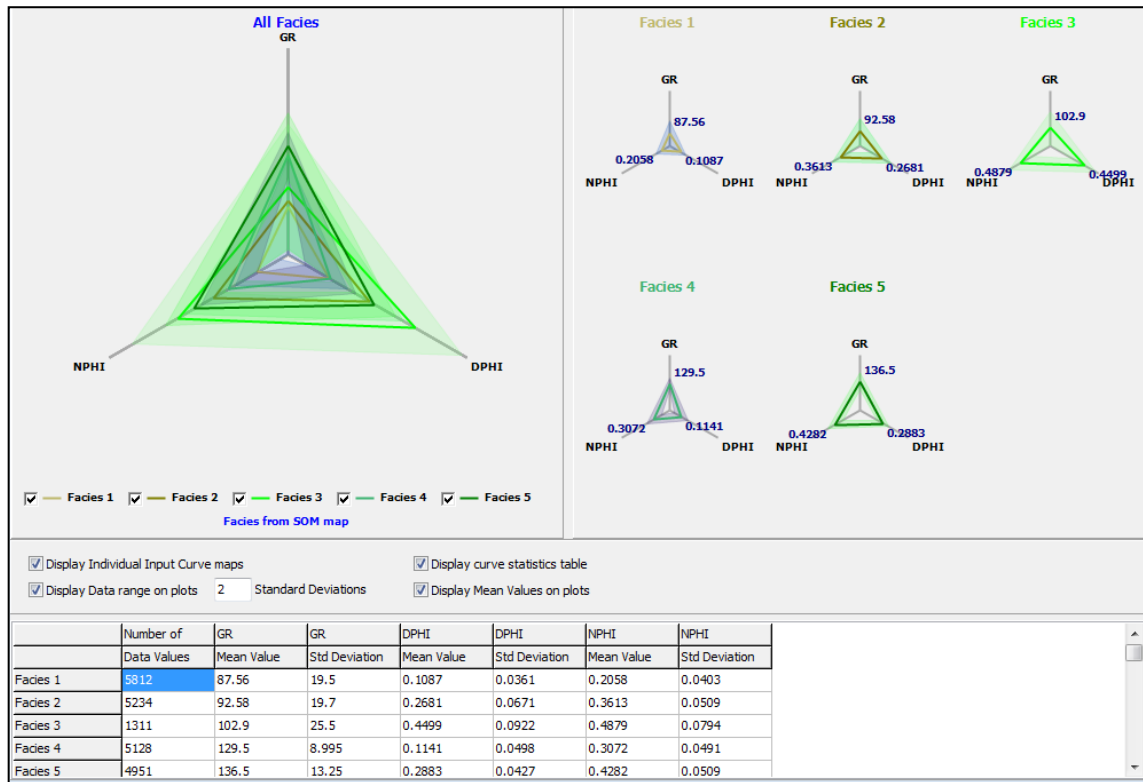


Legenda: Interpretação de eletrofácies a partir de perfis do poço VNZ-A por meio de SOM. Observe que a interpretação de eletrofácies se encontra no *track* 06 (última coluna da figura).

Fonte: O autor, 2016.

Os valores de corte estatísticos com diagramas ternários destacando o desvio padrão de respostas de cada perfil utilizado estão representados no gráfico ternário abaixo (Figura 47).

Figura 47 - Resultados estatísticos dos valores de resposta de cada perfil



Fonte: O autor, 2016.

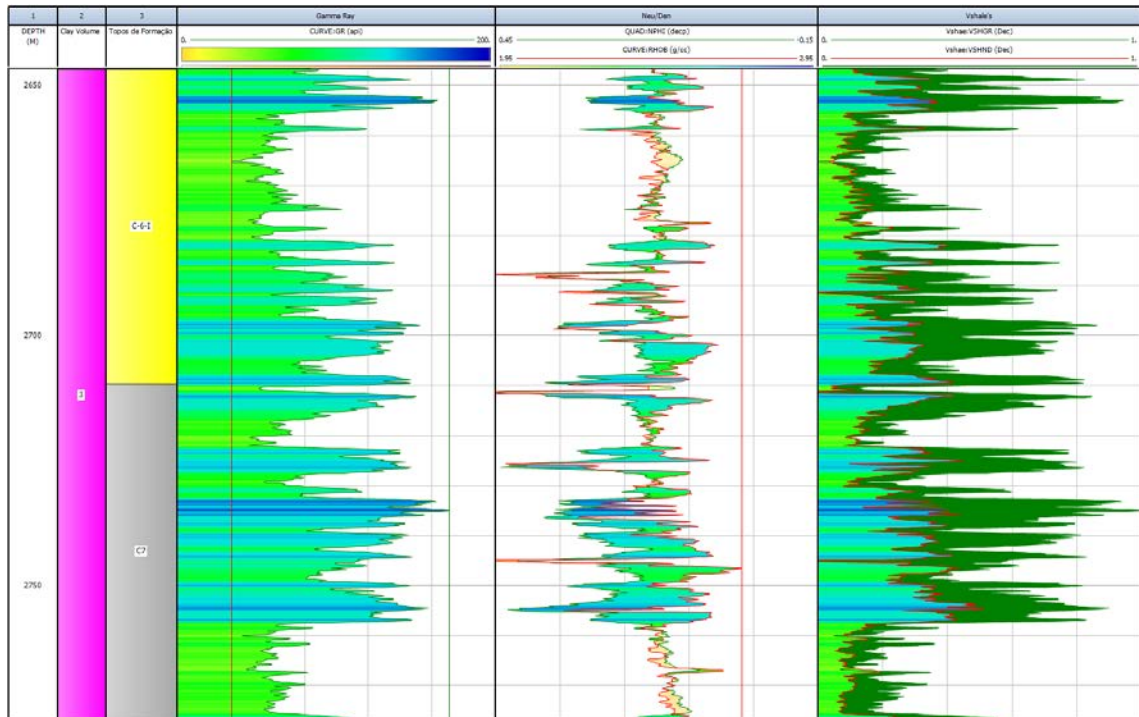
7.10 Análise quantitativa de perfis através de perfis básicos

O primeiro passo para análise dos perfis consistiu na identificação dos intervalos da Formação Misoa através de informações de trabalhos anteriores. Foram identificadas zonas de areias do Eoceno chamadas C-1 a C-7, entre elas, as zonas C-6 e C-7 (figura 48) diferenciaram-se por representarem zonas de melhor característica para reservatório. O perfil de raios gama foi utilizado qualitativamente como indicador da presença de arenitos e argilas (corte de 65 API).

O cruzamento dos perfis de densidade (R_{hob}) e neutrão (Nphi) identificam de maneira visual a presença de argilas dispersas nos reservatórios das zonas C-6 e C-7, representadas nas figuras 49 e 50, respectivamente do poço VNZ-A.

No reservatório C-6 e C-7 a relação entre densidade e neutrão (Figura 48) também traduzem melhor estimativa quantitativa de volume de folhelho (Vshale).

Figura 48 - Volume de Argila (Vshale)



Legenda: Definição do volume de argila (Vshale) evidenciando a melhor estimativa quantitativa de volume de folhelho no reservatório C-6 e C-7.

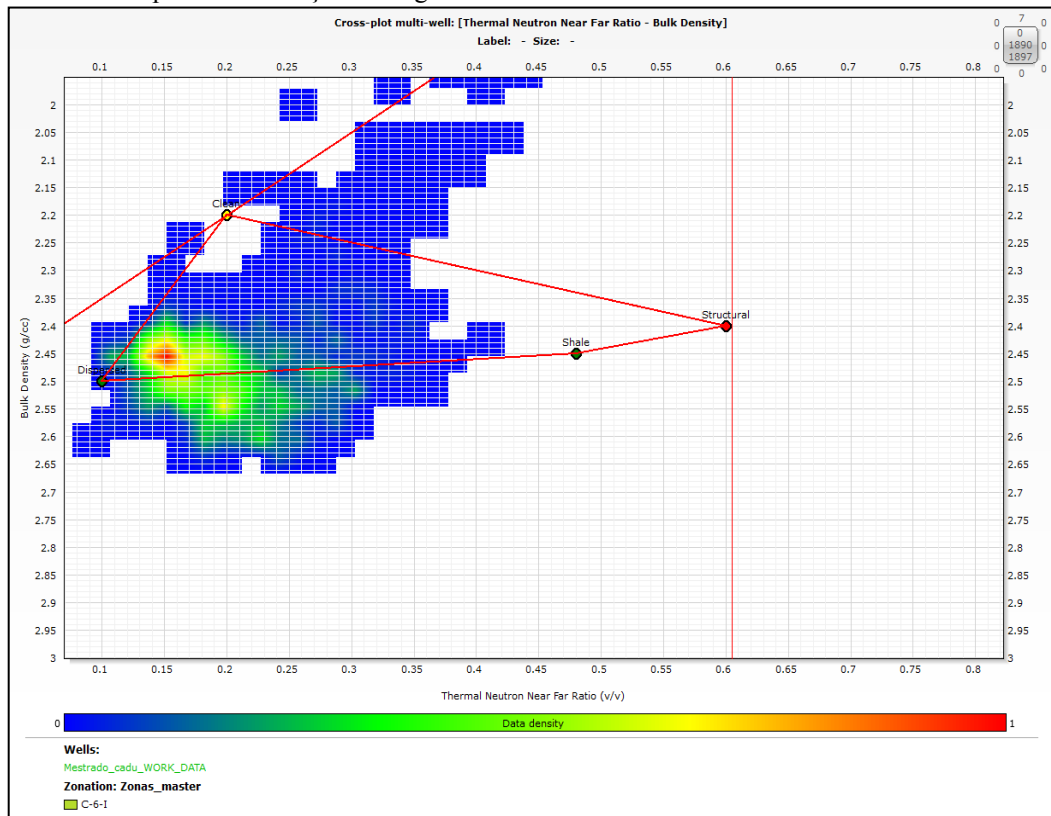
Fonte: O autor, 2016.

Verificou-se que a porosidade neutrão (NPHI) está afetada pela grande presença de argila no poço, por este motivo foram utilizados os valores de porosidade oriunda da densidade (DPHI) para cálculo da porosidade efetiva. A permeabilidade foi calculada utilizando com as fórmulas de Timur (1968) e depois com a de Coates (1999), sendo que a primeira apresenta melhor correlação com a porosidade e com a permeabilidade oriunda da ferramenta de ressonância magnética nuclear.

Na zona C-6 foram identificadas dois intervalos de reservatórios (Res3 e 4), sendo a Res4 muito intercalada, com as curvas de densidade e neutrão indicando alto conteúdo de folhelho e resistividades baixas.

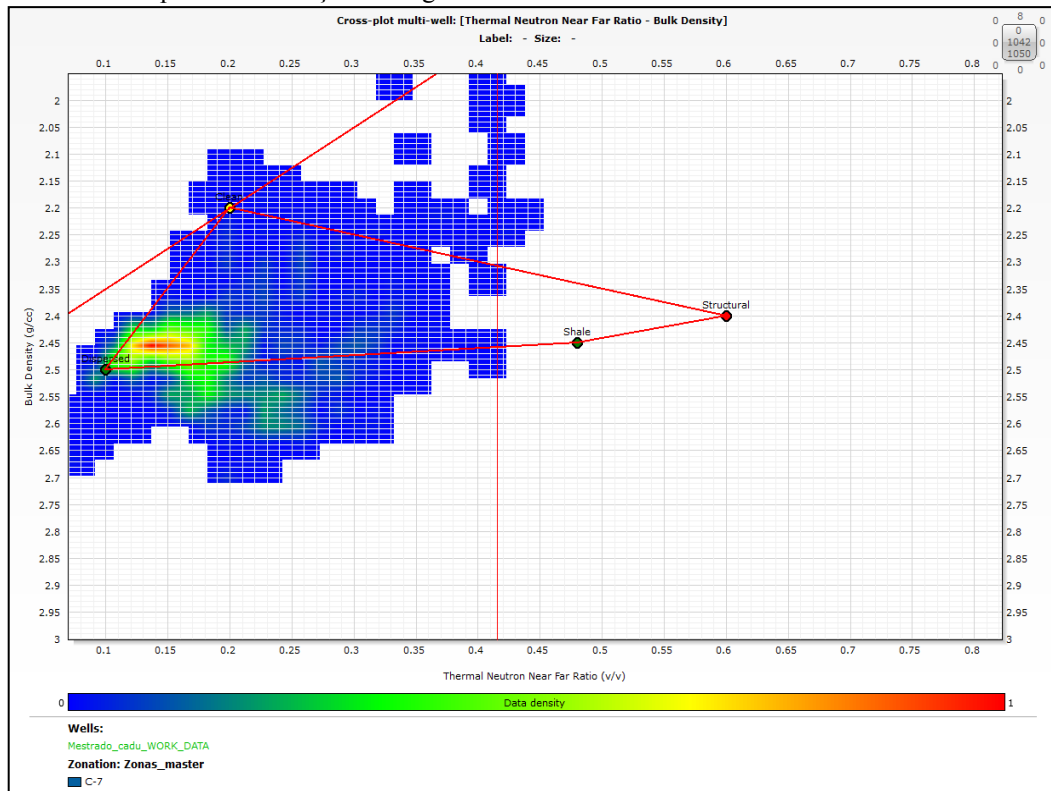
Na zona C-7 foram identificados dois intervalos com hidrocarbonetos (Res1 e 2), compreendem arenitos mais limpos, com raios gama baixos e valores de resistividade na ordem de dezenas de ohm. Os valores de resistividade são baixos e as curvas de densidade e neutrão mostram alto conteúdo de folhelho e baixa porosidade. No entanto, a ressonância magnética e os testes de pressão confirmaram a presença de óleo nestes intervalos.

Figura 49- Modelo para distribuição de argilas na zona C-6



Legenda: evidencia de argila dispersa nbo reservatório usando modelo de Thomas Steiber (1975).
 Fonte: O autor, 2016.

Figura 50 - Modelo para distribuição de argilas na zona C-7



Legenda: evidencia de argila dispersa nbo reservatório usando modelo de Thomas Steiber (1975).
 Fonte: O autor, 2016.