



**UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARÁ
INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS
FACULDADE DE GEOFÍSICA**

TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO

ADRIANO LOPES VALENTE

**CÁLCULO DA POROSIDADE
- ESTIMATIVA DO TEMPO DE TRÂNSITO DA MATRIZ**

**BELÉM - PARÁ
2017**



**UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARÁ
INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS
FACULDADE DE GEOFÍSICA**

TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO

ADRIANO LOPES VALENTE

**CÁLCULO DA POROSIDADE
- ESTIMATIVA DO TEMPO DE TRÂNSITO DA MATRIZ**

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
2017**

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

Valente, Adriano Lopes, 1993 -

Cálculo da porosidade - estimativa do tempo de trânsito da matriz / Adriano Lopes Valente. – 2017.

53 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, 2017.

1. Prospecção - Métodos geofísicos. 2. Geofísica de Poços. 3. Geofísica I. Título.

CDD 22. ed.: 622.15

ADRIANO LOPES VALENTE

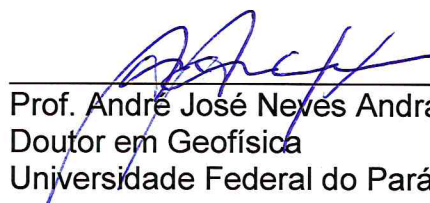
CÁLCULO DA POROSIDADE – ESTIMATIVA DO TEMPO DE TRÂNSITO DA
MATRIZ

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: 15 de março de 2017.

Conceito: EXC

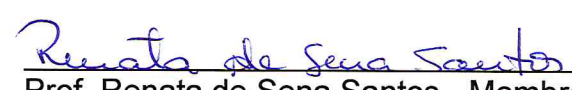
Banca Examinadora:



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



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



Prof. Renata de Sena Santos - Membro
Mestra em Geofísica
Universidade Federal do Oeste do Pará

Aos meus pais, José Alexandre da Silva Valente e Isabel Lopes Valente, com todo meu amor e gratidão.

AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiramente a Deus, que durante os momentos mais difíceis do curso me ajudou a ficar firme e disposto para todas as lutas, e pelo seu amor incondicional. “Esforça-te, e tem bom ânimo; não te atemorizes, nem te espantes; porque o Senhor teu Deus está contigo, por onde quer que andares”. (Josué 1:9).

Agradeço ao meu pai, José Alexandre da Silva Valente, sua presença significou segurança e a certeza que de que não estou sozinho. Foram muitas conversas, conselhos, abraços e perdões. Agradeço por todos os seus ensinamentos, tanto acadêmicos como pessoais, posso dizer hoje que sou fruto da sua dedicação, persistência e amor. Quero lhe dizer que amo você do fundo do meu coração.

Agradeço a minha mãe, Isabel Lopes Valente, pois com seu amor de mãe, meu coração foi acalentado nos momentos mais difíceis. Minha mãe é tudo para mim, um dia sem a minha mãe fica difícil viver, com você tudo se torna mais fácil, os gigantes morrem e os medos desaparecem. Com a sua bravura e temor a Deus, aprendi a lutar e sei que vencerei várias batalhas ainda. Eu te amo.

Agradeço aos meus irmãos, Alex Lopes Valente e André Lopes Valente, que são muito companheiros, com vocês a minha vida se torna alegre e feliz (sem textão para vocês).

As meus avós, Lopes, Cirene, Waldomiro e Perpétua, que sempre me apoiaram e incentivaram. Agradeço a Deus todos os dias, pois meus avós têm muita saúde e é muito bom visita-los e escutar seus conselhos.

Aos meus parentes, tios e primos, pelo apoio, amor e consideração.

Agradecer a Adriany Tiffany Moura Reis, que de forma carinhosa e especial me deu força para continuar, me apoiando em momentos difíceis, sua presença foi essencial para minha formação acadêmica, sem você seria muito difícil alcançar esse sonho.

A família Reis que sempre me apoiou e torceu por mim.

Aos amigos da igreja CEIA e em especial aos membros da célula Atitude Radical: Alex, André, Adriany, Andrey, André Quaresma, Ana, Alana, Ariel, Lúcia, Daniela, Isabelle, Ianka, Johnson, Luiz Antônio, Lucas, Marselle e Rodrigo, agradeço pelo companheirismo, amizade e crescimento espiritual.

Agradeço também aos grupos de ciclismo, Pedal Extremo Belém e Bike Belém, pelos momentos de descontração.

Aos meus colegas da turma Geofísica 2012 e 2013, que dividiram este sonho comigo ao longo desses anos, especialmente aos meus amigos: Adriany Reis, André Quaresma, Crislene Silva, Matias Souza e Nelson Lima.

Ao orientador desse trabalho Dr. André José Neves Andrade pela confiança, paciência, empenho e dedicação na construção desse trabalho.

A Universidade Federal do Pará, a Faculdade de Geofísica e ao seu corpo docente pelos ensinamentos e dedicação e por todo suporte dado para a construção de novos conhecimentos.

Ao Programa de Educação Tutorial (PET-Geofísica).

À PETROBRÁS pelo apoio oferecido ao Laboratório de Processamento de Dados Geofísicos de Poço (PROLOG).

RESUMO

A porosidade expressa o volume de fluido presente na constituição das rochas sedimentares. A sua estimativa a partir dos dados mensurados pelas ferramentas da geofísica de poço tem como principal metodologia o método conhecido como Densidade-neutrônico. No entanto em muitas situações praticas as condições construtivas do poço prejudicam as medidas realizadas pelas ferramentas de densidade e porosidade neutrônica. Como, grandes desabamentos da parede do poço e ocorrências de rebocos de grandes espessuras. Nessas situações podem ser utilizadas as medidas realizadas pela ferramenta sônica e representadas no perfil sônico, que tem por construção essas interferências atenuadas em suas medidas. No entanto, a utilização do perfil sônico pode ser prejudicada pelo desconhecimento ou estimativa incorreta do tempo de transito da matriz. Este Trabalho de Conclusão de Curso (TCC) apresenta uma metodologia para estimar o tempo de transito da matriz nos caso em que ocorre a deficiência e a presença de testemunho da camada em avaliação, adquirido em poços com melhores características construtivas. A partir da medida do perfil densidade, constrói-se um gráfico de densidade versus tempo de transito. Através dos pontos marcados nesse gráfico, constrói-se uma reta pelos mínimos-quadrados e desloca-se essa reta paralelamente, de tal modo que o ponto da água (densidade da água, tempo de transito da água) pertença a esta reta. O ponto da reta correspondente ao valor de densidade da matriz (medido no laboratório) corresponde ao tempo de transito da matriz, a ser utilizado na estimativa da porosidade para a camada em analise. Esta metodologia é apresentada com dados sintéticos, segundo o modelo petrofísico e avaliada em dados reais de poços testemunhados no campo de Namorado, Bacia de Campos, Brasil.

Palavras-chave: Geofísica de Poço. Porosidade. Tempo de Trânsito da Matriz.

ABSTRACT

Porosity is the fluid volume present in the constitution of sedimentary rocks and can be estimated from the well log data. Density-Neutron crossplot is a classic method for porosity calculation. However in some practical situations the conditions of borehole wall may damage the measurements of density and neutron porosity as wall collapses and formation of thick mudcake. In these situations the sonic log can be used for porosity calculation, once its measurements are not affected by these events. In this case, is mandatory to have a prior knowledge of the matrix transit time. This work (TCC) presents a method to estimate the matrix transit time based in the integration of density-sonic crossplot and matrix density obtained in conventional core analysis. This methodology is presented with synthetic data, according to the petrophysic model and evaluated in real data from a cored borehole in the Namorado field, Campos basin, Brazil.

Keywords: Wireline logging. Porosity. Matrix transit time.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1- (A) Corte do testemunho; (B) Plugagem; (C) Faceamento do Topo da Base; (D) Limpeza dos Poros; (E) Saturação da amostra.....	14
Figura 2- Esquema de medida das propriedades acústicas em uma amostra de rocha.....	15
Figura 3- Aparato experimental da medida do tempo de propagação em um material poliacrílico.....	16
Figura 4- Gráfico mostra a pulso elétrico em função do tempo. A linha azul é a medida feita na água e a linha verde é a medida feita na água junto com solido.....	17
Figura 5- Procedimento de medida em uma amostra de rocha saturada submetida a uma diferença de pressão.....	18
Figura 6- Gráfico da velocidade em função da pressão em amostras de rocha com várias porosidades.....	19
Figura 7- Picnômetro.....	20
Figura 8- Diagrama do Método lei de Boyle.....	22
Figura 9- Diagrama do método da lei de Boyle após a abertura da válvula.....	23
Figura 10- Ferramenta sônica no poço.....	25
Figura 11- Ferramenta de densidade.....	26
Figura 12- Esquema do efeito Compton.....	27
Figura 13- Modelo petrofísico com fração argila.....	28
Figura 14- Modelo petrofísico sem a fração argila.....	29
Figura 15- Gráfico densidade-sônico.....	32
Figura 16- Perfis Sintéticos. Perfil Raio Gama (RG), Perfil Caliper (CAL), Perfil Densidade (RHO), Perfil Sônico (DT) e Testemunho (CORE).....	36
Figura 17- Gráfico densidade-sônico camada A.....	37
Figura 18- Gráfico densidade-sônico camada B.....	38
Figura 19- Gráfico densidade-sônico camada C.....	39
Figura 20- Gráfico densidade-sônico camada D.....	40

Figura 21- Gráfico densidade-sônico camada E.....	41
Figura 22- Trilhas comparativas das porosidades calculadas com as premissas de monomineralidade e multimineralidade da camada A.....	42
Figura 23- Trilhas comparativas das porosidades calculadas com as premissas de monomineralidade e multimineralidade da camada B.....	43
Figura 24- Trilhas comparativas das porosidades calculadas com as premissas de monomineralidade e multimineralidade da camada C.....	44
Figura 25- Trilhas comparativas das porosidades calculadas com as premissas de monomineralidade e multimineralidade da camada D.....	45
Figura 26- Trilhas comparativas das porosidades calculadas com as premissas de monomineralidade e multimineralidade da camada E.....	46
Figura 27- Perfis Campo de Namorado.....	48
Figura 28- Gráfico densidade-sônico campo Namorado.....	49
Figura 29- Trilhas comparativas das porosidades calculadas com as premissas de monomineralidade e multimineralidade da campo de Namorado.....	50

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	12
2	MEDIDA DO TEMPO DE TRÂNSITO EM AMOSTRAS DE ROCHA NO LABORATÓRIO	14
3	MEDIDA DA DENSIDADE DAS AMOSTRAS DE ROCHA NO LABORATÓRIO	20
3.1	MÉTODO DO PICNÔMETRO.....	20
3.2	MÉTODO DE BOYLE.....	21
4	AVALIAÇÃO DE FORMAÇÃO	24
4.1	PERFIS DE POROSIDADE.....	24
4.1.1	Perfil Sônico	25
4.1.2	Perfil Densidade	26
4.2	PROPRIEDADES PETROFÍSICAS.....	28
4.2.1	Porosidade	29
4.2.2	Modelo Petrofísico	30
5	GRAFICO DENSIDADE-SÔNICO	32
6	METODOLOGIA	33
7	RESULTADOS	35
7.1	DADOS SINTÉTICOS.....	35
7.2	DADOS REAIS.....	46
7.2.1	Campo Namorado	46
7.2.2	Tempo de Trânsito da Matriz	47
8	CONCLUSÃO	51
	REFERÊNCIAS	52

1 INTRODUÇÃO

A porosidade ou, como interpretada na avaliação de formação, o volume de fluido na constituição de uma rocha reservatório, pode ser determinada de forma direta, através de medidas laboratoriais realizadas sobre amostras retiradas do testemunho. A avaliação de formação possibilita a estimativa da porosidade das rochas reservatório ao longo da trajetória do poço, a partir da interpretação dos chamados perfis de porosidade (densidade, porosidade neutrônica e sônico). Em ambos os casos, direto ou indireto, os valores de porosidade se submetem a avaliação crítica do interprete. Neste TCC (Trabalho de Conclusão de Curso) apresenta-se uma metodologia para a estimativa da porosidade a partir do perfil sônico e a integração da medida laboratorial da densidade da matriz para a obtenção do parâmetro do tempo de trânsito da matriz.

O perfil sônico, que registra o tempo de trânsito de uma onda compressional refratada na parede do poço, se relaciona a porosidade através da equação de Wyllie, ou da simplificação do modelo petrofísico, considerando a ausência de argilosidade. Em muitas situações da prática onde os perfis de densidade e porosidade neutrônica podem apresentar incorreção nas medidas das ferramentas como no caso de desmoronamentos da parede do poço, o perfil sônico adquire maior importância para possibilitar uma estimativa da porosidade.

O cálculo da porosidade através da equação de Wyllie implica nas seguintes premissas:

- Ausência de argilosidade. Porém, na prática assume-se intervalos de camadas reservatório com baixos valores de argilosidade;
- Conhecimento *a priori* dos tempos de trânsito no fluido e na matriz constituintes da rocha reservatório. Na prática são valores de difícil aquisição no momento da perfilagem de poço. Assim, a avaliação de formação adota a água doce como fluido e o mineral principal como a matriz da rocha reservatório.

Na grande maioria dos casos, as rochas reservatórios possuem matriz multimineral e mesmo nas análises de lâminas delgadas é difícil a identificação dos minerais constituintes, bem como das suas frações volumétricas.

Na prática, quando se busca uma avaliação rápida da porosidade a premissa de matriz monomineral fornece valores razoáveis para a porosidade. No entanto, estes valores não são realistas para a quantificação dos volumes de hidrocarbonetos *in place*.

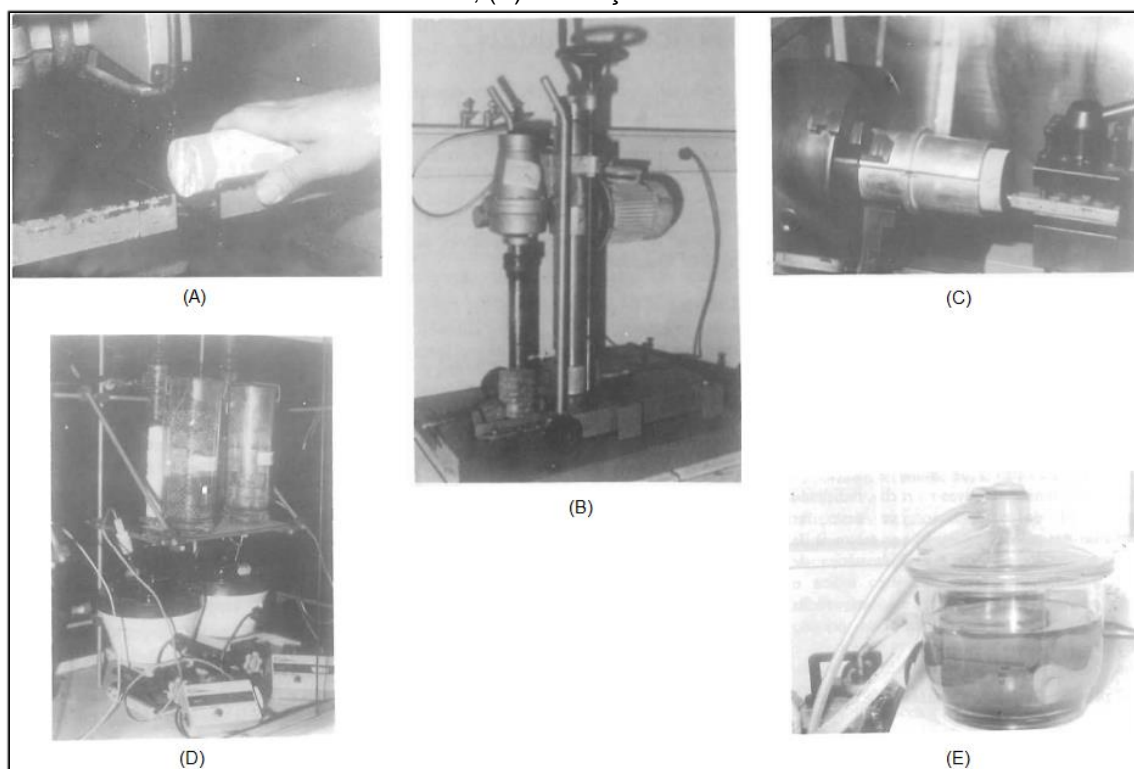
Neste TCC integra-se o valor de densidade da matriz obtido nas análises convencionais de testemunhos com a associação dos perfis sônicos e densidade na forma de um gráfico cartesiano para determinação do tempo de trânsito da matriz multimineral, de modo a produzir valores mais realistas para a porosidade.

Este método é aqui apresentado com dados sintéticos que satisfazem o modelo petrofísico e dados reais de um poço testemunhado do Campo de Namorado na Bacia de Campos, Brasil.

2 MEDIDA DO TEMPO DE TRÂNSITO EM AMOSTRAS DE ROCHA NO LABORATÓRIO

Segundo Oliveira et al. (1998), a medida no laboratório do tempo de percurso de uma onda mecânica longitudinal nas rochas sedimentares é realizada sobre uma amostra perfeitamente cilíndrica, com o topo e base planos e paralelos entre si e perpendiculares em relação à superfície lateral. Uma vez extraída a amostra do testemunho é realizada a limpeza dos poros superficiais e posteriormente saturada com os fluidos de interesse. A Figura 1 mostra a sequência de etapas de preparação da amostra.

Figura 1- (A) Corte do testemunho; (B) Plugagem; (C) Faceamento do Topo e da Base; (D) Limpeza dos Poros; (E) Saturação da amostra.

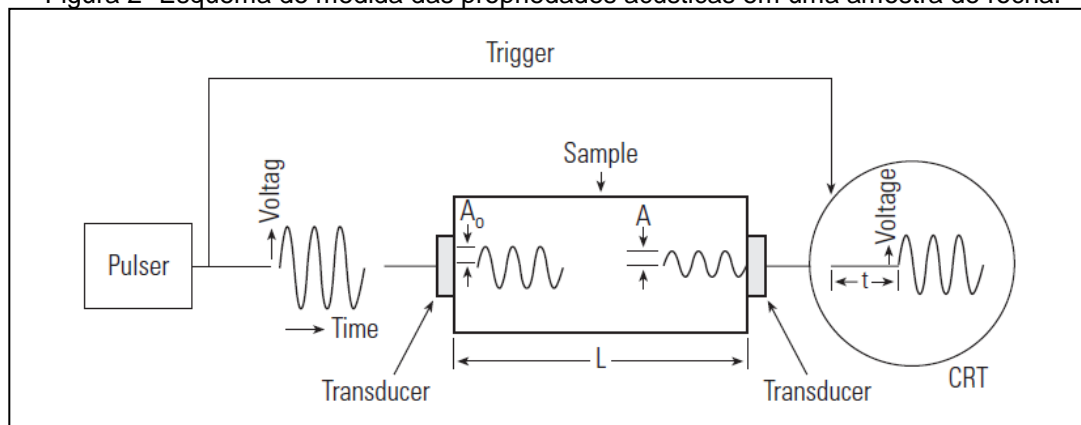


Fonte: Oliveira et al. (1998, p. 38).

De acordo com Ellis e Singer (2008), o equipamento de medida é composto por dois transdutores ultrassônicos, compostos por um material piezoelétrico, que são acusticamente acoplados ao topo e base da amostra. Um dos transdutores opera como fonte acústica, transformando um pulso elétrico de entrada em ondas

elásticas e o outro transdutor atua como receptor, transformando o sinal de natureza mecânica em sinais elétricos, como mostra o esquema da Figura 2.

Figura 2- Esquema de medida das propriedades acústicas em uma amostra de rocha.

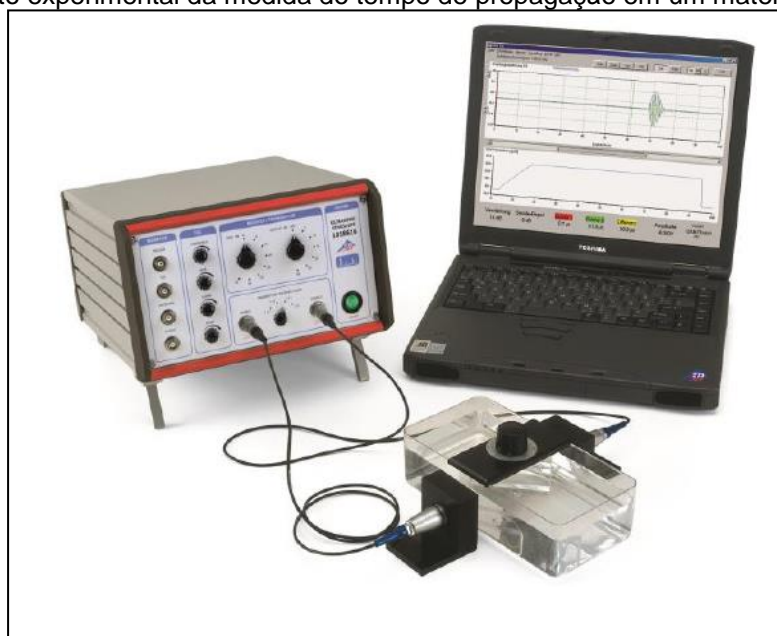


Fonte: Ellis e Singer (2008, p. 500).

O equipamento mede o tempo de percurso como o intervalo de tempo decorrido entre o acionamento da fonte e a sensibilização do receptor. Normalmente calcula-se a velocidade de propagação da onda longitudinal com base nesse tempo de propagação e na distância conhecida entre a fonte e o receptor.

A Figura 3 mostra um aparato experimental para a medida do tempo de propagação em um material poliacrílico, que é muito similar ao que é feito em amostras de rochas.

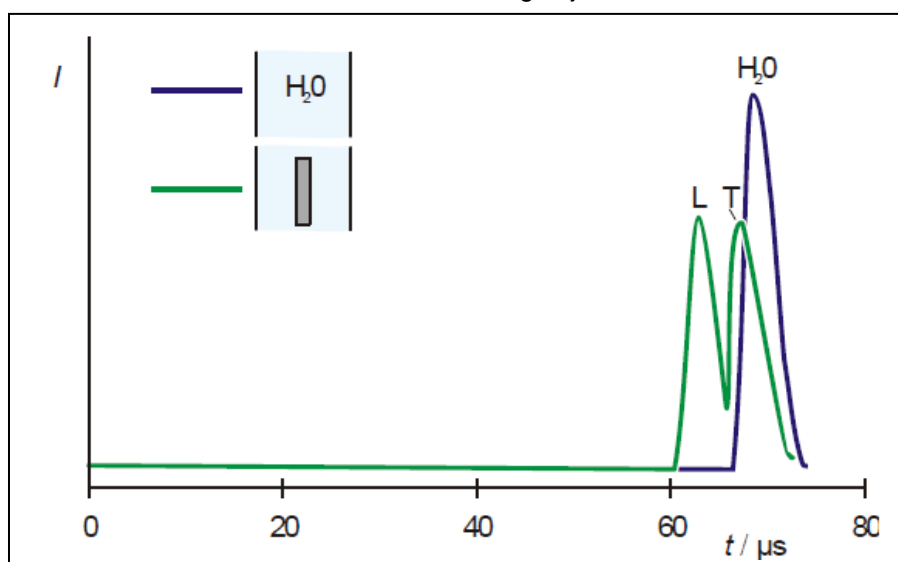
Figura 3- Aparato experimental da medida do tempo de propagação em um material poliacrílico.



Fonte: 3B Scientific Experiments (2016).

Em meios líquidos e gasosos, somente ondas de som na forma longitudinal podem se propagar. No meio sólido, ondas de som na forma longitudinal e transversal se propagam, pois ele resiste à força de cisalhamento. O tempo de propagação das ondas acústicas no meio sólido é menor que no meio líquido, como mostra a Figura 4, onde a linha azul é a medida em uma calha preenchida por água e a linha verde é a medida feita em uma calha contendo a água junto com um material sólido, onde também é possível notar uma diferença entre o tempo de propagação da onda na forma longitudinal e transversal.

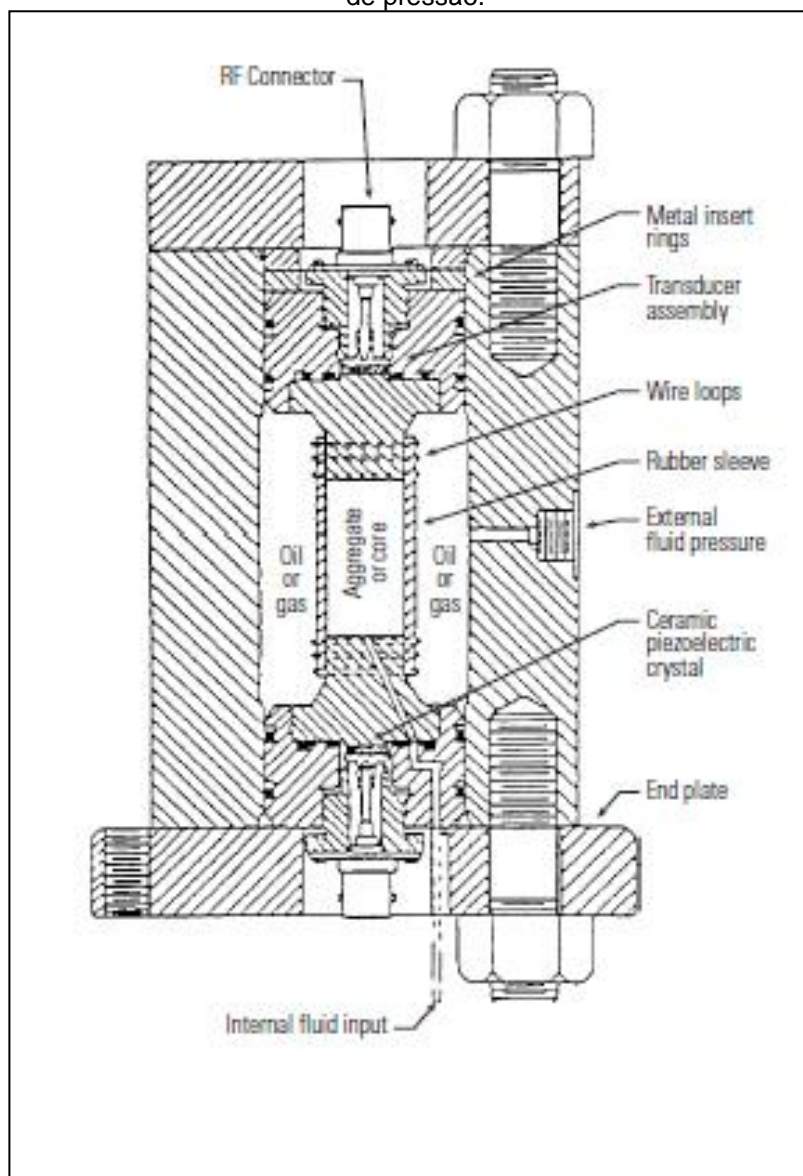
Figura 4- Gráfico mostra a pulso elétrico em função do tempo. A linha azul é a medida feita na água e a linha verde é a medida feita na água junto com os sólidos.



Fonte: 3B Scientific Experiments (2016).

Ainda segundo Ellis e Singer (2008), as amostras de rocha podem ser submetidas a diferentes pressões, saturações de fluidos e temperaturas na tentativa de simular as condições da rocha dentro do poço, as quais influenciam na medida do tempo propagação. A Figura 5 mostra o procedimento de medida em uma amostra de rocha saturada submetida a uma diferença de pressão.

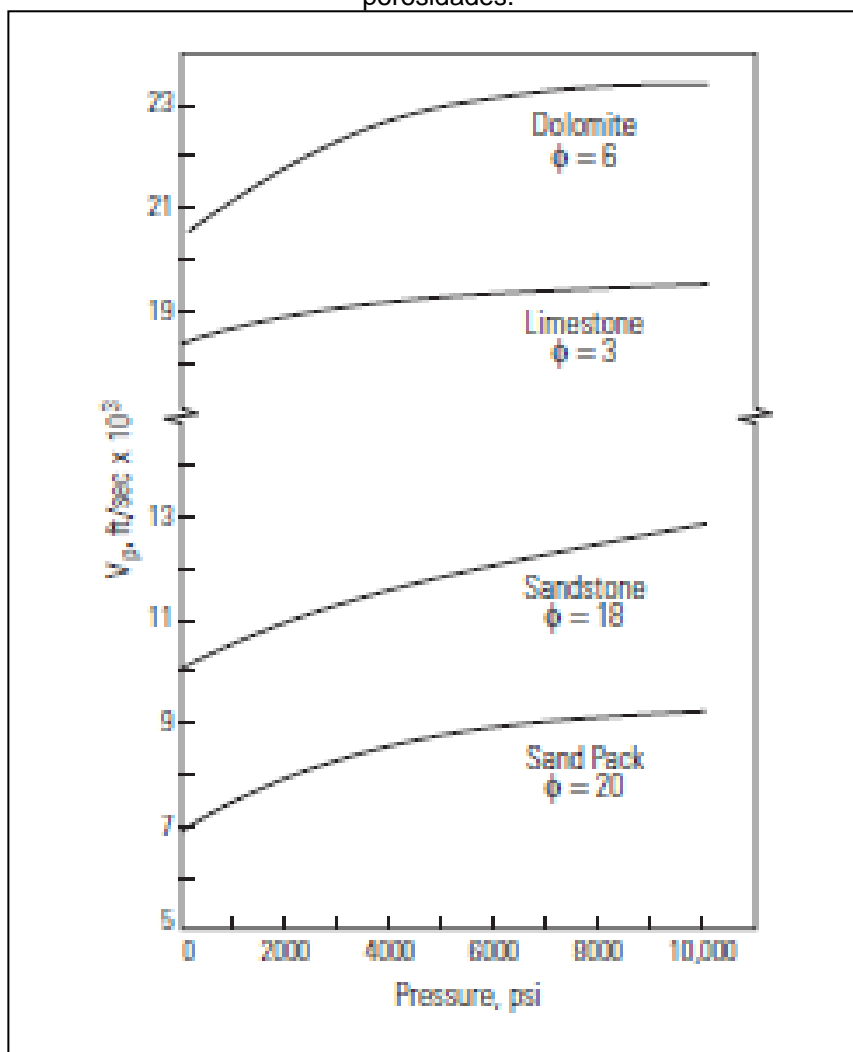
Figura 5- Procedimento de medida em uma amostra de rocha saturada submetida a uma diferença de pressão.



Fonte: Ellis e Singer (2008, p. 501).

Outros fatores influenciam na medida do tempo de propagação como a porosidade, composição e textura da amostra de rocha, logo a velocidade calculada vai ficar em função desses parâmetros. O gráfico da figura 6 mostra a velocidade de várias amostras de rochas com diferentes porosidades em função da pressão.

Figura 6- Gráfico da velocidade em função da pressão em amostras de rocha com várias porosidades.



Fonte: Ellis e Singer (2008, p. 504).

3 MEDIDA DA DENSIDADE DAS AMOSTRAS DE ROCHA NO LABORATÓRIO

A densidade é definida pela razão entre a massa e o volume de um corpo. No caso das rochas porosas, queremos a densidade dos minerais que as compõe. Segundo Guzman (2015, p. 26), existem dois métodos laboratoriais que podem ser utilizados para mensurar a massa e o volume dos grãos minerais, desconsiderando o espaço vazio entre os grãos, que são: método do picnômetro e o método da lei de Boyle.

3.1 MÉTODO DO PICNÔMETRO

Segundo Gealy (1971 apud GUZMAN, 2015, p. 26), picnômetro é um frasco de vidro de aproximadamente 25 mm (vinte e cinco milímetros) com uma tampa esmerilhada com um orifício capilar longitudinal. Baseado no princípio de Arquimedes, ele é utilizado para medir a massa e o volume dos grãos, a Figura 7 mostra o picnômetro.

Figura 7- Picnômetro.



Fonte: Rodrigues; Bezerra. Relatório Experimento 2: Densidade de Líquidos (2010).

Segundo Cesar, Paoli e Andrade (2004), primeiramente devemos pesar o picnômetro vazio em uma balança, e assim obtemos a massa do picnômetro vazio (m_{pv}). O próximo passo é pesar o picnômetro com a amostra de rocha (m_{pa}). Então

podemos obter a massa da amostra (m_a) de rocha pela diferença entre essas duas massas como mostra a equação 1.

$$m_a = m_{pa} - m_{pv} \quad (1)$$

Com a amostra dentro do picnômetro, o preenchemos completamente com água destilada até transbordá-lo, neste momento é necessário verificar a presença de bolhas, pois elas devem ser retiradas para não afetar as medidas. Novamente pesamos o picnômetro e obtemos a massa do picnômetro com a água mais a amostra de rocha (m_{total}). A massa de água ($m_{\acute{a}gua}$) é igual à diferença entre a massa total (m_{total}) e a massa do picnômetro com a amostra de rocha (m_{pa}). O volume de água ($V_{\acute{a}gua}$) é obtido pela razão entre a massa de água ($m_{\acute{a}gua}$) e a densidade da água ($\rho_{\acute{a}gua}$), que é conhecida, como mostra a equação 2.

$$V_{\acute{a}gua} = m_{\acute{a}gua} / \rho_{\acute{a}gua} \quad (2)$$

O volume do picnômetro (V_p) é conhecido, então podemos calcular o valor do volume da amostra de rocha (V_a) pela diferença entre o volume do picnômetro (V_p) e o volume de água ($V_{\acute{a}gua}$) que foi calculado anteriormente. Com precisão podemos calcular o valor da densidade dos grãos da amostra de rocha (ρ_a) pela razão entre a massa da amostra de rocha (m_a) e o volume da amostra (V_a) como mostra a equação 3.

$$\rho_a = m_a / V_a \quad (3)$$

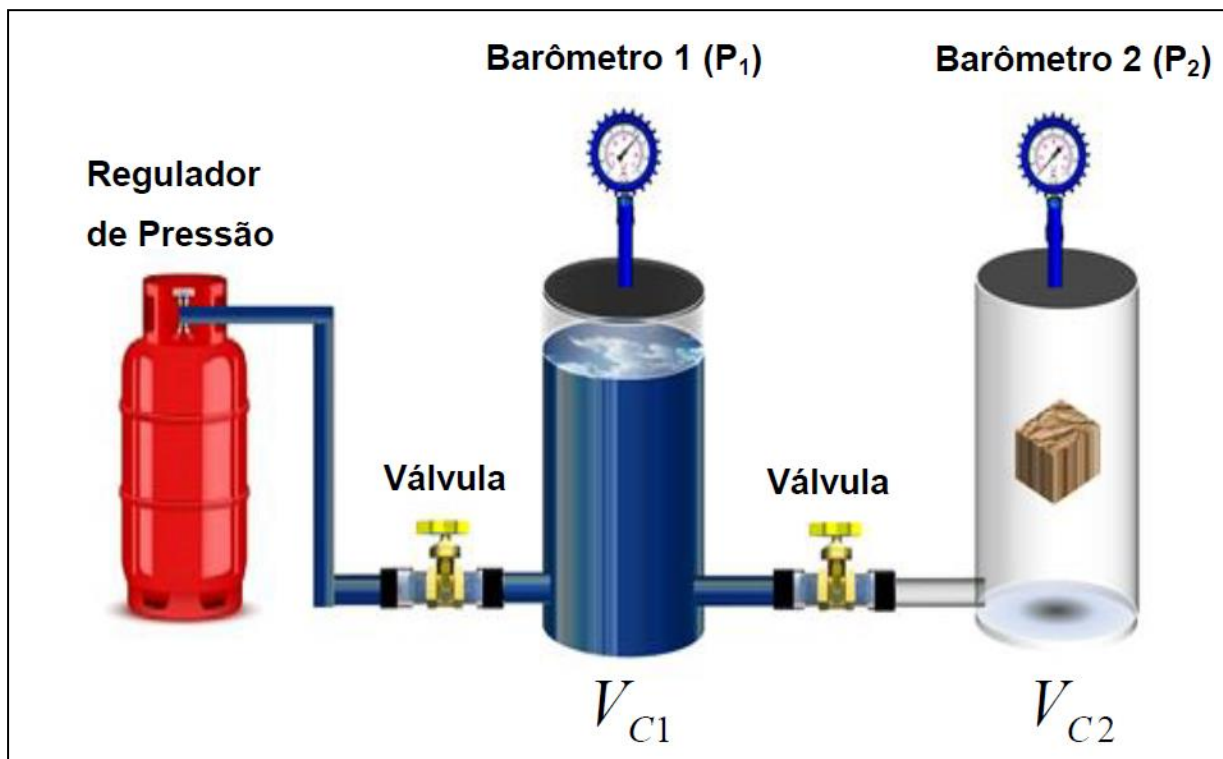
3.2 MÉTODO DE BOYLE

O irlandês Robert Boyle estudou o comportamento dos gases, e ele descobriu que a pressão exercida em um recipiente fechado é inversamente proporcional ao volume do gás, ou seja, quando o gás é comprimido, volume diminui e a pressão aumenta e vice e versa, conforme descrito em Guzman (2015, p. 28).

De acordo com Castellanos (2009 apud GUZMAN, 2015, p. 28), é possível determinar o volume dos grãos de uma amostra de rocha com o método de Boyle. Para isso, é necessário que tenhamos dois recipientes fechados e conectados por uma válvula. O primeiro recipiente chamamos de célula 1 (c_1) e seu volume é V_{c_1} , e o segundo recipiente chamamos de célula 2 (c_2) e o seu volume é V_{c_2} . Então com a

válvula fechada e com um regulador de pressão colocamos um gás em c_1 e a pressão P_1 é medida pelo barômetro 1, e em c_2 colocamos a amostra de rocha, como mostra a Figura 8.

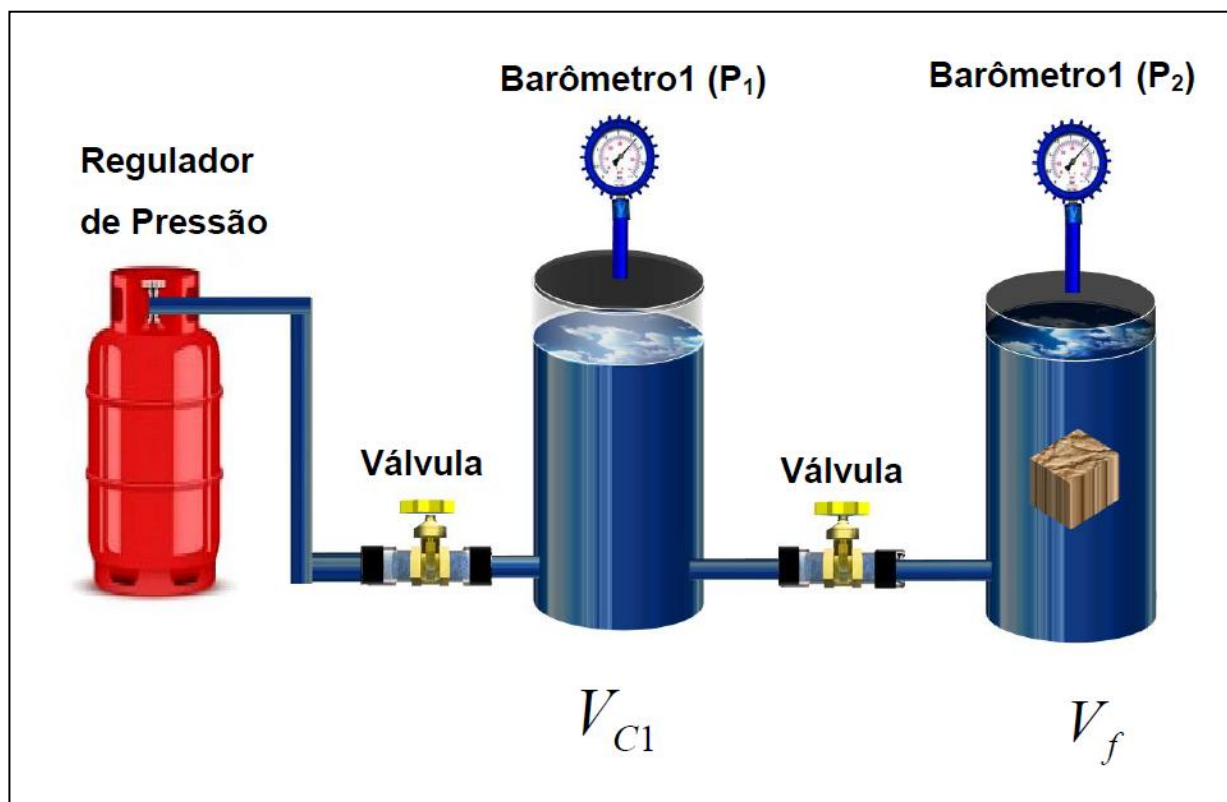
Figura 8- Diagrama do método da lei de Boyle.



Fonte: Guzman (2015, p. 29).

Ao abrirmos a válvula de conexão, o gás se expande para c_2 e o seu volume aumenta, e o chamamos de volume de equilíbrio (V_f). O barômetro 2 passa a medir uma pressão P_2 , como mostra a Figura 9.

Figura 9- Diagrama do método da lei de Boyle após a abertura da válvula.



Fonte: Guzman (2015, p. 30)

A partir da lei de Boyle-Mariote, o produto entre a pressão P_1 e o volume V_{c_1} é igual ao produto entre a pressão P_2 e o volume V_f , como mostra a equação 4.

$$P_1 * V_{c_1} = P_2 * V_f \quad (4)$$

Através da equação 4 é possível encontrar o volume final V_f e como o volume V_{c_1} e o volume V_{c_2} é conhecido, conseguimos encontrar o volume dos grãos da amostra de rocha V_g que é expressa pela equação 5.

$$V_g = V_{c_1} + V_{c_2} - V_f \quad (5)$$

Calculando o volume dos grãos e com a medida da massa do volume dos grãos, calculamos a densidade dos grãos, como vimos na equação 3 anteriormente.

4 AVALIAÇÃO DE FORMAÇÃO

A avaliação de formação é o conjunto de técnicas e métodos que avaliam de forma qualitativa e quantitativa a capacidade produtiva de um reservatório de petróleo.

Quando é feita a perfuração de um poço, é realizada a perfilagem, onde as ferramentas mensuram as propriedades físicas das rochas, assim como as medidas diretas feitas no laboratório em testemunhos extraídos do poço. As propriedades petrofísicas são obtidas na avaliação de formação a partir da integração das informações dos perfis e as informações da análise dos testemunhos.

A avaliação de formação é a principal atividade para qualificar os reservatórios e a quantificar de forma realística as suas reservas. Ela busca estimar variações das propriedades petrofísicas a partir das medidas das propriedades físicas das rochas atravessadas no poço.

4.1 PERFIS DE POROSIDADE

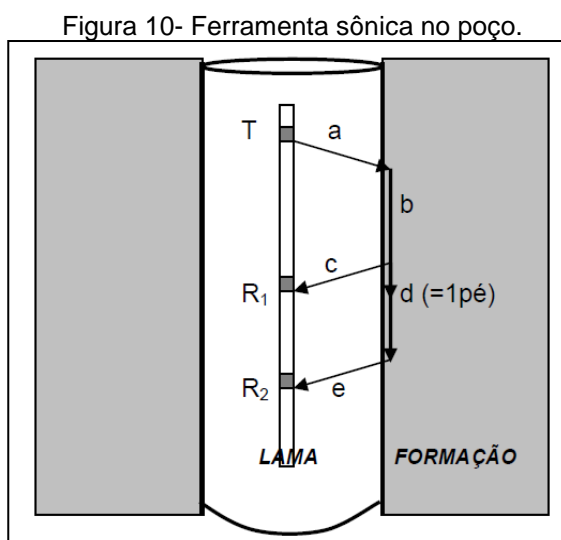
Os perfis de porosidade são uma designação genérica para as variações das medidas ao longo do poço produzidas por três ferramentas. A primeira é a ferramenta acústica, que produz o perfil sônico. As outras duas são ferramentas nucleares, uma gera o perfil densidade e a outra gera o perfil porosidade neutrônica. Porém, nesse TCC trabalhou-se somente com o perfil sônico e o perfil densidade.

Esses perfis não são medidas diretas da porosidade e sim as medidas das propriedades físicas. Porém, quando essas ferramentas realizam medidas exclusivamente sobre o mineral (matriz) ou exclusivamente sobre o fluido (água), os valores apresentam uma notável diferença, logo podemos inferir que há uma influência do volume de fluido (porosidade) nas medidas.

4.1.1 Perfil Sônico

Segundo Ellis e Singer (2008), o perfil sônico é o registro dos tempos de trânsito que uma onda sonora leva para percorrer um espaço na formação. O som leva um tempo menor para percorrer uma distância fixa nos sólidos que nos líquidos e gases. Há uma relação direta entre o tempo de trânsito e a porosidade das rochas, em rochas com alta taxa de porosidade a velocidade do som é menor que em rochas menos porosas.

A ferramenta sônica consiste em uma haste composta por um transmissor (T), que emite um impulso sonoro na formação, e dois receptores com distâncias fixas e pré-determinadas (R1 e R2). A trajetória do impulso sonoro é relativamente simples, a onda compressional se propaga e percorre as distâncias a, b e c, e chega ao receptor R1, e percorre as distâncias a, b, d, e e, e chega no receptor R2, como mostra a Figura 10.



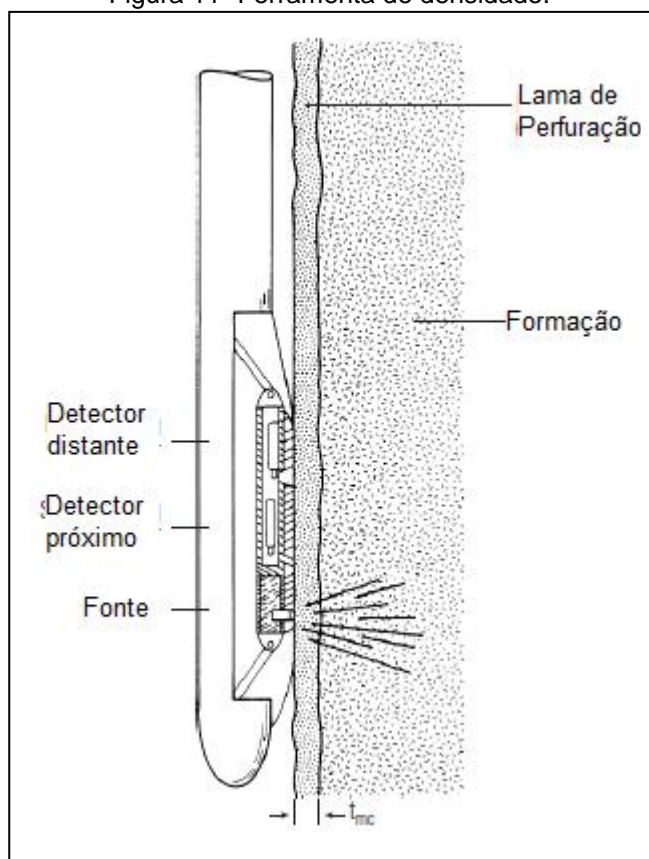
Fonte: Nery (2004).

O tempo de trânsito consiste na diferença dos tempos de chegada dos impulsos entre o receptor distante, R2, e o receptor próximo, R1. Esse diferencial de tempo (Δt) é o menor tempo gasto para percorrer a distância d, que tem o valor fixo de 1 ft (um pé), baseado no princípio de Fermat.

4.1.2 Perfil de Densidade

O perfil densidade é o registro das variações de densidade das camadas ao longo da trajetória do poço. A ferramenta consiste de um patim metálico com uma fonte radioativa e dois ou mais detectores em um envoltório para proteger da radiação direta da fonte e dos efeitos da lama de perfuração e/ou reboco, como mostra a Figura 11.

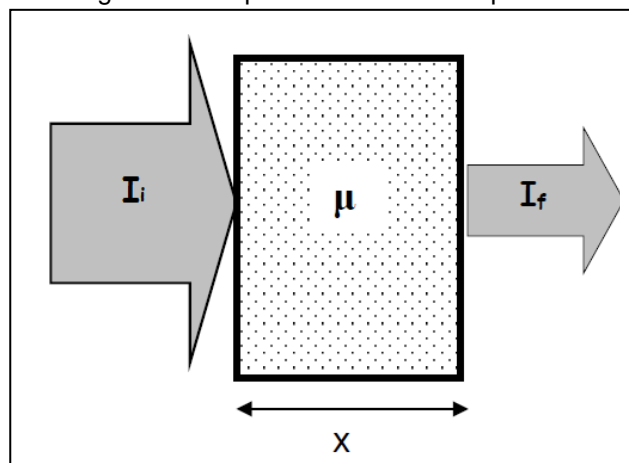
Figura 11- Ferramenta de densidade.



Fonte: Nery (2004).

A fonte radioativa (Cs-40) é pressionada na parede do poço e emite um feixe monoenergético de raios gama com intensidade fixa que colide com os elétrons da formação ocorrendo efeito Compton, que é a diminuição de energia dos raios Gama quando eles interagem com a matéria. O resultado é a queda de intensidade do feixe inicial que é medido pelos receptores, como mostra esquema da Figura 12.

Figura 12- Esquema do efeito Compton.



Fonte: Nery (2004).

A equação 6 representa a fórmula matemática do Efeito Compton descrita em Nery (2004).

$$I_f = I_i \cdot e^{-\mu \cdot x \cdot \rho_e} \quad (6)$$

Onde I_i é a intensidade do feixe inicial, μ é coeficiente de absorção, I_f é o fluxo final dos Raios Gama, ρ_e é a densidade de elétrons e x é a espessura.

A densidade de elétrons, que é a razão entre a quantidade de elétrons e o volume da rocha, está diretamente relacionada com a densidade da rocha, logo o perfil de densidade tem uma relação direta com densidade da formação e inversa com a porosidade. Quando as formações são homogêneas, isentas de argilosidade e completamente saturadas por água, a ferramenta de densidade é calibrada em uma rocha padrão, sendo possível a conversão de densidade eletrônica para a densidade da formação, como mostra a equação 7 calibrada para o calcário (ELLIS; SINGER, 2008).

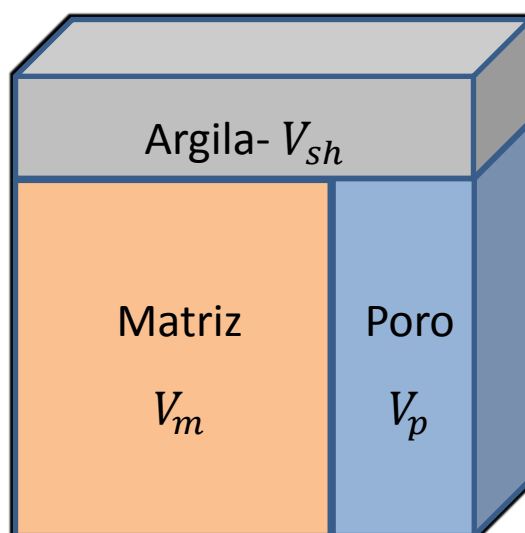
$$\rho_b = 1,0704 \cdot \rho_e - 0,1883 \quad (7)$$

4.2 PROPRIEDADES PETROFÍSICAS

As propriedades petrofísicas são definidas pelas propriedades das rochas sedimentares e são parâmetros que qualificam uma rocha reservatório. A rocha reservatório é representada pelo modelo petrofísico, que é uma simplificação do volume dos materiais constituintes e da sua disposição espacial, que influenciam sobre as suas propriedades físicas.

Na Geofísica de Poço o modelo petrofísico é um volume unitário composto por: uma fração sólida, uma fração fluida e uma fração argilosa, que se comportam de forma isotrópica, homogênea e independente umas das outras, como mostra a Figura 13.

Figura 13- Modelo petrofísico com fração argila.



Fonte: Do autor.

A fração sólida, também chamada de matriz, é a porção da rocha composta por todos os materiais sólidos, menos as argilas, como grãos de sílica, calcários e cimento silicoso. A fração fluida é formada por todos os constituintes fluidos, como água, óleo e gás. Segundo Nery (2004), a fração fluida é designada como poros, pois os fluidos ocupam os espaços vazios de uma rocha. A água pode ocorrer de forma livre na rocha, aderidos aos grãos ou fazendo parte dos argilominerais, já os hidrocarbonetos podem ocorrer na forma livre, ou aderidos aos grãos.

A fração argilosa são todos os grãos que ocupam parte do volume unitário do tamanho argila que contribuem para a matriz e fluido intersticial. Essa fração é

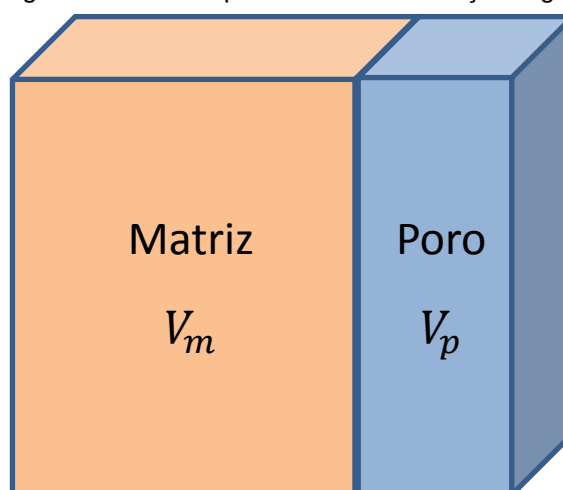
separada das outras frações, porque ela tem um comportamento físico, em termos das medidas do poço, completamente anômalo e não característico, dificultando a identificação e a separação entre matriz e fluidos. Existem vários trabalhos científicos que mostram a influência das argilas nas medidas de poço, que podem levar a valores não realísticos, levando à interpretação errônea das propriedades petrofísicas.

Na Geofísica de Poço as propriedades petrofísicas são definidas como: porosidade, saturação de fluido, argilosidade, ou volume de argila, e permeabilidade. Entretanto, no escopo deste trabalho abordaremos somente a porosidade.

4.2.1 Porosidade

A porosidade na Geofísica de Poço é definida como uma propriedade petrofísica associada à capacidade de armazenamento de fluido de uma rocha reservatório. Considerando que a argila presente nas rochas está, ou adsorvida à matriz, ou disseminada no fluido presente nos poros, consideraremos o seguinte modelo petrofísico, como mostra a figura 14.

Figura 14- Modelo petrofísico sem a fração argila.



Fonte: Do autor.

Onde a porosidade pode ser expressa pela seguinte equação:

$$\phi = \frac{V_p}{V_t} \quad (8)$$

Em que (ϕ) é a porosidade, V_p é o volume do poro e V_t é o volume total, o qual corresponde à soma do volume da matriz e o volume do poro.

Conforme descrito por Nery (2004), a porosidade pode ser classificada das seguintes maneiras:

- Porosidade Primária: é aquela adquirida ainda durante o processo deposicional ou de bioformação.
- Porosidade Secundária: toda a porosidade resultante de processos pós deposicionais, como falhas, fraturas e dissoluções.
- Porosidade Absoluta: está associada ao volume total de espaços vazios de uma rocha.
- Porosidade Efetiva: está associada ao volume de espaços vazios interconectados.

Os principais fatores que afetam a porosidade nas rochas reservatórios são: o grau de seleção dos grãos, o grau de arredondamento, o arranjo dos grãos, a cimentação, a compactação, presença de fraturas, o grau de dissolução e a dolomitização.

4.2.2 Modelo Petrofísico

As propriedades petrofísicas porosidade e argilosidade se relacionam às propriedades físicas mensuradas pelas ferramentas de porosidade (densidade, porosidade neutrônica e sônica) através do modelo petrofísico traduzido pela seguinte equação:

$$p = \phi p_w + V_{sh} p_{sh} + (1 - V_{sh} - \phi) p_m \quad (9)$$

Onde p é o valor da propriedade física registrada em um perfil de porosidade, ϕ é a porosidade, p_w representa a propriedade física do fluido, V_{sh} é a argilosidade, p_{sh} é a propriedade física da argila e p_m é a propriedade física da matriz.

A equação de Wyllie (1956) admite a ausência de argilosidade ($V_{sh} = 0$) e pode ser escrita na forma:

$$p = \phi p_w + (1 - \phi) p_m \quad (10)$$

Especificando o modelo petrofísico para o perfil sônico tem-se:

$$\Delta t = \phi \Delta t_w + (1 - \phi) \Delta t_m \quad (11)$$

Onde Δt é o tempo de trânsito registrado no perfil, Δt_w representa o tempo de trânsito do fluido, Δt_{sh} é o tempo de trânsito da argila e Δt_m é o tempo de trânsito da matriz.

$$\rho = \phi \rho_w + (1 - \phi) \rho_m \quad (12)$$

Onde ρ é a densidade registrada, ρ_w representa a densidade do fluido, ρ_{sh} é a densidade da argila e ρ_m é a densidade da matriz.

Assim, o método clássico de Wyllie, estabelece uma relação entre o tempo de trânsito e a porosidade. Este método foi desenvolvido através de trabalhos empíricos, onde Wyllie (1956) utilizou uma amostra de arenito, compactada, saturada com água, com porosidade intragranular e isenta de argila. A expressão a seguir expressa essa relação:

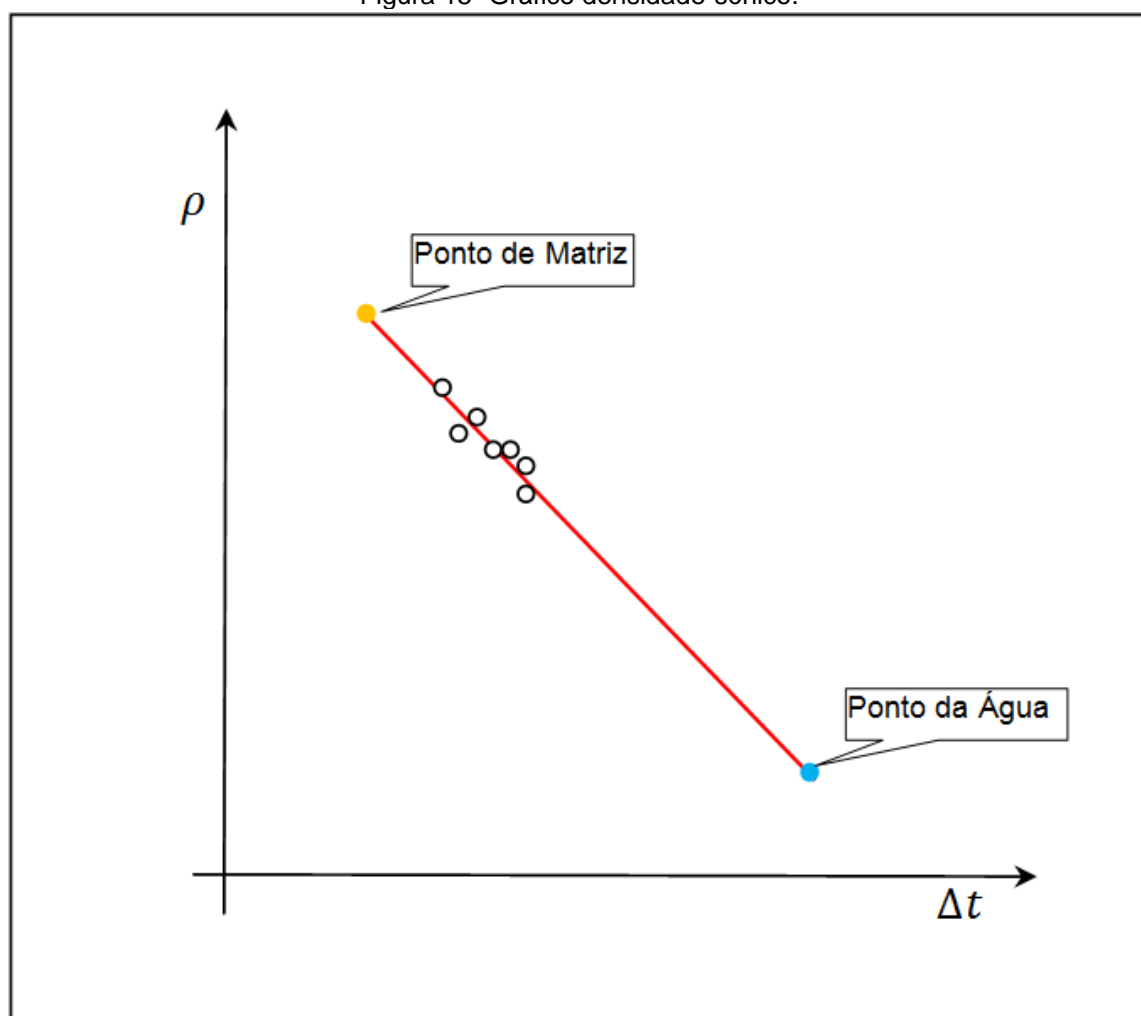
$$\phi = \frac{\Delta t - \Delta t_m}{\Delta t_{fl} - \Delta t_m} \quad (13)$$

entretanto, segundo Silva (2011), esta equação apresenta algumas limitações, como, por exemplo, na determinação do tempo de trânsito da matriz, que é tomado como uma constante associada ao mineral principal, e do tempo de trânsito do fluido, que é tomado como uma constante referente a água doce.

5 GRÁFICO DENSIDADE-SÔNICO

Uma forma bastante utilizada para a avaliação gráfica da porosidade percebida pelos perfis sônico e densidade é conhecida como gráfico densidade-sônico (CRAIN, 1986). Em um mesmo ponto de medida ao longo da trajetória do poço no interior de uma camada reservatório forma-se um ponto do gráfico a partir das medidas dos perfis sônico, expressos em $\mu s/ft$, e densidade mensurados, expresso em g/cm^3 , neste ponto na forma de um par ordenado $(\Delta t, \rho)$. Estes pontos tomados em uma rocha monomineral e isenta de argilosidade, se distribuem segundo sua porosidade sobre um seguimento de reta, denominado como reta da porosidade. Esta reta é confinada entre o ponto de porosidade nula, ou ponto de matriz, e ponto da água, ou de porosidade igual a 1, como mostrado na Figura 15.

Figura 15- Gráfico densidade-sônico.



Fonte: Do autor.

6 METODOLOGIA

O cálculo da porosidade com a utilização do perfil sônico em detrimento do método mais utilizado, que é o densidade-neutrônico se justifica quando existem problemas nas medidas realizadas pela ferramenta de densidade, particularmente quando da ocorrência de desmoronamentos, ou da presença de rebocos com grandes espessuras, onde as correções internas da ferramenta não compensam estes efeitos. No entanto, o cálculo da porosidade pelo perfil sônico se depara com uma premissa sobre a litologia da rocha reservatório, que na maioria dos casos não ocorre nos ambientes sedimentares, que é a premissa de constituição monomineral da matriz da rocha reservatório.

Este TCC apresenta um método que busca produzir um valor mais realista para o tempo de transito da matriz, considerando a constituição multimineral.

O método apresentado se baseia na presença de testemunho na camada reservatório, de tal modo que a densidade da matriz possa ser determinada no laboratório normalmente pelo processo apresentado neste trabalho anteriormente. A obtenção da densidade da matriz no laboratório é extremamente realista, enquanto a medida de tempo de trânsito não guarda relação com o tempo de trânsito da matriz, que é o objeto deste TCC.

Uma vez constatado a deficiência do perfil de densidade, que pode ser realizada pela interpretação qualitativa do perfil de caliper, que é produzido por uma ferramenta acessória à ferramenta de densidade, produzindo a medida do diâmetro, comumente, em duas ou quatro direções. A interpretação é trivial em termos de que a sua variação implica em alterações do diâmetro original do poço, indicando desmoronamento com os valores maiores que o diâmetro original do poço e reboco para valores menores.

O primeiro passo da metodologia é a construção do gráfico densidade-sônico com os pontos pertencentes à camada em avaliação. A partir destes pontos e o ponto da água procede-se a um ajuste linear, segundo o critério dos mínimos-quadrados. A reta definida pelo ajuste linear será tomada como a reta da porosidade.

O tempo de trânsito da matriz é obtido pela equação da reta porosidade considerando o valor da densidade igual a aqueles obtidos nas medidas laboratoriais, ou na forma como mostra a equação 14.

$$\Delta t = \frac{\rho_{lab}}{a} - b \quad (14)$$

Onde a e b são os coeficientes do polinômio de primeiro grau obtido pelo ajuste linear.

Como visto anteriormente, a medida direta do tempo de trânsito nas amostras do testemunho não podem ser confundidas com o tempo de trânsito da matriz, objeto deste TCC. Considerando que a medida é realizada sobre a amostra seca, tem-se que levar em conta a presença do ar (fluido) no espaço poroso, o que transforma o tempo de trânsito medido no laboratório estranho ao tempo de trânsito medido no poço, que é afetado pelo fluido original da rocha e completamente diferente do tempo de trânsito da matriz, que considera exclusivamente o tempo de propagação nos minerais constituintes da rocha reservatório.

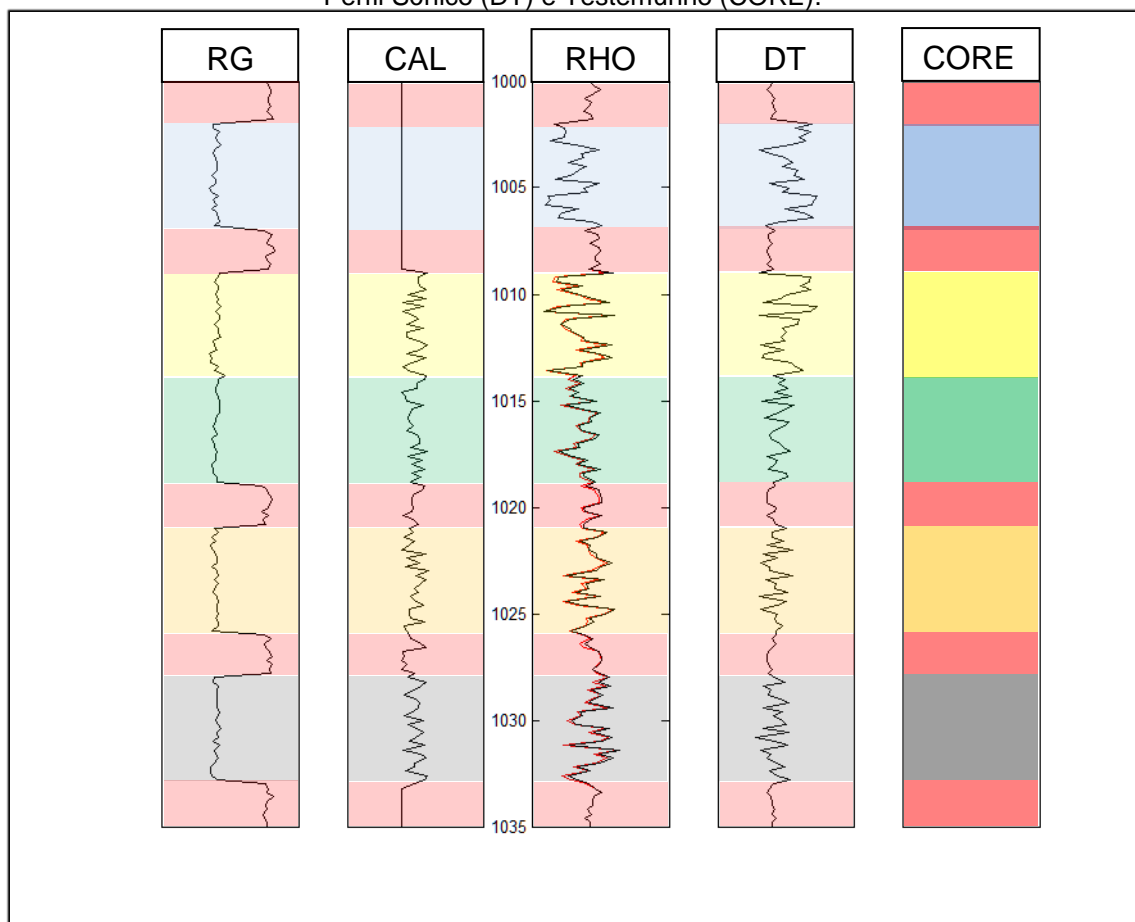
7 RESULTADOS

A avaliação do método apresentado será realizada sobre dados sintéticos que satisfazem o modelo petrofísico e dados reais do poço testemunhado, perfurado no campo de Namorado, na Bacia de Campos.

7.1 DADOS SINTÉTICOS

A Figura 16 mostra um conjunto de perfis obtidos em um poço hipotético que atravessa 5 camadas reservatórios, como mostrado no testemunho (core). A camada A está representada em azul, a camada B em amarelo, a camada C em verde, a camada D laranja e a camada E em cinza. A primeira trilha mostra o perfil de raio gama natural (RG), expresso em *cps*, que permite a interpretação das camadas reservatório e a sua classificação de camadas limpas, ou sem grandes efeitos da argilosidade. A segunda trilha mostra o perfil de caliper (CAL) onde no intervalo entre as profundidades de 1009 à 1033 m (mil e nove à mil e trinta e três metros) mostra a alteração do diâmetro do poço responsável pela perturbação do perfil de densidade. A terceira trilha mostra o perfil de densidade (RHO), expresso em g/cm^3 , sem o efeito da alteração do diâmetro através da linha preta e a linha vermelha o perfil de densidade perturbado. A quarta trilha mostra o perfil sônico (DT), expresso em $\mu s/ft$. A quinta trilha mostra a descrição dos testemunhos e a identificação de cada camada reservatório.

Figura 16- Perfis Sintéticos. Perfil Raio Gama (RG), Perfil Caliper (CAL), Perfil Densidade (RHO), Perfil Sônico (DT) e Testemunho (CORE).



Fonte: Do autor.

A constituição da matriz de cada camada reservatório é apresentada na tabela 1, com suas respectivas porcentagens (%).

Tabela 1- Constituintes da Matriz das Camadas Reservatório.

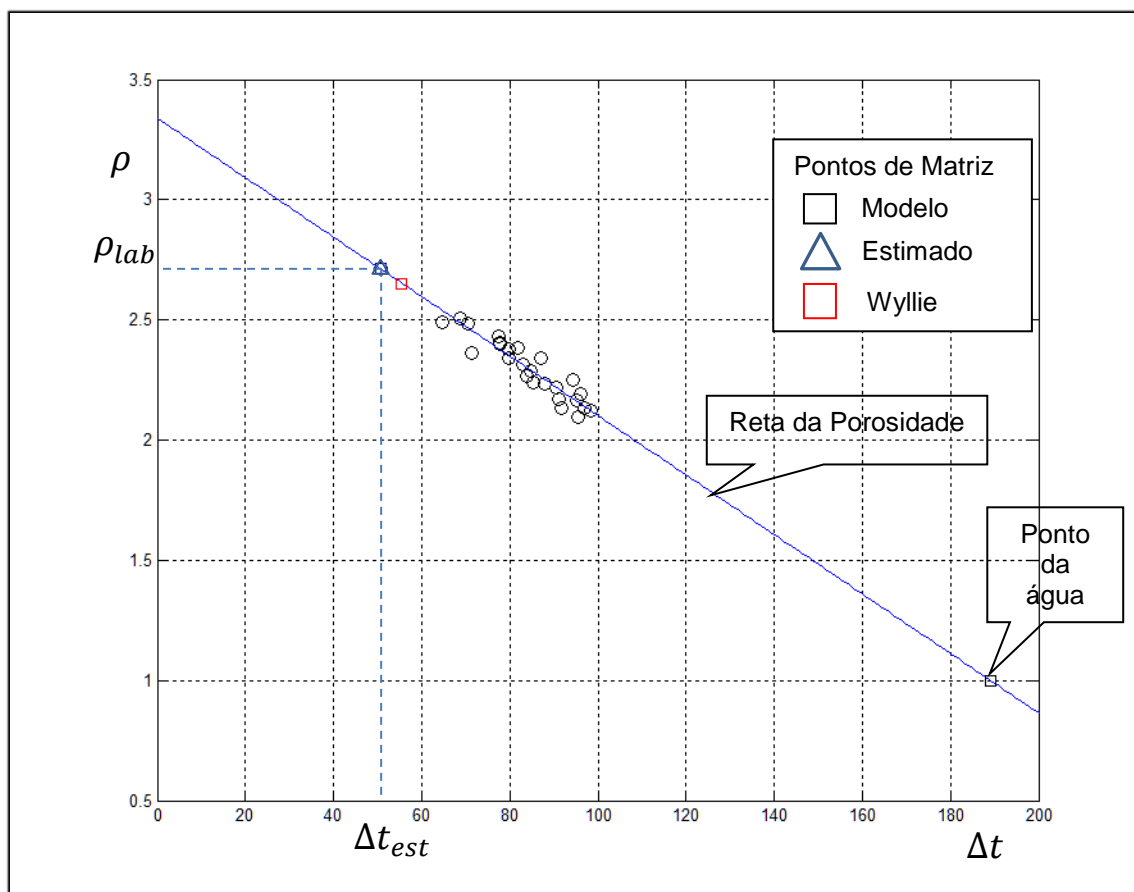
CAMADA	QUARTZO(%)	CALCITA(%)	DOLOMITA(%)
A	50	30	20
B	50	20	30
C	40	60	00
D	40	50	10
E	30	20	50

Fonte: Do autor.

A Figura 17 mostra o gráfico densidade-sônico para a camada reservatório denominada como camada A. Os círculos em preto mostram os pontos formados pelos pares ordenados obtidos em uma mesma posição de medida dos perfis sônico e densidade. A linha em azul mostra o resultado do ajuste linear dos pontos

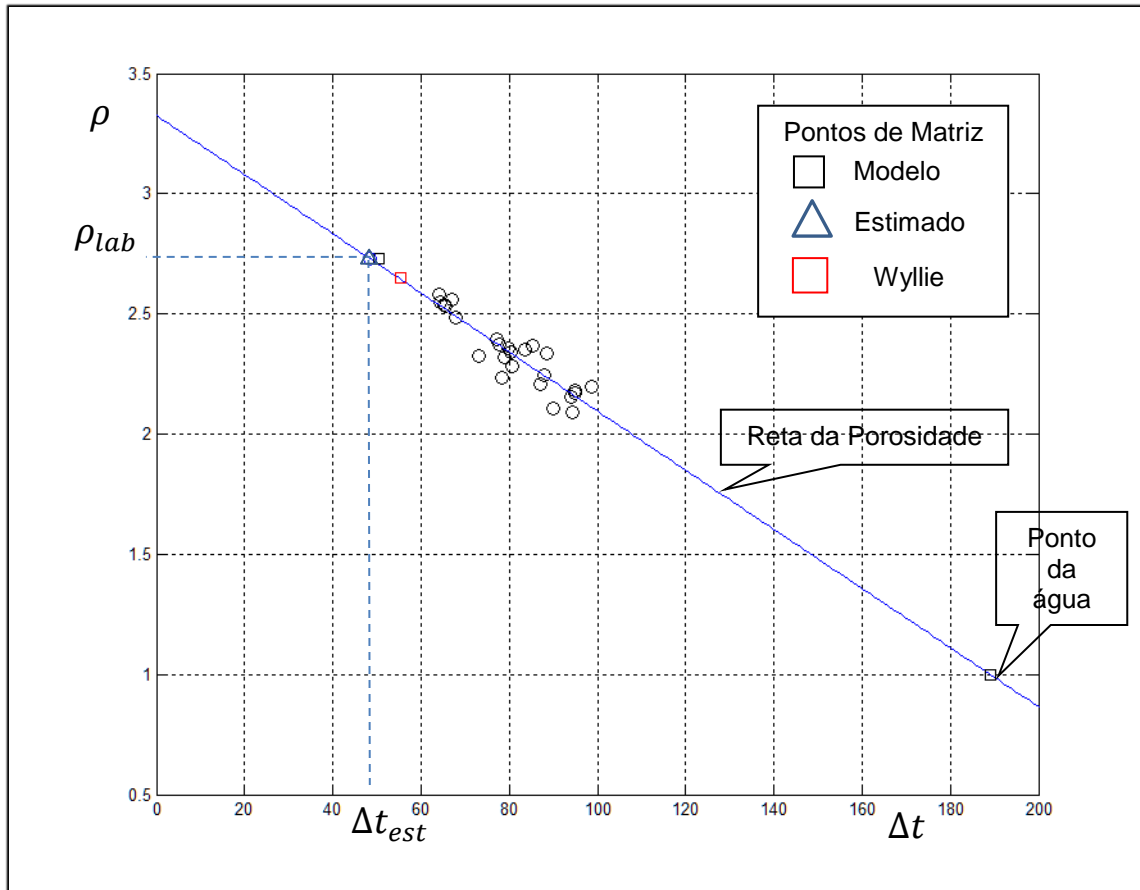
da camada e o ponto da água é representado pelo quadrado em preto na parte inferior do gráfico. O triângulo azul mostra o ponto de matriz estimado pelo método aqui apresentado. O quadrado em preto na parte superior do gráfico mostra o ponto de matriz utilizado no modelamento e o quadrado em vermelho mostra o ponto de matriz considerando a rocha com constituição monomineral.

Figura 17- Gráfico densidade-sônico camada A.



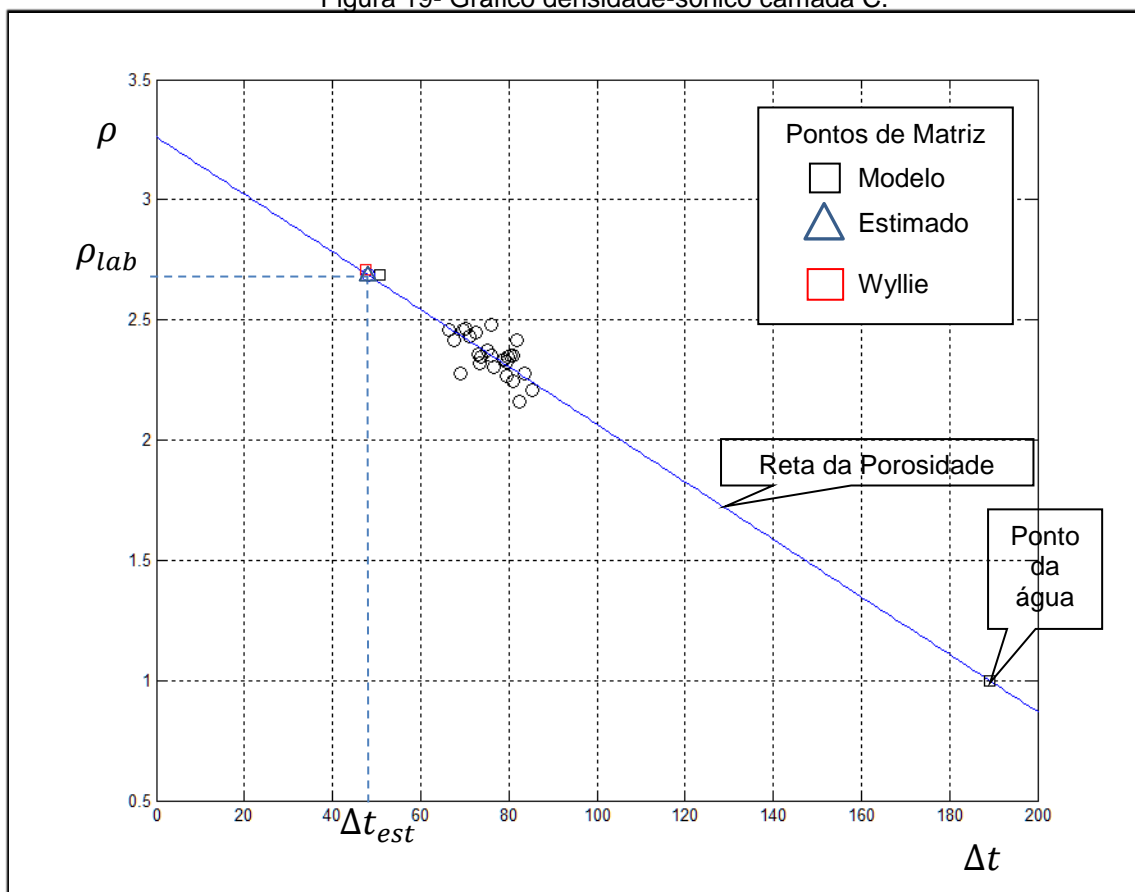
As Figuras 18, 19, 20 e 21 representam os gráficos densidade-sônicos para as outras camadas reservatórios presentes no perfil mostrado na Figura 16.

Figura 18- Gráfico densidade-sônico camada B.



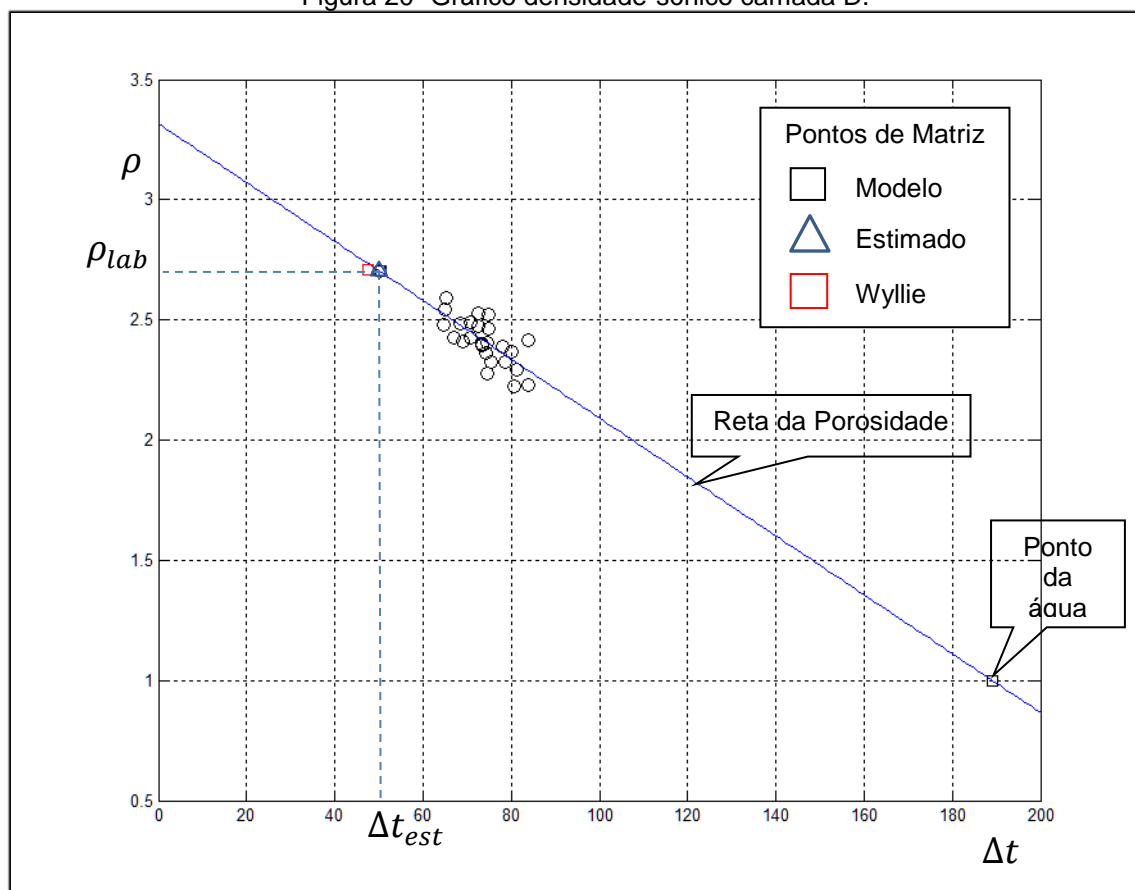
Fonte: Do autor.

Figura 19- Gráfico densidade-sônico camada C.



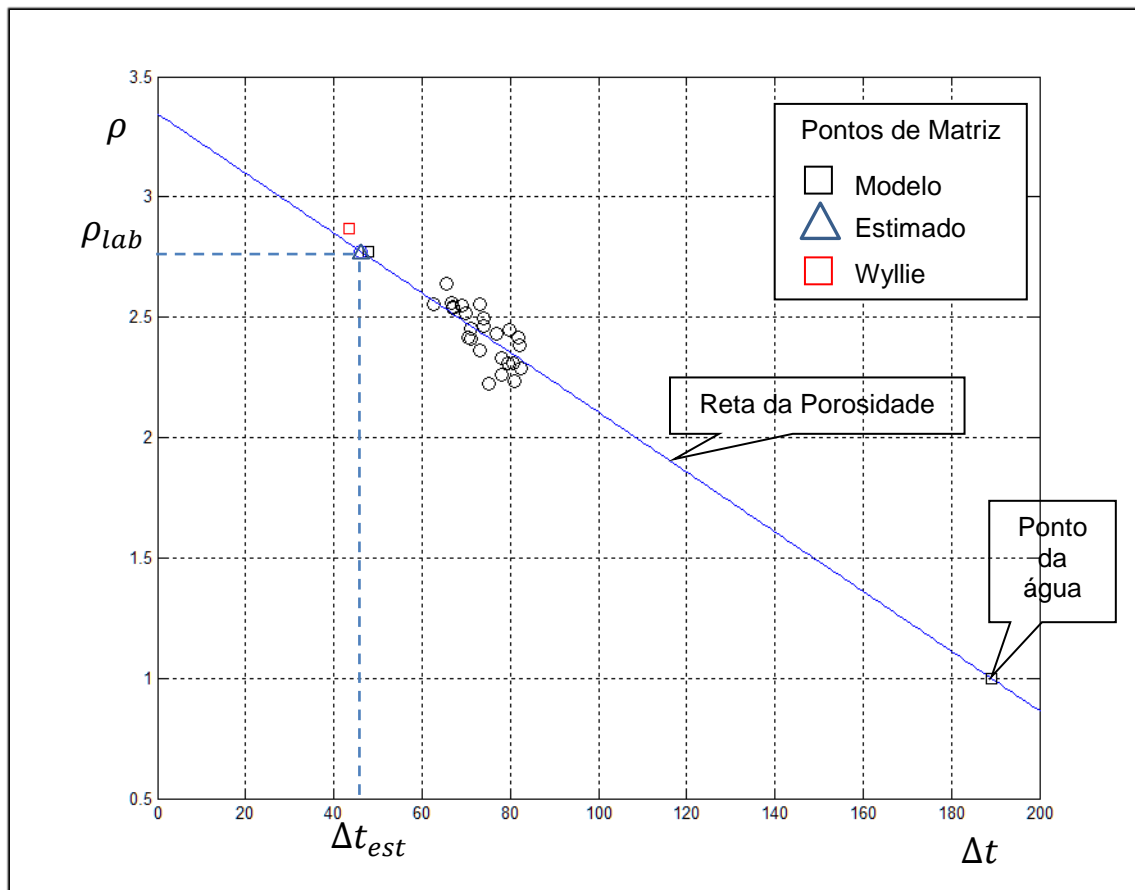
Fonte: Do autor.

Figura 20- Gráfico densidade-sônico camada D.



Fonte: Do autor.

Figura 21- Gráfico densidade-sônico camada E.



Fonte: Do autor.

A tabela 2 mostra a comparação entre os valores de tempos de trânsito da matriz, expressos em $\mu s/ft$, obtidos pelo método aqui apresentado (DT Estimado), os tempos de trânsito adotados nos modelos petrofísicos (DT Modelo) e os utilizados pela avaliação de formação (DT AF). Os valores de densidade, expressos em g/cm^3 , mostram a comparação entre os valores adotados no modelamento, ou que seriam obtidos no ensaio laboratorial (Densidade Lab), e aqueles utilizados pela avaliação de formação (Densidade AF).

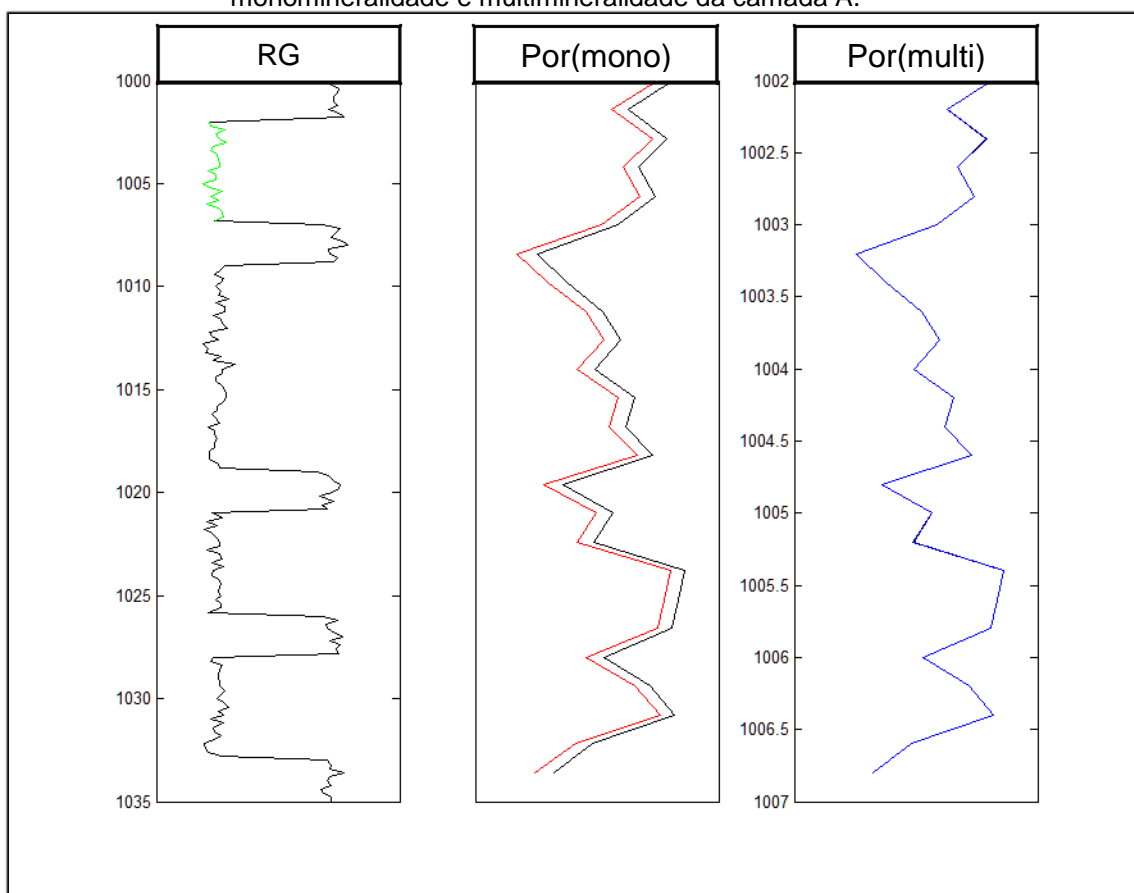
Tabela 2- Comparação Numérica dos Dados da Avaliação de Formação e Estimados.

CAMADA	DENSIDADE LAB	DENSIDADE AF	DT MODELO	DT AF	DT ESTIMADO
A	2,7120	2,6500	50,7000	55,5000	50,6576
B	2,7280	2,6500	50,3000	55,5000	48,5166
C	2,6860	2,7100	50,7000	47,5000	48,0698
D	2,7020	2,7100	50,3000	47,5000	50,1124
E	2,7720	2,8700	47,9000	43,5000	46,2087

Fonte: Do autor.

A Figura 22 mostra na primeira trilha o perfil de raio gama, marcado na cor verde o intervalo de profundidades onde ocorre a camada A. A segunda trilha mostra a comparação entre a porosidade adotada no modelamento (linha preta) e a porosidade calculada considerando o ponto de matriz obtido sob a premissa de monomineralidade (linha vermelha). Na terceira trilha aparece a comparação entre a porosidade adotada no modelamento (linha preta) e a porosidade calculada considerando o ponto de matriz obtido sob a premissa de multimineralidade (linha azul).

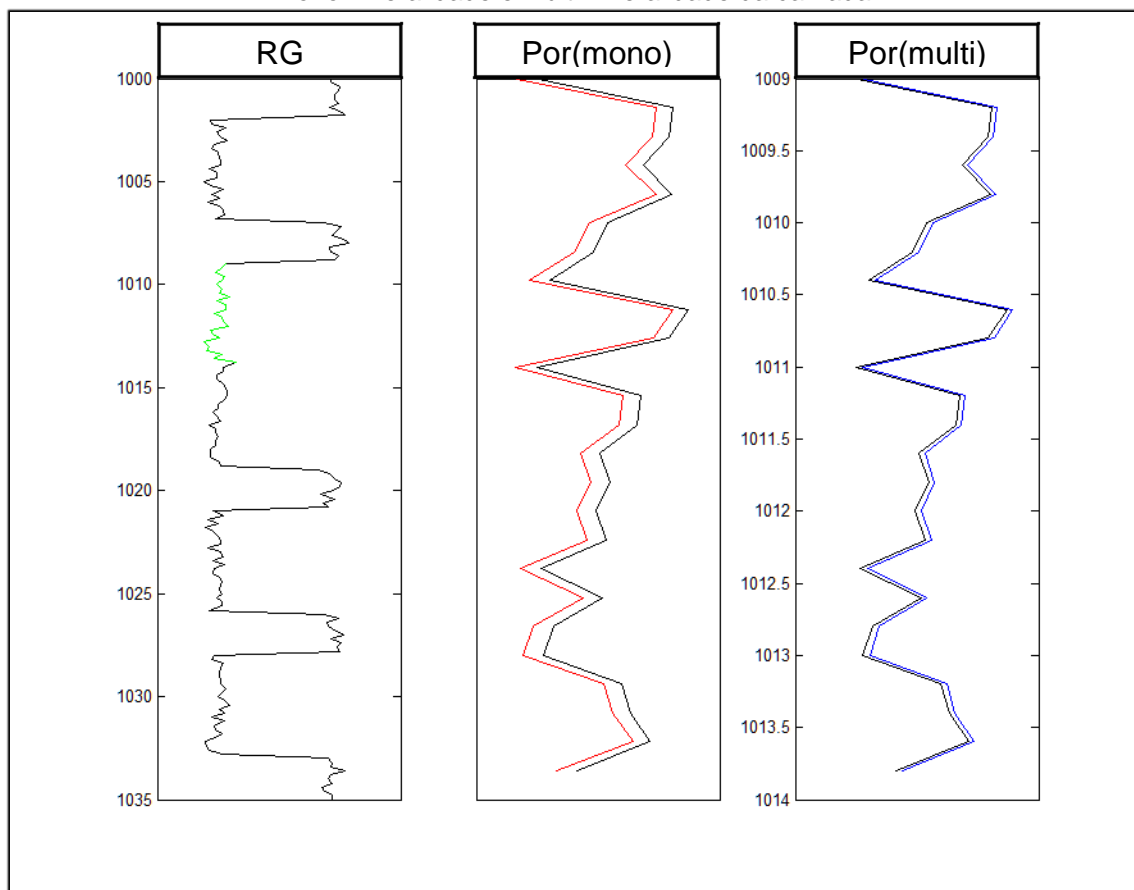
Figura 22- Trilhas comparativas das porosidades calculadas com as premissas de monomineralidade e multimineralidade da camada A.



Fonte: Do autor.

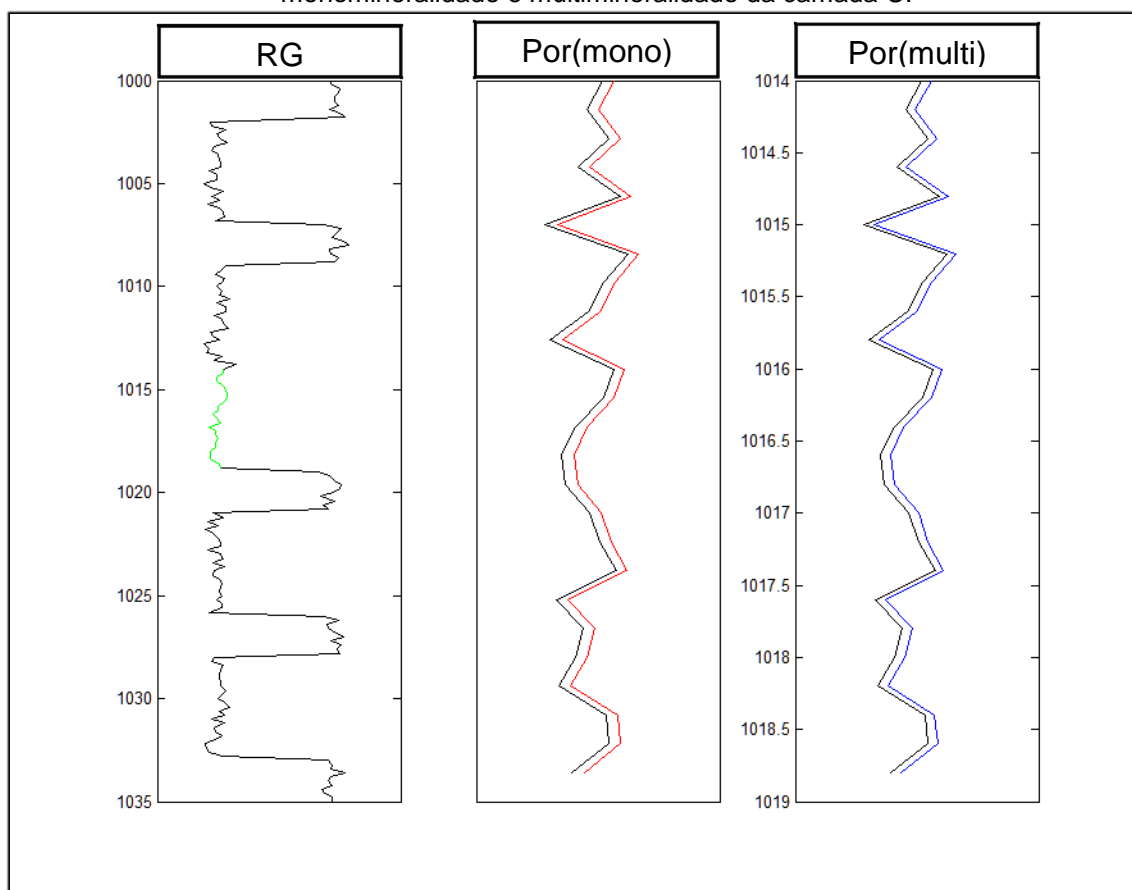
As Figuras de 23 à 26 mostram a comparação entre a porosidade calculada com a premissa de monomineralidade e a porosidade calculada pelo método aqui apresentado para as outras camadas reservatório.

Figura 23- Trilhas comparativas das porosidades calculadas com as premissas de monomineralidade e multimineralidade da camada B.



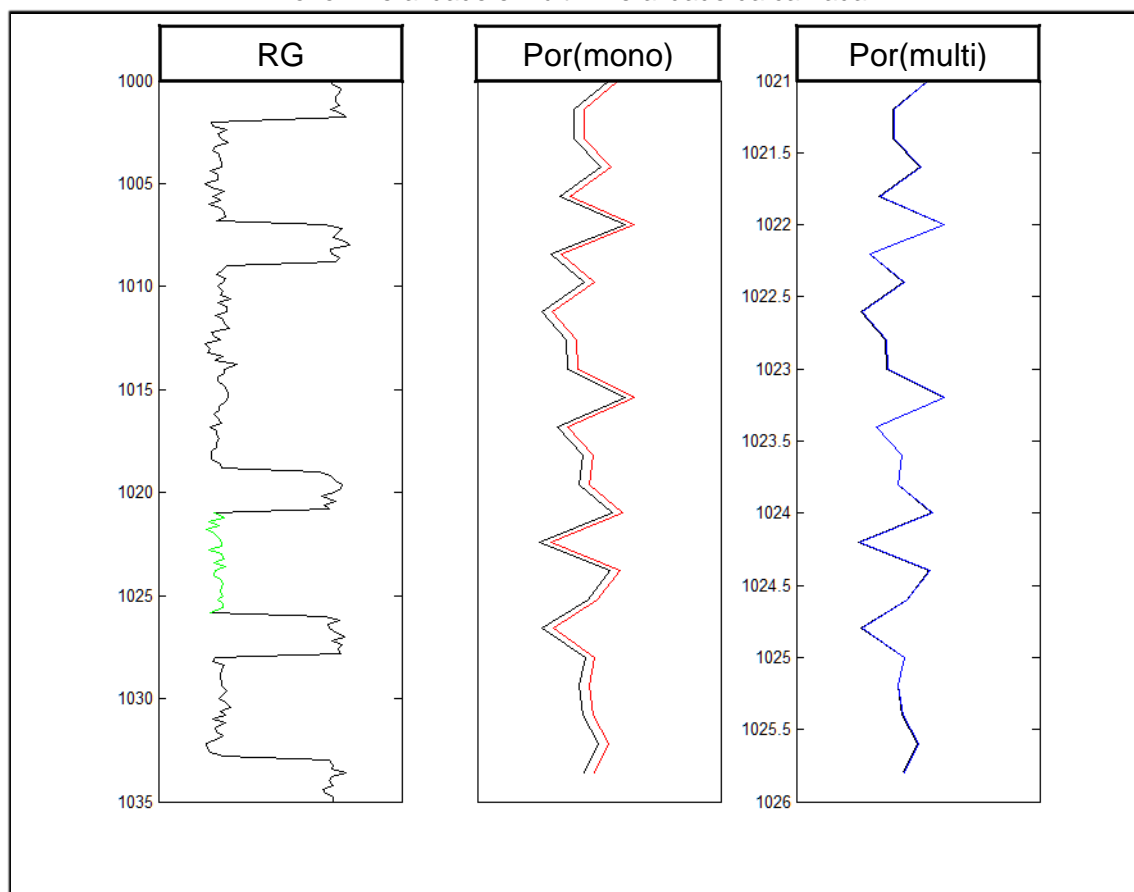
Fonte: Do autor.

Figura 24- Trilhas comparativas das porosidades calculadas com as premissas de monomineralidade e multimineralidade da camada C.



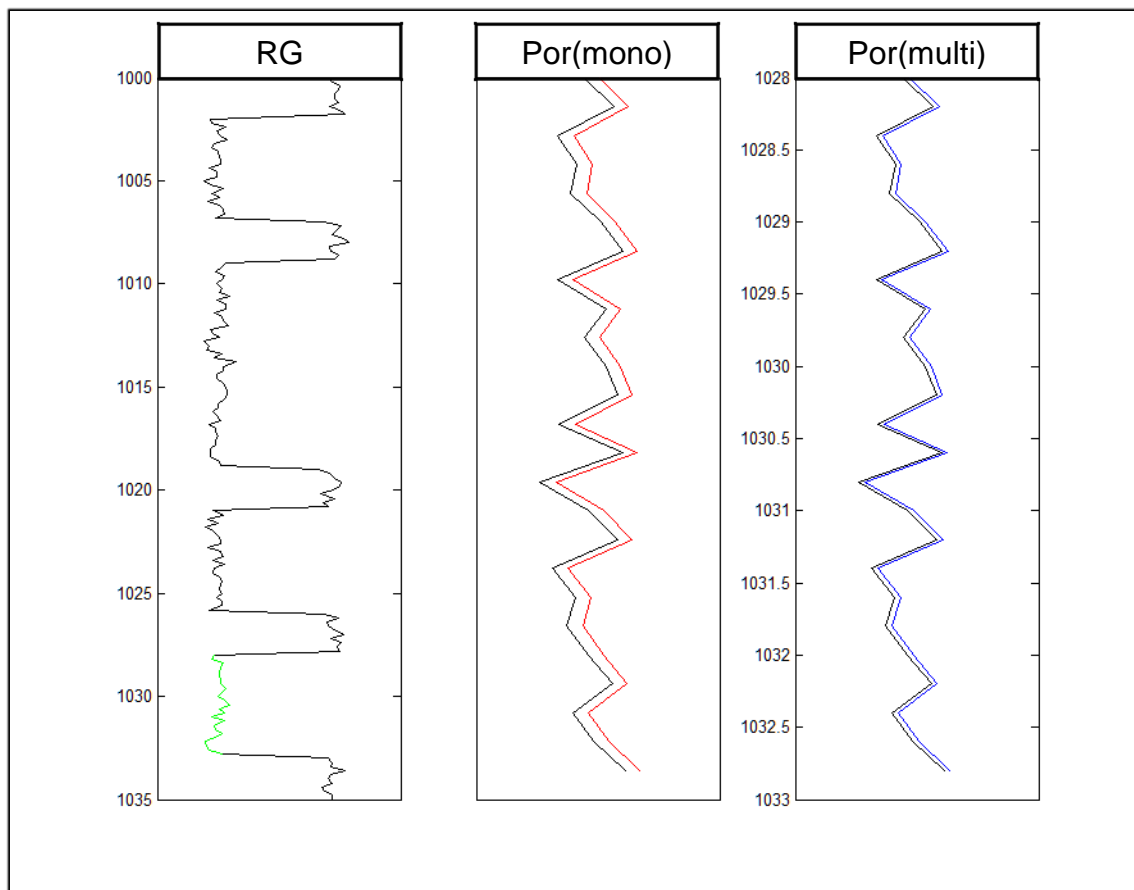
Fonte: Do autor.

Figura 25- Trilhas comparativas das porosidades calculadas com as premissas de monomineralidade e multimineralidade da camada D.



Fonte: Do autor.

Figura 26- Trilhas comparativas das porosidades calculadas com as premissas de monomineralidade e multimineralidade da camada E.



Fonte: Do autor.

7.2 DADOS REAIS

Apresenta-se nessa seção o método desenvolvido neste TCC para uma camada de arenito arcossiano (mais de 30% de feldspatos não identificados na constituição da matriz) atravessada por um poço testemunhado, perfurado no campo de Namorado da Bacia de Campos.

7.2.1 Campo Namorado

Descoberto em 1975, localiza-se na região centro-norte da Bacia de Campos, onde acumulam-se hidrocarbonetos. O campo de Namorado encontra-se a 80 km (oitenta quilômetros) do litoral, sob uma lâmina d'água de 100 à 250 m (cem a duzentos e cinquenta metros) de profundidade (Souza Junior, 1997). Devido a sua excelente porosidade e permeabilidade, o campo de Namorado é um

dos mais importantes da Bacia de Campos, atingindo uma produção de 45,3 milhões de barris/dia em dezembro de 2000 (Cruz, 2003).

Este campo é composto por sedimentos marinhos depositados num regime de subsidência térmica associada a tectonismo gravitacional, levando à formação de reservatórios turbidíticos, com idade Albiana Cenomaniana. De acordo com Silva et al (2003), os arenitos arcosianos de Namorado apresentam extensiva cimentação carbonática e boas porosidades efetivas, o que justifica suas características petrofísicas.

O sistema turbidítico de Namorado sucede a megasequência marinha transgressiva da Bacia de Campos (BACOCOOLI et al, 1980) , sendo possível identificar três sistemas de deposição, conforme descrito por Souza Junior (op. cit.):

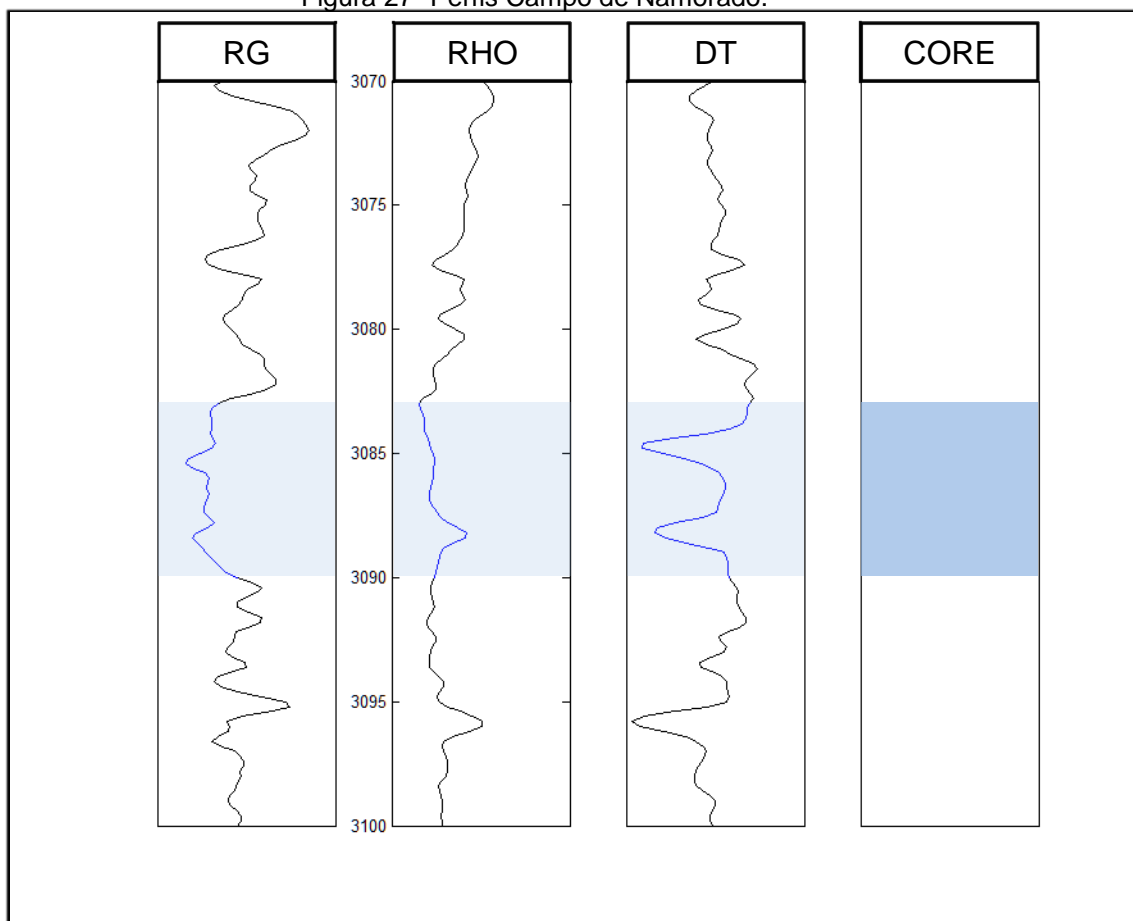
- 1ª fase: Relacionado a grossos depósitos vinculados a correntes de turbidez de densidades altas formando distintos ciclos granodecrescentes por meio da associação vertical dos microconglomerados e pelas areias grossas a médias maciças.
- 2ª fase: foram formados por depósitos devido as correntes de turbidídicas de intensidade baixa.
- 3ª fase: corresponde a sistema de deposição de mar alto, ou seja, formado por uma associação de fáceis pelíticas, argilas, margas e calcilutitas, representando os sedimentos hemipelágicos da bacia.

7.2.2 Tempo de Trânsito da Matriz

Escolheu-se intencionalmente uma camada de matriz multimineral (quartzo e feldspato) e razoavelmente isenta de argilosidade para apresentar o método aqui descrito sobre dados reais.

A Figura 27 apresenta os perfis mensurados no intervalo de poço adotado e o zoneamento da camada de arenito arcoseano. Na primeira trilha é apresentado o perfil de raio gama natural e a camada de arenito é destacada pela faixa na cor azul. O mesmo acontece na segunda e na terceira trilha que mostram os perfis de densidade e sônico respectivamente. Na quarta trilha mostra-se a análise de testemunho apenas com a indicação da camada de interesse.

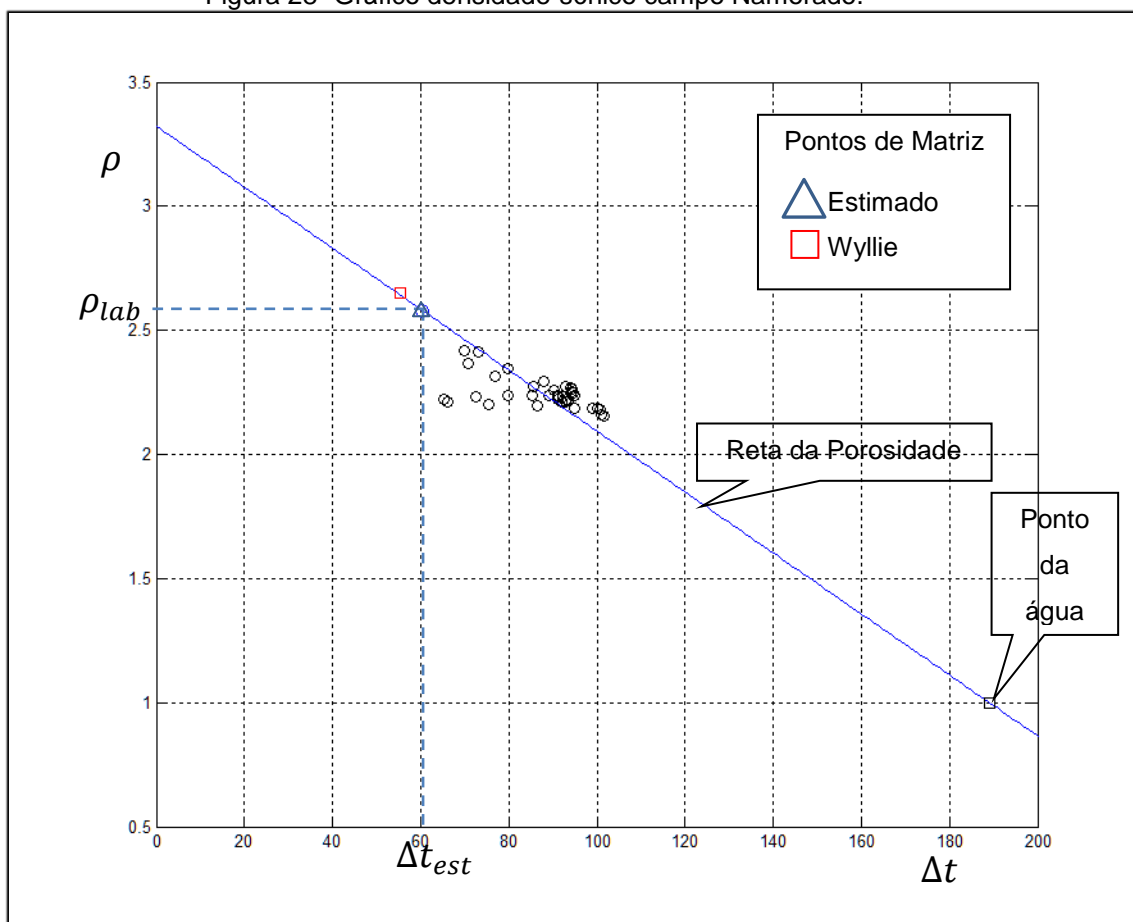
Figura 27- Perfis Campo de Namorado.



Fonte: Do autor.

A Figura 28 mostra o gráfico densidade-sônico interpretado para a camada em análise. Os círculos pretos mostram os pontos com pares ordenados definidos por pares formados pelos pontos dos perfis sônico e densidade registrados na camada de arenito. O quadrado preto representa o ponto da água. A linha azul representa a reta da porosidade interpretada pelo método apresentado neste TCC com o triângulo azul representando o ponto de matriz com ordenada definida pela densidade da matriz, que é a média das medidas de densidade dos grãos obtidas das amostras retiradas do testemunho ao longo da espessura da camada de arenito arcoseano. A abscissa correspondente representa o tempo de trânsito da matriz estimado pela metodologia aqui apresentada. O quadrado vermelho representa o ponto de matriz adotado pela avaliação de formação.

Figura 28- Gráfico densidade-sônico campo Namorado.



Fonte: Do autor.

A tabela 3 mostra a comparação entre a densidade, expressa em g/cm^3 , obtida no laboratório e o valor adotado pela avaliação de formação, bem como a comparação entre os tempos de trânsito, expressos $\mu s/ft$, obtido pelo método apresentado e aquele adotado pela avaliação de formação.

Tabela 3- Comparação Numérica dos Dados da Avaliação de Formação e Estimados.

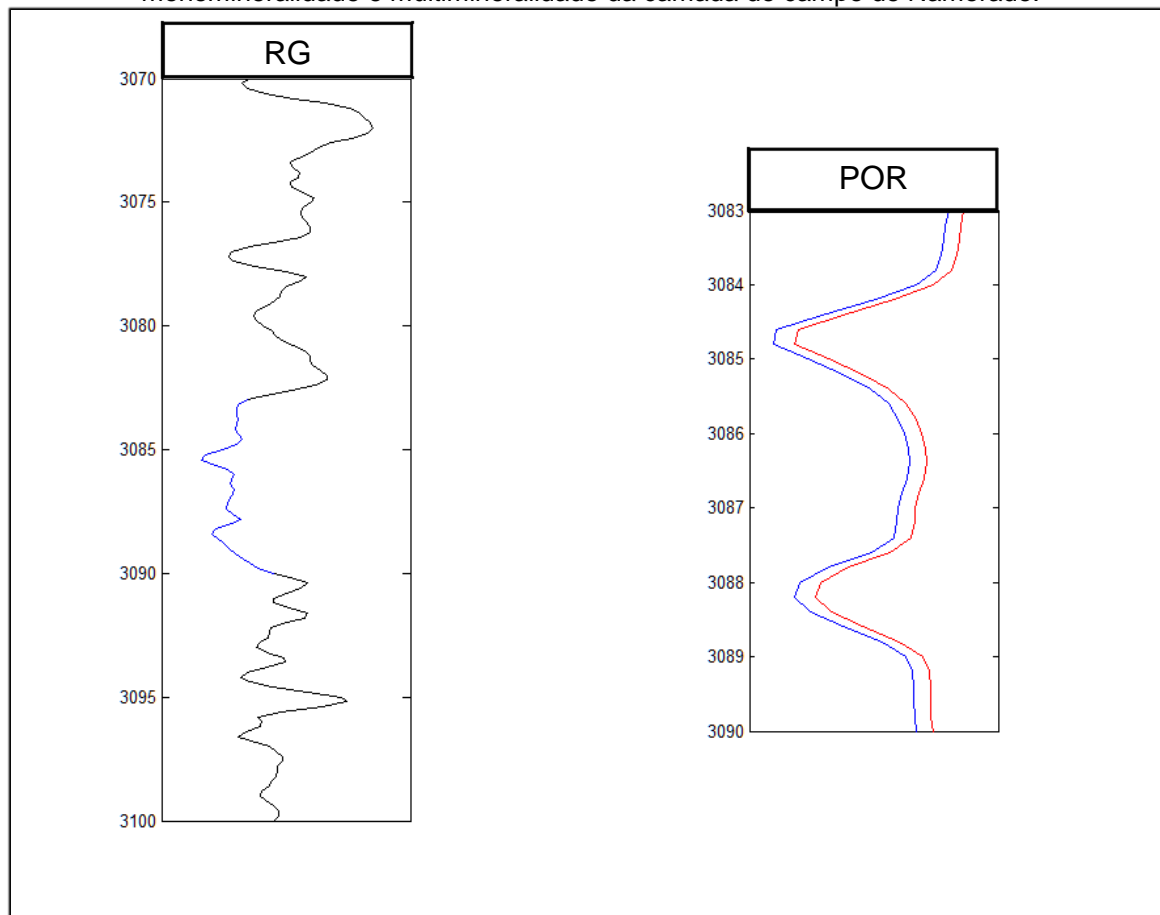
CAMADA	COMPOSIÇÃO	DENSIDADE AF	DENSIDADE LAB	DT AF	DT ESTIMADO
1	ARENITO ARCOSIANO	2,6500	2,5800	55,5000	60,4044

Fonte: Do autor.

A Figura 29 mostra o resultado da metodologia aqui apresentada para o cálculo da porosidade utilizando o método de Wyllie para os pontos mensurados ao longo da camada de arenito. Na primeira trilha mostra-se o perfil de raio gama natural com a camada de arenito destacada na cor azul. Na segunda trilha a linha

azul mostra a avaliação da porosidade ao longo da camada utilizando a metodologia aqui apresentada. Enquanto a linha vermelha mostra a avaliação da porosidade utilizando os parâmetros convencionais da avaliação de formação.

Figura 29- Trilhas comparativas das porosidades calculadas com as premissas de monomineralidade e multimineralidade da camada do campo de Namorado.



Fonte: Do autor.

8 CONCLUSÕES

A quantificação do volume de hidrocarbonetos *in place* em uma camada reservatório é fundamental para a valoração de reserva e definição das estratégias da exploração, no entanto, é profundamente dependente dos valores estimados para a porosidade.

Na literatura, sobre a avaliação de formação, encontram-se descritos um grande número de métodos e técnicas para a estimativa da porosidade. Neste TCC, apresentou-se mais um método que integra a informação direta, laboratorial, com a informação indireta dos perfis, de modo a produzir uma estimativa da porosidade sem limitação da composição monomineral da matriz. Mostrou-se a aplicabilidade deste método em dados sintético e reais.

Como em todas as ciências aplicadas, e na Geofísica de Poço não é diferente, a adoção de um particular método para estimativa da porosidade depende do profissional da geofísica adequar as premissas do método às condições geológicas, de modo a produzir valores realistas ao seu critério. Uma das limitações da metodologia aqui apresentada, e que é o objeto de trabalhos futuros, refere-se a adoção do método de ajuste polinomial ou regressão linear para a definição da reta de porosidade. Uma vez que este método depende fundamentalmente da distribuição dos pontos no gráfico densidade-sônico, ou seja, é enorme a influência do ruído nos dados. Assim, cogita-se o estudo sobre outras formas, mais robustas, para definição da reta de porosidade.

REFERÊNCIAS

- 3B SCIENTIFIC EXPERIMENTS. **Sound propagation in solids**. Disponível em: <https://www.3bscientific.com/PhysicsExperiments/UE1070530_EN.pdf>. Acesso em: 6 nov. 2016.
- BACOCOLI, G.; MORAIES, R.G.; CAMPOS, O.A.J. The Namorado oil field: a major oil discovery in the campos basin, Brazil. In: HALBOUTY, M. T. et al. (ed.). **Giant oil and gas fields of the decade: 1968-1978**. Tulsa: American Association of Petroleum Geologists, 1980. p. 329-338. (AAPG Memoir, 30).
- CESÁR, J.; PAOLI, M. A.; ANDRADE, J. C. A Determinação da densidade de sólidos e líquidos. **Chemkeys - Liberdade para Aprender**, v. 4, n. 16, p. 16-22, Jul. 2004.
- CRAIN, E.R. **The log analysis handbook**: quantitative log analysis methods, Tulsa: Pennwell Books. 1986. v.1. 684p.
- CRUZ, M. M. **Aplicação de perfilagem geofísica e sísmica na caracterização da faciologia do reservatório de Namorado**. 2003. 107f. Dissertação (Mestrado) - Universidade Federal Fluminense, Rio de Janeiro, 2003.
- ELLIS, D.V; SINGER, J.M. **Well logging for earth scientists**. 2.ed. New York, USA: Springer, 2008.p. 500 – 504.
- GUZMAN, L. Y. R. **Calculo da porosidade com a rede neural competitiva angular**. 2015. 64 f. Dissertação (Mestrado em Geofísica de Poço) – Universidade Federal do Pará, Belém, 2015.
- NERY, G. G. **Perfilagem geofísica**. [S. l.], 2004. 222 p. (Apostila).
- OLIVEIRA, J. E. et al. Laboratório de mecânica de rochas do CENPES: sete anos de atuação em atividades de E&P. **Boletim Técnico PETROBRAS**, Rio de Janeiro, n. 41, n. 1/2, p. 31-43, jan./jun. 1998.
- RODRIGUES, D. P.; BEZERRA, A. F. **Relatório experimento 2**: densidade de líquidos. Campina Grande, abr. 2010. Disponível em: <<http://www.ebah.com.br/content/ABAAAshQAB/densidade-liquidos#>>. Acesso em: 10 nov. 2016.
- SILVA, C. B. **Solução da equação de archie com algoritmos inteligentes**. 2011. 49 f. Tese (Doutorado em Geofísica de Poço) – Programa de Pós-Graduação em Geofísica, Universidade Federal do Pará, Belém, 2011.
- SILVA, A.; PROTÁZIO, J.M.B.; REMACRE, A.Z. Análise wavelet aplicada na mudança de escala em perfis geofísicos do Campo de Namorado. **Revista Brasileira de Geociências**, v.33, n. 2, Suplemento, p.121-126, 2003.

SOUZA JR., O. G. **Stratigraphie séquentielle et modélisation probabiliste des réservoirs turbiditiques**. 1997. Tese (D.Sc.) - Universidade Paris VI, França, 1997.

WYLLIE, M.R.J.; GREGORY, A.R.; GARDNER, L.W. Elastic waves velocities in heterogeneous and porous media. **Geophysics**, v.21, n.1, 41–70, 1956.