



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

IVERSON RAIMUNDO ANGELIM LIMA

**CORREÇÃO DA ARGILOSIDADE NO CÁLCULO DA POROSIDADE
PELO MÉTODO DENSIDADE-NEUTRÔNICO**

Belém - Pará

2016



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

IVERSON RAIMUNDO ANGELIM LIMA

**CORREÇÃO DA ARGILOSIDADE NO CÁLCULO DA POROSIDADE
PELO MÉTODO DENSIDADE-NEUTRÔNICO**

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

Orientador: André José Neves Andrade

Belém - Pará

2016

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

Lima, Iverson Raimundo Angelim, 1991-

Correção da argilosidade no cálculo da porosidade
pelo método densidade-neutrônico / Iverson Raimundo
Angelim Lima . – 2016.

35 f : il.; 30 cm

Inclui bibliografias

Orientador: André José Neves Andrade

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

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

CDD 22 ed. 622.15

IVERSON RAIMUNDO ANGELIM LIMA


CORREÇÃO DA ARGILOSIDADE NO CÁLCULO DA POROSIDADE PELO
MÉTODO DENSIDADE-NEUTRÔNICO

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

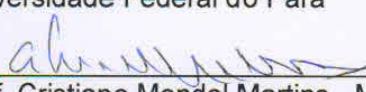
Data da defesa: 31 de maio de 2016.

Conceito: EXCELENTE

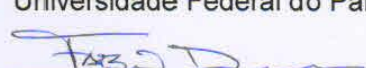
Banca Examinadora:



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



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



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

*Aos meus pais, irmãos, sobrinhos;
ea minha grande companheira Natiê Albano.*

AGRADECIMENTOS

Agradeço a meus pais, Jandira Silvana De Almeida Angelim e Ivanildo Cardoso Lima, pelos seus ensinamentos e por me passarem muitos dos princípios que tenho hoje, além de sempre terem investido, da forma que fosse possível, na minha educação.

A minha amada, minha amiga e companheira Natiê Almeida Albano por estar ao meu lado em todos os momentos, me apoiando, incentivando, ajudando e trocando ensinamentos, sempre com carinho e delicadeza, fazendo com que o nosso amor deixasse as coisas bem mais fáceis durante a graduação e mesmo fora do ambiente da universidade, me fazendo um homem muito feliz. Agradeço principalmente a ela por ter me transformado em um homem e cidadão muito melhor com o desenvolvimento do nosso relacionamento.

Às meus irmãos, Indries e Ivanildo pelos momentos em que tivemos que, de uma forma ou de outra, contribuíram para nossa educação, e por sempre torcerem por mim.

Aos meus sobrinhos, Lohan e Iandra, Ian Bernardo, Isabela Vitória e Ana Louise, pelos momentos felizes e descontraídos.

Agradeço muito ao Prof^o. Dr. André Andrade pelas orientações prestadas durante o desenvolvimento deste trabalho, e pela ajuda ao aceitar me orientar mesmo com pouco tempo disponível para tal.

A todo o corpo docente desta faculdade, uma vez que todos, de alguma forma contribuíram para o meu crescimento social e intelectual.

Agradeço a todos os colegas da turma 2010 que torceram por mim. Em especial, às minhas amigas Erlane Santos e Glessiane Vasconcelos por estarem ao meu lado durante esses quatro anos de curso, pela troca de conhecimento, conselhos, carinhos, pelos momentos felizes e desesperados que sempre passamos juntos.

Aos companheiros do Prologque, de alguma maneira contribuíram para a elaboração e conclusão deste trabalho.

A todo corpo administrativo desta faculdade por toda a ajuda prestada nas partes burocráticas do curso, em especial à secretária Socorro por ter sido tão prestativa. À banca examinadora deste trabalho Cristiano Mendel Martins e Fábio Henrique Garcia Domingos que certamente irá contribuir para a sua melhora. E a

todos que, de alguma maneira contribuíram para a elaboração e conclusão do mesmo.

"O que é facilmente adquirido é facilmente desprezado"

(Isaac Newton)

RESUMO

O Método Densidade-Neutrônico considera a presença da argila na constituição das rochas reservatório, de modo a produzir valores realistas para a porosidade. Muitas vezes, esta consideração é chamada correção da argilosidade e adota a premissa de que a argila presente na rocha reservatório é a mesma que compõe os folhelhos adjacentes, de tal modo que as médias das propriedades físicas (densidade e porosidade neutrônica) dos folhelhos adjacentes são tomadas como as propriedades da argila na rocha reservatório. Geologicamente, esta premissa assume uma continuidade deposicional, que pode não refletir as condições atuais da sequência de camadas atravessadas pelo poço. Este TCC adota o Gráfico $\Phi_N \times \Phi_D$ como referência para a proposição de um método de correção da argilosidade que não assume a continuidade deposicional dos folhelhos e rochas reservatório e toma como base para a determinação das propriedades físicas da argila presente na rocha reservatório, a média dos valores das propriedades físicas das argilas, com maior ocorrência no campo petrolífero, determinadas pelos estudos sedimentológicos. Este TCC apresenta a avaliação do método apresentado para a correção da porosidade pelo efeito da argilosidade utilizando dados sintéticos gerados pelo modelo petrofísico e dados reais de perfis obtidos em um poço perfurado no campo de Namorado, Bacia de Campos.

Palavras-chave: Geofísica de Poço. Porosidade. Argilosidade.

ABSTRACT

The Density-Neutron Method considers the clay present in the constitution of reservoir rocks, in order to produce realistic values for porosity. Often, this consideration is called as shale volume correction and adopts the premise that the clay present in the reservoir rock is the one constituting the adjacent shale, so that these clays share the same physical properties (density and neutron porosity). Geologically, this premise assumes a depositional continuity, which may not reflect the current condition of the sequence layers traversed by the well. This work adopts the $\Phi_N \times \Phi_D$ plot as reference to show a correction method, which no assumes the depositional continuity of shale and reservoir rocks and assumes as the physical properties of the clay in the reservoir rock, the average values of the physical properties of clays with greater occurrence in the oil field, as determined by sedimentological studies. This work presents an evaluation of this method using synthetic data generated by the petrophysical model and actual log data from one borehole drilled in the Namorado oil field, Campos Basin.

Keywords: Wireline logging; Porosity. Shale volume.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 - Gráfico Densidade- Neutônico.....	17
Figura 2 - Distribuição da argila na rocha reservatório.....	20
Figura 3 - Curvas sintéticas obtidas em um intervalo perfilado com três camadas...24	
Figura 4 - Versão tradicional do gráfico $\Phi_N \times \Phi_D$ correspondente aos dados sintéticos.....	25
Figura 5 - Nova versão do gráfico $\Phi_N \times \Phi_D$	26
Figura 6 - Nova versão do gráfico $\Phi_N \times \Phi_D$ para os dados sintéticos.....	27
Figura 7 - Comparação das duas versões do gráfico $\Phi_N \times \Phi_D$ para os dados sintéticos.....	28
Figura 8 - Comparação da porosidade corrigida.....	29
Figura 9 - Perfis de poço e testemunho dos dados reais.....	30
Figura 10 - Gráfico $\Phi_N \times \Phi_D$ do trecho perfilado.....	31
Figura 11 - Perfil de raio gama e porosidade corrigida.....	32

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO	12
2 AVALIAÇÃO DE FORMAÇÃO	13
2.1 Método densidade-neutrônico	14
2.2 Gráfico Φ_N x Φ_D	16
2.3 Folhelhos	17
3 METODOLOGIA	19
3.1 Ponto do folhelho	25
4 RESULTADOS	28
4.1 Dados sintéticos	28
4.2 Dados reais	29
5 CONCLUSÕES	30
REFERÊNCIAS	35

1 INTRODUÇÃO

A porosidade é a propriedade petrofísica que expressa a fração de volume de fluido na constituição de uma rocha reservatório. Em função do efeito que a argila produz nos perfis de porosidade (densidade, porosidade neutrônica e sônico), a obtenção de valores realistas para a porosidade necessita da realização de conversões da argilosidade no cálculo da porosidade pelos métodos da avaliação de formação. Normalmente toma-se como o método de referência para o cálculo da porosidade o Método Densidade-Neutrônico. Na maioria das situações práticas considera-se que a argila presente na constituição da rocha reservatório é da mesma natureza que argila que compõe os folhelhos adjacentes à rocha reservatório na sequência deposicional. Esta premissa pode, em muitos cenários geológicos não ser verdadeira, neste caso a correção da porosidade levar a valores não realistas para a fração volumétrica de fluido na rocha reservatório.

O Gráfico $\Phi_N \times \Phi_D$ foi desenvolvido para possibilitar graficamente a correção da porosidade calculada pelo Método Densidade-Neutrônico pelo efeito da argilosidade, uma vez conhecida a litologia (matriz) da rocha reservatório.

Este TCC adota o Gráfico $\Phi_N \times \Phi_D$ como referencial para a proposição de um método de correção do efeito da argilosidade sobre a porosidade, quando calculada utilizando o Método Densidade-Neutrônico. O método proposto nesse TCC não assume a continuidade deposicional dos folhelhos e rochas reservatório e toma como base para a determinação das propriedades físicas (densidade e porosidade neutrônica) da argila presente na rocha reservatório, a média dos valores das propriedades físicas das argilas, com maior ocorrência no campo petrolífero, determinadas pelos estudos sedimentológicos.

Este trabalho apresenta a avaliação do método apresentado para a correção da porosidade pelo efeito da argilosidade utilizando dados sintéticos gerados pelo modelo petrofísico e dados reais de perfis obtidos em um poço perfurado no campo de Namorado, Bacia de Campos.

2AVALIAÇÃO DE FORMAÇÃO

Avaliação de formação é o conjunto das técnicas e dos métodos desenvolvidos para aproximar uma solução realista para o problema fundamental da Geofísica de Poço, o que pode ser expresso como a transformação das propriedades físicas em propriedades petrofísicas das camadas rochosas atravessadas por um poço.

As propriedades físicas das camadas rochosas são medidas pelas ferramentas de perfilagem e registradas nos perfis geofísicos ou obtidas através de medidas diretas realizadas na análise de testemunho, enquanto as propriedades petrofísicas, que traduzem a qualidade destas rochas, em termos da sua funcionalidade como reservatório de hidrocarbonetos são obtidas na avaliação de formação, a partir da integração da informação contida nos perfis e os resultados da análise de testemunho.

O objetivo final da Avaliação de Formação é o da determinação das propriedades petrofísicas de uma rocha reservatório e com isto produzir a qualificação do reservatório. Essas propriedades petrofísicas podem ser conceituadas em termos de um modelo de rocha sedimentar, elas são as seguintes:

- Porosidade
- Argilosidade
- Saturação de fluido

A avaliação de formação é atividade chave para produzir a qualificação dos reservatórios e a estimativa de reservas. Quando realizada com a utilização de perfis, na maioria dos casos, baseia-se em equações empíricas obtidas na análise de testemunho, como a Equação de Archie e a equação de Wyllie.

Dentro da avaliação de formação existem várias técnicas utilizadas para melhorar ao máximo a qualificação e quantificação dos reservatórios, algumas delas tentam melhorar a estimativa da porosidade, e para isso é necessário realizarmos a correção da argilosidade presente nos poros da rocha reservatório. Com esse intuito, apresentaremos neste TCC o método Densidade-Neutrônico para a estimativa da porosidade corrigindo o efeito da argilosidade.

2.1 Método densidade-neutrônico

O método densidade-neutrônico foi o principal método utilizado para a determinação da formação da litologia antes do desenvolvimento das medidas do efeito fotoelétrico. É uma das ferramentas mais antigas para a interpretação quantitativa, mas ainda é muito usada para a identificação da matriz. O método densidade-neutrônico é uma combinação dos perfis de densidade e porosidade neutrônica, para estimar a porosidade corrigida pelo efeito da argila sobre estes perfis. Esse método também é utilizado para determinar a litologia e detectar zonas produtoras de gás.

Quando se plota a densidade e a porosidade neutrônica, os resultados dão diferentes retas de porosidade para os minerais principais que constituem os diferentes tipos de rochas (ELLIS, 1987). O gráfico $\Phi_N \times \Phi_D$ aproveita as diferenças da densidade da matriz entre os minerais que compõem os diferentes tipos de rochas.

Este método compara os distintos efeitos da presença da argila em ambos os perfis. De um modo geral, a porosidade do Neutrônico corrigida pela argilosidade é \geq a porosidade do Densidade corrigida pela argilosidade, devido ao excesso de água adsorvida registrada pelos Neutrônicos nos folhelhos/argilas, em relação ao Densidade (NERY,2013).

O método densidade-neutrônico utiliza como sistema de equações lineares, as equações dos perfis de densidade e porosidade neutrônica originadas da equação de Wyllie.

$$\rho_b = \phi \rho_w + V_{sh} \rho_{sh} + (1 - \phi - V_{sh}) \rho_m \quad (1)$$

$$\phi_n = \phi \phi_w + V_{sh} \phi_{sh} + (1 - \phi - V_{sh}) \phi_m \quad (2)$$

Nesta equação, ρ_b é o valor registrado no perfil de densidade; ϕ_n é o valor registrado no perfil de porosidade neutrônica; ϕ é a porosidade, corrigida pelo efeito da argilosidade (V_{sh}). Os termos, ρ_m , ρ_{sh} e ρ_w representam as densidades da matriz, da argila e da água respectivamente. Os termos, ϕ_m , ϕ_{sh} e ϕ_w representam respectivamente as porosidades neutrônicas da matriz, da argila e da água.

A seguir resolve-se as equações 1 e 2 correspondentes às equações dos perfis de densidade e porosidade neutrônica como segue:

$$\rho_b = \phi\rho_w + V_{sh}\rho_{sh} + \rho_m - \phi\rho_m - V_{sh}\rho_m(3)$$

$$\phi_n = \phi\phi_w + V_{sh}\phi_{sh} + \phi_m - \phi\phi_m - V_{sh}\phi_m(4)$$

Dividindo-se as equações (3)e(4) por $(\rho_w - \rho_m)$ e $(\phi_w - \phi_m)$ respectivamente temos:

$$\frac{(\rho_b - \rho_m)}{(\rho_w - \rho_m)} = \frac{\phi(\rho_w - \rho_m) + V_{sh}(\rho_{sh} - \rho_m)}{(\rho_w - \rho_m)} \quad (5)$$

$$\frac{(\phi_n - \phi_m)}{(\phi_w - \phi_m)} = \frac{\phi(\phi_w - \phi_m) + V_{sh}(\phi_{sh} - \phi_m)}{(\phi_w - \phi_m)} \quad (6)$$

Isolando-se Φ na equação (5) e na equação (6) chega-se nas equações representadas pela equação (7) e pela equação (8).

$$\phi = \frac{(\rho_b - \rho_m)}{(\rho_w - \rho_m)} + \left(\frac{\rho_m - \rho_{sh}}{\rho_w - \rho_m}\right)V_{sh} \quad (7)$$

$$\phi = \frac{(\phi_n - \phi_m)}{(\phi_w - \phi_m)} + \left(\frac{\phi_m - \phi_{sh}}{\phi_w - \phi_m}\right)V_{sh} \quad (8)$$

Sendo as equações (9) e (10) abaixo,

$$\phi_D = \frac{(\rho_b - \rho_m)}{(\rho_w - \rho_m)} \quad (9)$$

$$\phi_{Dsh} = \frac{\rho_m - \rho_{sh}}{\rho_w - \rho_m} \quad (10)$$

Correspondentes aos valores da porosidade da rocha e da argila calculados pelo perfil de densidade;

E sendo as equações (11) e (12) abaixo,

$$\phi_N = \frac{(\phi_n - \phi_m)}{(\phi_w - \phi_m)} \quad (11)$$

$$\phi_{Nsh} = \frac{\phi_m - \phi_{sh}}{\phi_w - \phi_m} \quad (12)$$

Valores da porosidade da rocha e da argila calculados pelo perfil de porosidade neutrônica.

As equações (7) e (8) podem ser expressas pelas equações (13) (14), respectivamente.

$$\phi = \phi_D + \phi_{Dsh} V_{sh} \quad (13)$$

$$\phi = \phi_N + \phi_{Nsh} V_{sh} \quad (14)$$

Multiplica-se a equação (13) por ϕ_{Nsh} e a equação (14) por ϕ_{Dsh} chega-se nas expressões representadas pela equação (15) e pela equação (16).

$$\phi \phi_{Nsh} = \phi_D \phi_{Nsh} + \phi_{Dsh} \phi_{Nsh} V_{sh} \quad (15)$$

$$\phi \phi_{Dsh} = \phi_N \phi_{Dsh} + \phi_{Nsh} \phi_{Dsh} V_{sh} \quad (16)$$

Fazendo-se a subtração da equação (15) pela equação (16) chega-se a equação 17.

$$(\phi_{Nsh} - \phi_{Dsh})\phi = \phi_D \phi_{Nsh} - \phi_N \phi_{Dsh} \quad (17)$$

Isolando-se o ϕ na equação (17) chega-se na expressão representada pela equação (18).

$$\phi = \frac{\phi_D \phi_{Nsh} - \phi_N \phi_{Dsh}}{(\phi_{Nsh} - \phi_{Dsh})} \quad (18)$$

Sendo ϕ a porosidade corrigida pelo efeito da argilosidade, ϕ_D e ϕ_N valores de porosidade calculados a partir dos perfis de densidade e neutrônico, respectivamente, e ϕ_{Dsh} e ϕ_{Nsh} valores da porosidade aparente do folhelho calculados a partir dos perfis de densidade e neutrônico, respectivamente, cuja obtenção é feita através da leitura da densidade e porosidade neutrônica defronte a

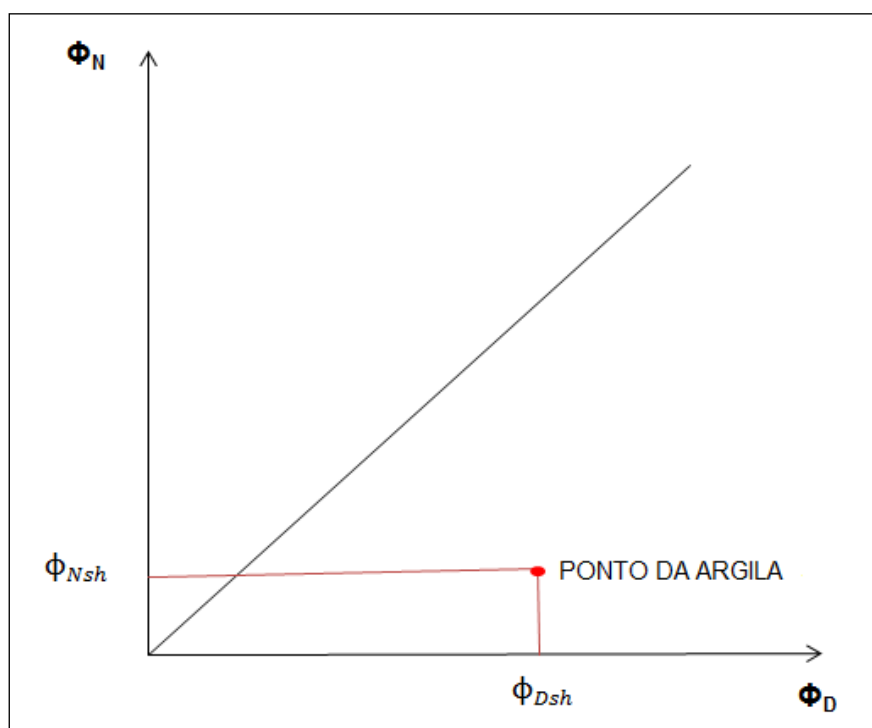
uma camada espessa de folhelho, considerando-se que a matriz do folhelho tenha igual valor da matriz da camada encaixante.

As principais limitações do Método Densidade-neutrônico são a necessidade de conhecimento a priori da matriz da rocha (pode ser uma mistura de litologias) e do fluido intersticial (pode haver diversos tipos de fluidos na rocha) para a solução da equação (18). No entanto, esse TCC apresenta justamente uma alternativa para a solução dessa limitação a respeito da matriz da rocha reservatório.

2.2 Gráfico $\Phi_N \times \Phi_D$

Considerando a premissa de matriz monomineral o gráfico $\Phi_N \times \Phi_D$ é a representação gráfica da solução obtida a partir do sistema linear na equação (18), com a hipótese de argilidade nula ($V_{sh} = 0$), considerando água doce como fluido intersticial, como pode ser visto na figura 1.

Figura 1- Gráfico Densidade-Neutrônico



Fonte: Autor

A forma gráfica de solução do sistema de equações lineares permite uma atenuação das premissas originais a partir de uma interpretação visual. Após a interpretação de uma camada reservatório, lança-se no Gráfico densidade-neutrônico os pontos formados pelos pares ordenados constituídos pelos respectivos perfis de densidade e porosidade neutrônica, para cada profundidade ao longo da espessura da camada reservatório.

O ponto da argila é determinado pelo par ordenado $(\phi_{Nsh} e \phi_{Dsh})$ do perfil de porosidade neutrônica e densidade já que esses pontos foram registrados frente aos folhelhos adjacentes às camadas reservatório. Os pontos correspondentes à litologia limpa se alinharão na vizinhança da reta do mineral principal cuja distribuição depende de sua porosidade. Aqueles pontos que não pertencem à litologia serão distribuídos na direção do ponto da argila.

O gráfico densidade-neutrônico é construído a partir dos minerais principais de cada rocha reservatório, que neste caso é assumido como quartzo para o arenito, calcita para calcário e dolomita. Dentro das limitações do método densidade-neutrônico pode existir o caso em que haja uma combinação de minerais na rocha reservatório, ou seja, que a matriz não seja monomineral e possua mais de um mineral na sua composição, e que os pontos correspondentes à litologia se alinhem no meio das duas retas correspondentes aos dois minerais, caso seja uma rocha reservatório composta por dois minerais diferentes. Nesta situação é difícil fazer a identificação correta dos pontos que pertencem à litologia, já que eles não se encontraram na vizinhança de uma reta em particular.

2.3 Folhelhos

A presença de folhelhos em reservatórios de hidrocarbonetos tem um grande impacto na estimativa de reserva e sua produtividade. Os minerais de argila presentes no folhelho complicam a determinação da saturação e da porosidade. A permeabilidade é frequentemente controlada por muitos níveis de minerais de argila nos poros da rocha. Sem o específico conhecimento dos minerais de argila presentes no reservatório, há um risco de prejudicar a permeabilidade do reservatório pela introdução de fluidos impróprios.

Folhelhos são rochas sedimentares argilosas comumente encontradas durante a perfuração de poços de óleo e gás, representando mais de 75% das formações

perfuradas e sendo responsáveis por grande parte dos problemas de instabilidade de poços de petróleo.

Os primeiros estudos sobre os folhelhos propunham modelos, em que, a partir de classificações, fosse possível entender os problemas de interação rocha-fluido. Entretanto, apesar da grande soma de recursos investidos nestes estudos, muitos dos resultados são de difícil interpretação e comparações entre estes resultados são dificultadas pela falta de um procedimento padrão aceita pela comunidade técnico-científica para descrever os folhelhos com vistas às aplicações de engenharia de perfuração.

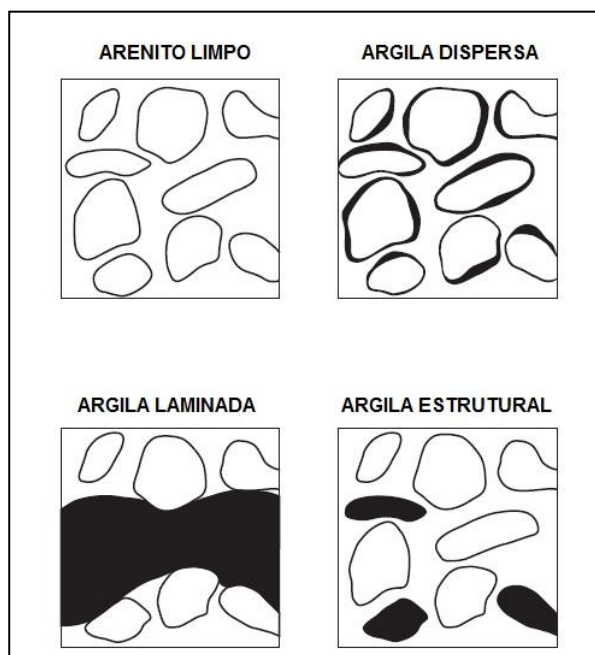
A descrição dos constituintes individuais dos folhelhos e suas relações com algumas das características dos folhelhos têm sido objeto de estudos na última década, em particular junto à indústria do petróleo.

Além dos constituintes individuais, o arranjo estrutural dos folhelhos desempenha um importante papel no comportamento destas rochas. Este arranjo estrutural possui um caráter geométrico que descreve a forma como os grãos, estão dispostos uns em relação aos outros, e o espaço poroso entre eles e um caráter físico que descreve as forças que mantêm as partículas unidas. Em particular, o espaço poroso é de grande importância para definir o transporte de massa através destas rochas tanto pelas dimensões dos poros como pela superfície específica dos canais definidos pelos poros.

A forma na qual a argila está distribuída nas formações tem um impacto em algumas medidas de perfis poço, por essa razão, intérpretes de perfis identificaram três tipos de distribuição: laminada, estrutural e dispersa (ELLIS; SINGER, 2008) Estas são ilustradas na figura 2, a qual é mais bem compreendida considerando como a porosidade é afetada quando a argila está introduzida em um arenito inicialmente limpo.

A argila dispersa está presente através do espaço dos poros, e diminui a porosidade original sem afetar o espaço do grão. Argila estrutural é parte da estrutura da rocha, então a porosidade original não é alterada. Argila laminada aparece como camadas discretas intercaladas de argila em um arenito limpo, com a argila reduzindo o volume tanto da matriz quanto da porosidade.

Figura 2 - Distribuição da argila na rocha reservatório.



Fonte: Adaptado de Ellis e Singer (2008)

Este trabalho tem como objetivo demonstrar como ocorre a correção da porosidade do reservatório pela argilosidade, através da utilização do Método Densidade-Neutrônico, visando oferecer uma solução para a limitação desse método, o qual precisa assumir que a argila presente no reservatório é a mesma das camadas de folhelhos adjacentes. Neste trabalho vamos demonstrar de que forma podemos realizar essa correção quando a argila presente no reservatório não é a mesma de camadas de folhelhos próximas, mas tem sua ocorrência ao longo das camadas perfiladas pelo poço, aparecendo em algum momento ao longo da perfilagem.

Com isso torna-se necessário expor alguns cenários geológicos que demonstram a não ocorrência da premissa do Método Densidade-Neutrônico, expondo em quais casos a argila que compõe os folhelhos adjacentes é diferente da argila presente no reservatório.

Um dos principais fatores que podem explicar a ocorrência de argilas diferentes em folhelhos perfilados no mesmo intervalo é a presença de hiatus deposicionais, isto ocorre quando por alguns motivos a deposição de sedimentos na bacia cessa por um ou vários intervalos de tempo, deixando assim, a bacia com

alguns “espaços vazios” de deposição dos sedimentos, causando uma diferenciação nos sedimentos que foram depositados antes e depois do hiato.

Outro fator que pode explicar essa diferença de argilominerais nos folhelhos presentes no intervalo perfilado é quando ocorre a alteração da rocha fonte fornecedora dos sedimentos durante a deposição na bacia. Quando a rocha fonte dos sedimentos é alterada os argilominerais que até então vinham sendo fornecidos para a bacia mudam, assim os folhelhos depositados anteriormente a mudança da rocha fonte podem ter uma composição de argilominerais diferentes dos folhelhos depositados posteriormente a mudança.

Um fator que também pode explicar essa diferença, que não é de ocorrência frequente, seria o retrabalhamento da rocha reservatório, nesse caso o próprio reservatório pode passar por mudanças que também podem acarretar mudanças na sua constituição mineralógica, fazendo com isso a composição de argilominerais presentes na rocha reservatório poder ser diferente da composição dos folhelhos adjacentes.

3 METODOLOGIA

A constituição e estrutura dos folhelhos são de extrema complexidade, o que na maioria dos casos impede a determinação laboratorial das suas propriedades relacionadas aos perfis de porosidade. Normalmente, a determinação da densidade, porosidade neutrônica e do tempo de trânsito dos folhelhos são de difícil determinação laboratorial. Assim, é comum a utilização destas propriedades mensuradas nos argilominerais mais comuns e predominantes na formação dos folhelhos. A Tabela 1 mostra as propriedades medidas pelas ferramentas de porosidade para os minerais e argilominerais mais comuns.

Tabela 1 - propriedades medidas pelas ferramentas de porosidade para os minerais e argilominerais.

Mineral	Composição	ρ	ϕ_n
Quartzo	SiO_2	2,65	-0,05
Calcita	$CaCO_3$	2,71	0,00
Dolomita	$CaMg(CO_3)_2$	2,86	0,05
Ortoclasio	$KAlSi_3O_8$	2,55	-0,05
Albita	$NaAlSi_3O_8$	2,62	-0,04
Anidrita	$CaSO_4$	2,96	0,02
Gesso	$CaSO_4 \cdot 2H_2O$	2,32	0,604
Argilominerais			
	Ilita	2,53	0,25
	Caolinita	2,42	0,36
	Smectita	2,12	0,44

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

Os valores das propriedades físicas apresentados na Tabela 1 são utilizados para o cálculo da porosidade pelos perfis de densidade e porosidade neutrônica, que

escalonam os eixos do plano cartesiano apresentado no Gráfico $\Phi_N \times \Phi_D$. No entanto para a necessária realização da correção da argilosidade, a que se propõe o método, os valores da Tabela 1 não são utilizados.

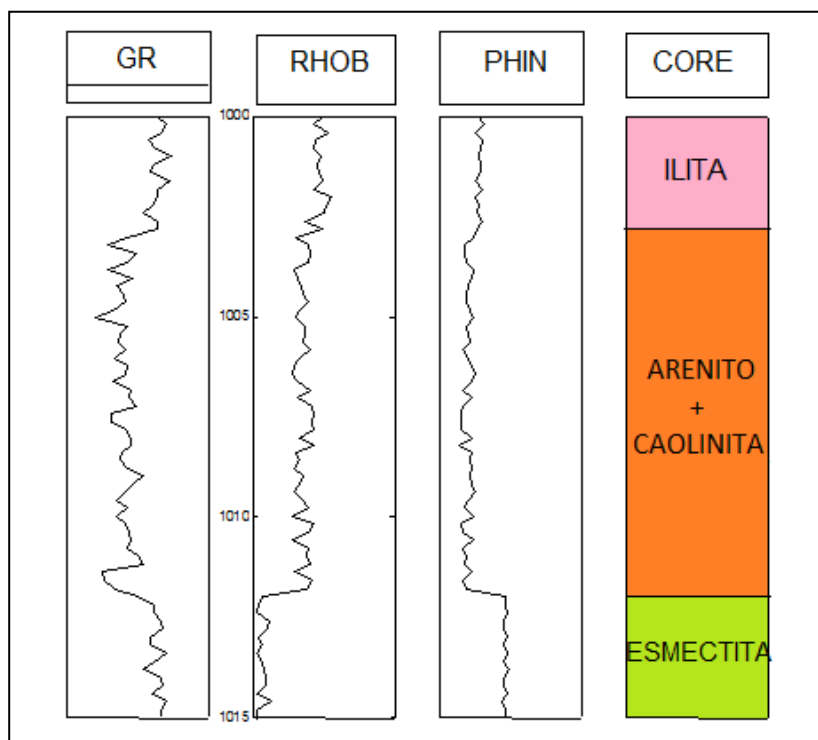
A prática usual da avaliação de formação admite a argila presente na constituição da rocha como igual, com as mesmas propriedades, da argila presente nos folhelhos próximos a camada reservatório de interesse (CRAIN,1986). Essa premissa se apoia na continuidade deposicional no interior da bacia, com isto desprezam-se os eventos geológicos pós-deposicionais que podem justapor, ao longo da trajetória do poço camadas com gênese completamente diferente de tal modo que inviabiliza a correção da argilosidade pelo Método Densidade-Neutrônico.

Uma vez conhecida a matriz (mineral principal) e os limites estruturais de uma camada reservatório calcula-se os valores da porosidade (equação de Wyllie) pelos perfis de densidade e porosidade neutrônica formando os pares ordenados dos pontos a serem lançados no gráfico $\Phi_N \times \Phi_D$. A disposição destes pontos abaixo da bissetriz indicam a necessidade de correção da argilosidade, independente do corte realizado pela interpretação do perfil de argilosidade calculado a partir das medidas de radiação gama natural (RG), por exemplo.

Graficamente se estabelece o ponto representativo dos folhelhos a partir do centro de gravidade do agrupamento de pontos calculados nos intervalos referentes às camadas de folhelhos localizados nas proximidades da camada reservatório de interesse. Deste modo procede-se a correção da argilosidade.

A Figura 3 mostra o conjunto de curvas sintéticas obtidas em um intervalo perfilado com três camadas, duas camadas de folhelho, a mais rasa e a mais profunda, e uma única camada de rocha reservatório (intermediária). A Tabela 2 mostra a constituição de cada uma das camadas.

Figura 3 - curvas sintéticas obtidas em um intervalo perfurado com três camadas



Fonte: Autor

Tabela 2 - Constituição mineralógica

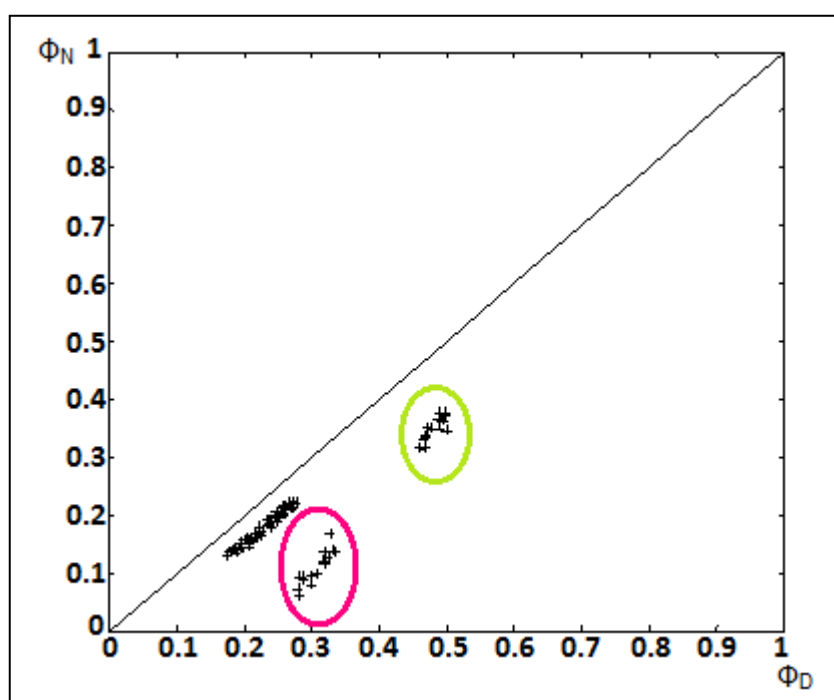
CAMADA	CONSTITUIÇÃO
A	Folhelho. 5% de quartzo e 95% de ílita
B	Arenito. 93% a 98% de quartzo e 2% a 7% de caolínita
C	Folhelho. 5% de quartzo e 95% de esmectita

Fonte: Autor

Este poço atravessa um cenário geológico complexo produzido pela ocorrência de dois hiatos deposicionais. O primeiro antes da deposição da camada reservatório e o segundo após a sua deposição.

A Figura 4 mostra o gráfico $\Phi_N \times \Phi_D$ correspondente a este intervalo perfilado. Os pontos alinhados paralelamente a reta correspondem aos pontos da camada reservatório, os pontos circulos em rosa representam os pontos do primeiro folhelho (ilita) e os pontos circulos em verde mostram o segundo folhelho (esmectita). Neste caso observa-se a real dificuldade de se proceder a correção da argilosidade, pois resta a dúvida sobre as propriedades de qual dos dois folhelhos presentes adotar para a correção da porosidade. Na literatura não se encontra nenhuma sugestão para esse caso, além disso, a correção por qualquer um dos dois efetivamente pode não produzir a necessária correção da argilosidade uma vez que a argila presente na camada reservatório é diferente da argila presente nos folhelhos adjacentes.

Figura 4 - Versão tradicional do gráfico $\Phi_N \times \Phi_D$ correspondente aos dados sintéticos



Fonte: Autor

3.1 Ponto do folhelho

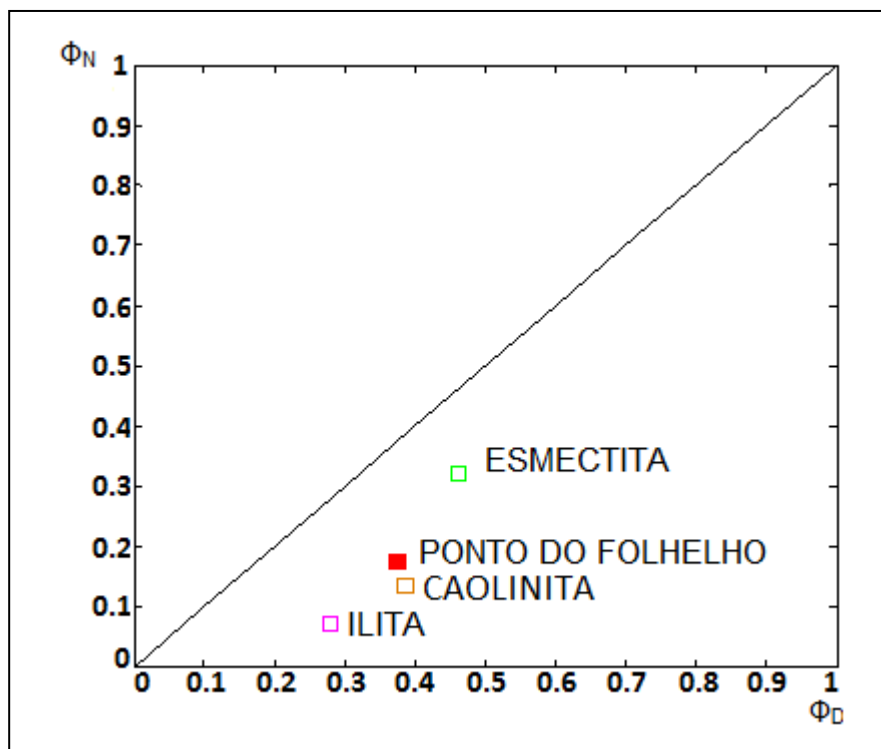
O cálculo do Ponto do Folhelho leva em consideração as propriedades físicas (densidade e porosidade neutrônica) dos argilominerais mais comuns na bacia sedimentar ou especificamente no campo petrolífero. A informação sobre os

argilominerais mais comuns normalmente é obtida na análise geológica dos testemunhos e suas propriedades físicas são tabeladas e constantes, como exemplificado na Tabela 1.

O par ordenado que identifica o Ponto do Folhelho nessa versão dográfico $\Phi_N \times \Phi_D$ tem suas coordenadas obtidas a partir da média aritmética dos valores de porosidade calculados pela equação de Wyllie para os argilominerais mais comuns nas bacias, considerando a matriz da camada reservatório em análise.

A Figura 5 mostra a nova versão do gráfico $\Phi_N \times \Phi_D$ apresentada neste TCC. Ela introduz um novo ponto marcado pelo quadrado vermelho para representar o Ponto do Folhelho, de forma independente da localização dos folhelhos adjacentes à camada reservatório. De algum modo, a definição do Ponto do Folhelho trata ainda com um novo problema em que na sequência deposicional atravessada pelo poço ocorra uma disposição sequencial de camadas reservatórios. Neste caso, folhelhos próximos podem ocorrer a uma grande distância ao longo da trajetória do poço da camada reservatório em consideração normalmente grandes separações espaciais implicam em tempos deposicionais diferentes (SELLEY, 1998)

Figura 5 -Nova versão do gráfico $\Phi_N \times \Phi_D$

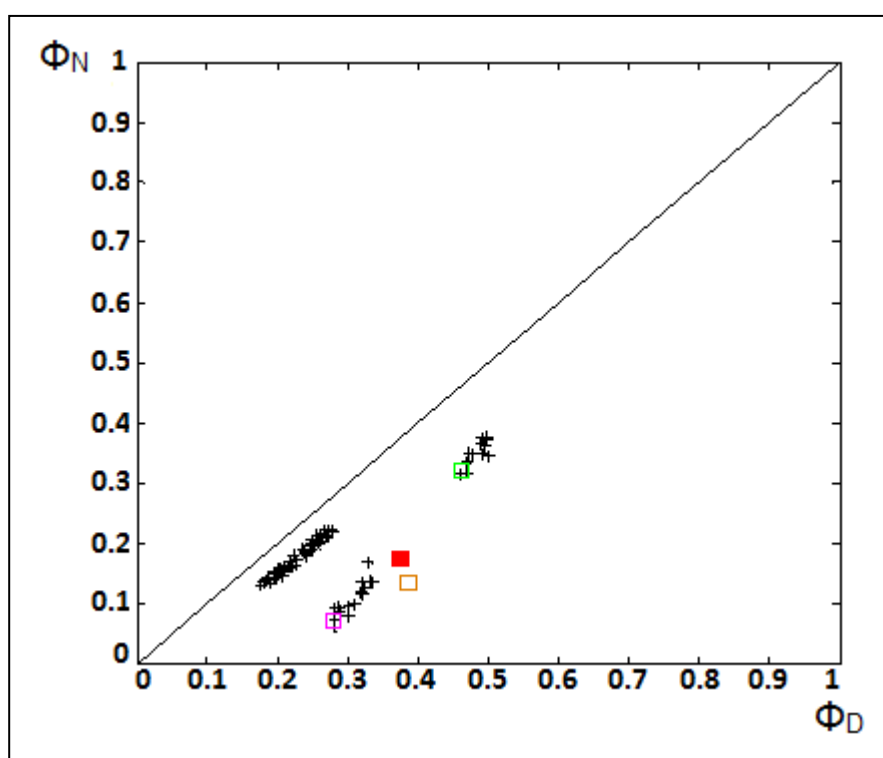


Fonte: Autor

A Figura 6 mostra a nova versão do gráfico $\Phi_N \times \Phi_D$, considerando os três argilominerais apresentados na Tabela 1, para o intervalo perfilado representado nas curvas sintéticas utilizadas. O quadrado em vermelho representa o Ponto do Folhelho para o arenito.

Com esta versão do Gráfico $\Phi_N \times \Phi_D$ a correção da porosidade pelo efeito da argilosidade nos perfis de densidade e porosidade neutrônica é realizada utilizando as coordenadas do Ponto do Folhelho correspondente a matriz da rocha reservatório em análise.

Figura 6 - Nova versão do gráfico para os dados sintéticos



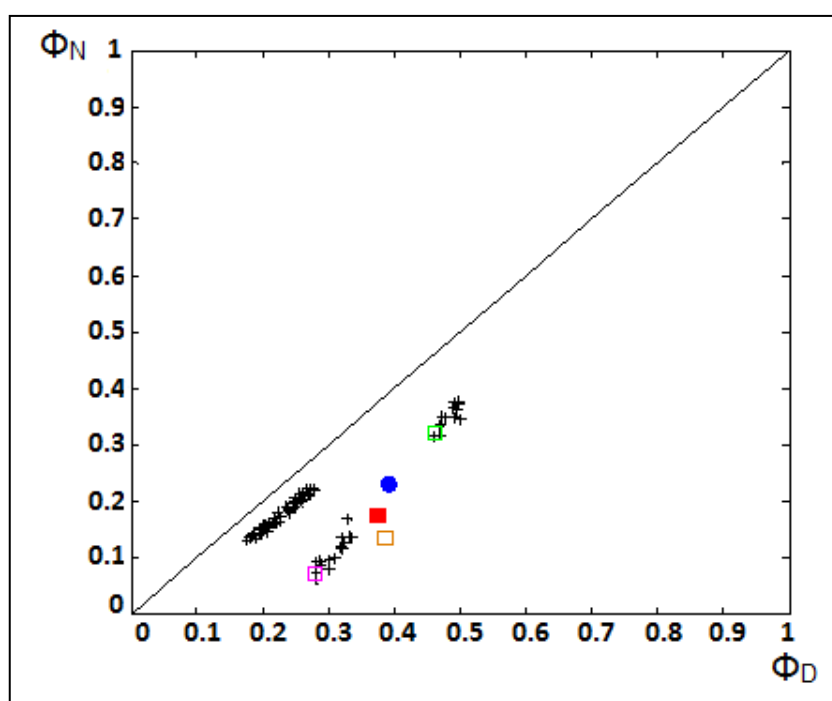
Fonte: Autor

4 RESULTADOS

4.1 Dados sintéticos

Considerando a prática usual da avaliação de formação, a figura 7 mostra o gráfico $\Phi_N \times \Phi_D$ do trecho perfilado mostrado na figura 3, incluindo o ponto do folhelho (quadrado vermelho) e o ponto representativo da media dos folhelhos adjacentes (circulo azul).

Figura 7 – Comparação das duas versões do gráfico $\Phi_N \times \Phi_D$ para os dados sintéticos

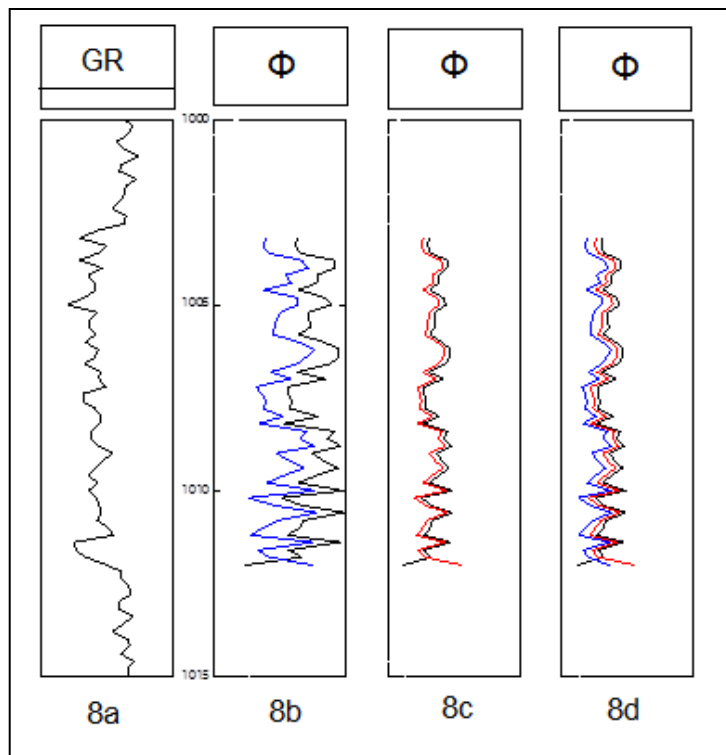


Fonte: Autor

A figura 8 mostra a comparação da correção da porosidade pelo efeito da argilosidade, calculada pelo método densidade-neutrônico. A figura 8a mostra o perfil de raio gama como referencia. A figura 8b mostra apenas no intervalo do reservatório a curva de porosidade adotada no modelamento (linha preta) e a curva de porosidade calculada considerando a media dos folhelhos adjacentes como parâmetro de correção da argilosidade (linha azul). A figura 8c mostra a porosidade adotada no modelo (linha preta) e através da linha vermelha é mostrada a porosidade corrigida pelo ponto do folhelho, apresentado neste TCC. A figura

8d mostra, segundo mesmo padrão de cores, as três curvas de porosidade. Observe-se que a correção pelo ponto do folhelho é mais próxima da porosidade real adotada no modelamento.

Figura 8 – Comparação da porosidade corrigida

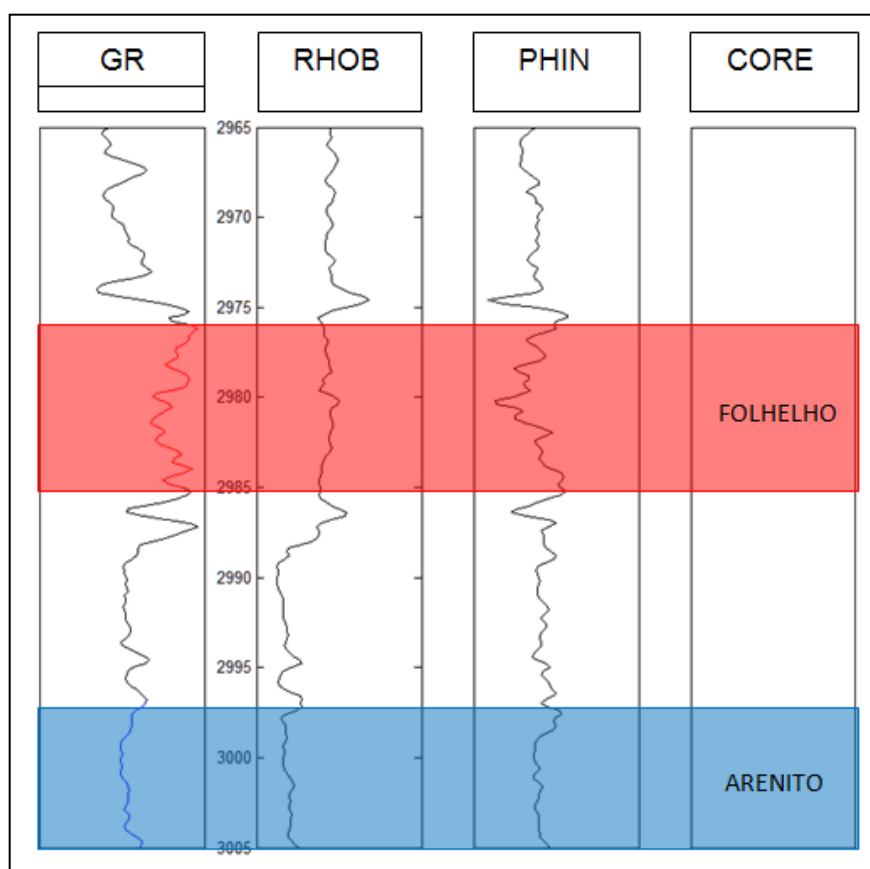


Fonte: Autor

4.2 Dados reais

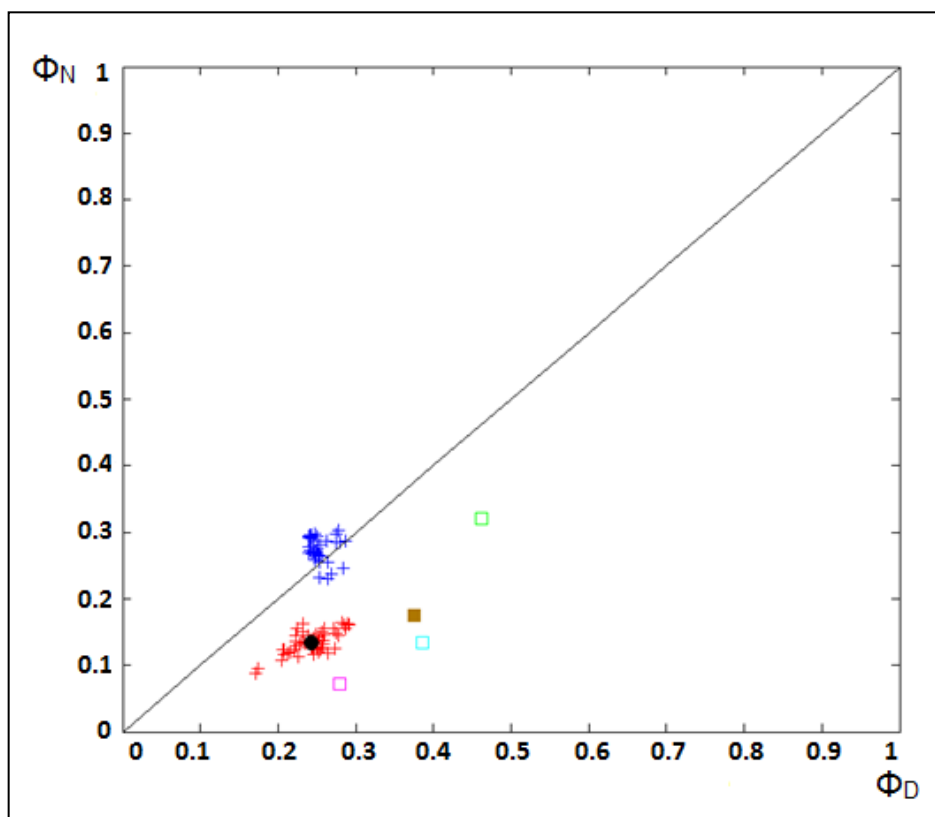
Para a aplicação do método descrito neste TCC foram utilizados também dados reais do campo de Namorado da Bacia de Campos, a figura 9 mostra os perfis de raio gama, densidade e porosidade neutrônica, além do testemunho com a identificação da rocha reservatório e de uma camada de folhelho adjacente, dentro do intervalo perfilado.

Figura 9 – Perfis de poço e testemunho dos dados reais



Fonte: Autor

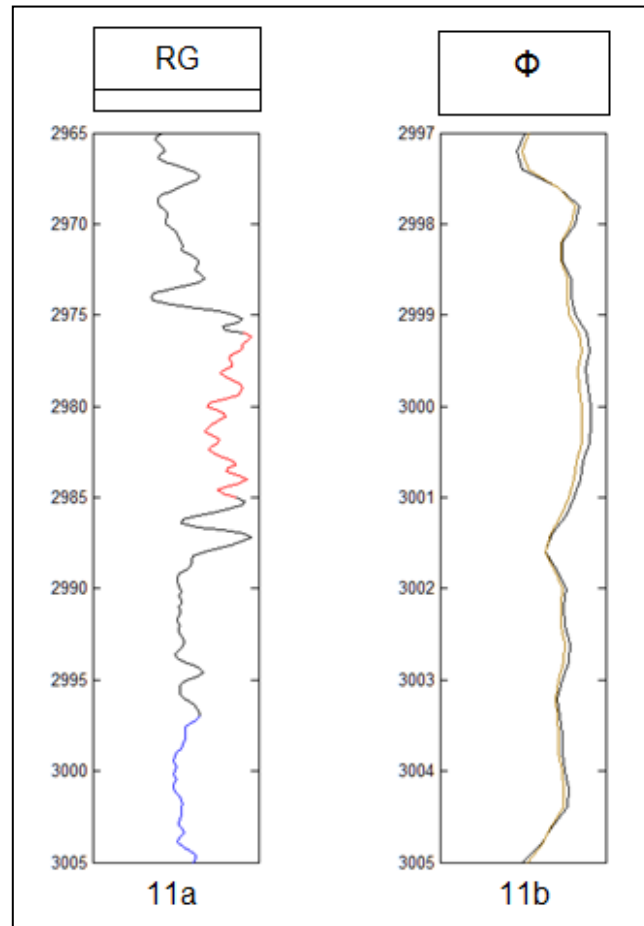
Considerando a prática usual da avaliação de formação, a figura 10 mostra o gráfico $\Phi_N \times \Phi_D$ do trecho perfilado mostrado na figura 9, onde os pontos em azul representam os pontos da rocha reservatório e os pontos em vermelho correspondem aos pontos medidos no folhelho da camada acima destacada, incluindo o ponto do folhelho (quadrado marrom) e o ponto representativo da media dos folhelhos adjacentes (circulo preto).

Figura 10 – Gráfico $\Phi_N \times \Phi_D$ do trecho perfilado

Fonte: Autor

A figura 11 mostra a comparação da correção da porosidade pelo efeito da argilosidade, calculada pelo método densidade-neutrônico. A figura 11a mostra o perfil de raio gama como referencia. A figura 11b mostra a porosidade corrigida pelo ponto do folhelho (linha marrom), apresentado neste TCC, e a curva de porosidade calculada considerando a media dos folhelhos adjacentes como parâmetro de correção da argilosidade (linha preta), esta figura mostra apenas a porosidade corrigida para intervalo perfilado referente ao reservatório (arenito).

Figura 11 – Perfil de raio gama e comparação da porosidade corrigida



Fonte: Autor

5 CONCLUSÕES

Este Trabalho de Conclusão de Curso (TCC) apresenta um método para a correção da porosidade pelo efeito da argilosidade quando é utilizado o método densidade-neutrônico para o cálculo da porosidade. O método apresentado busca a informação geológica sobre os principais argilominerais que ocorrem na constituição das rochas reservatórios e dos folhelhos em um campo petrolífero. A partir das propriedades físicas destes argilominerais mais comuns é estabelecido, o denominado, ponto do folhelho no gráfico $\Phi_N \times \Phi_D$ que será utilizado para a correção da porosidade.

Neste TCC apresenta-se uma comparação visual dos valores de porosidade calculados com o método aqui apresentado e o método tradicional da avaliação de formação, que considera a argila presente nas rochas reservatório igual a aquela constituinte dos folhelhos adjacentes. Neste TCC apresenta-se uma abordagem que busca uma correção realista da porosidade considerando a ocorrência de hiatus deposicionais, alterações da rocha fonte e o retrabalhamento das rochas reservatórios de tal modo a se ajustar mais a realidade geológica do que o método tradicional da avaliação de formação.

Este TCC exemplifica a metodologia proposta utilizando perfis sintéticos que seguem o modelo petrofísico e perfis reais de um poço testemunhado do campo de Namorado, da Bacia de Campos. Nos dados sintéticos mostra-se uma melhor adequação do método proposto em relação a porosidade adotada no modelamento. Nos dados reais, o julgamento da adequação do método proposto depende da experiência no campo petrolífero do geofísico de poço ou do engenheiro. Muitos autores adotam, quando se compara valores de porosidade obtidos por métodos diferentes, o valor mais realista como aquele que apresenta os menores valores de porosidade. A razão para tal é que considerando a viabilidade econômica do poço com menores valores de porosidade ou de volume de fluido estar-se-ia a favor da economicidade do poço. A aplicação do método proposto apresenta valores de porosidade menores que aqueles obtidos com o método tradicional da avaliação de formação.

A porosidade é uma das mais importantes propriedades petrofísicas para a qualificação de reservatórios e a busca por valores realistas é objeto cotidiano da geofísica de poço. Este TCC não esgota este assunto, mas indica como trabalhos

futuros a busca de uma melhor correção da porosidade pelo efeito da argilosidade, determinando-se o real argilomineral presente na constituição da rocha reservatório.

REFERÊNCIAS

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

CRAIN, E.R. **The Log analysis handbook**: quantitative log analysis methods. Tulsa: Pennwell Books. 1986. v.1. 684p.

ELLIS, D. V. 1987. **Well logging for earth scientists**. New York. USA:Elsevier, 532p.

ELLIS, D.V; SINGER, J.M. **Well logging for earth scientists**. 2.ed. New York, USA: Springer, 2008.p. 598 – 648.

MENDES, J.C. **Elementos de estratigrafia**. São Paulo:T.A. Queiroz Editor, 1984. v. 12

NERY, G. G. **Perfilagem geofísica em poço aberto**: fundamentos básicos com ênfase em petróleo. Rio de Janeiro: SBGF, 2013. 222p.

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

SELLEY, R.C. **Elements of petroleum geology**. London: Department of Geology, Imperial College, 1988. p. 37-145.

WELLER, J.M., "Stratigraphic facies differentiation and nomenclature". **Am. Ass. Petrol. Geologists, Bull.**, v. 42, n.3, p.609-639, 1958.