



Determinação da Espessura Porosa através de Perfis por Método Alternativo.

Nelson Pereira Franco Filho PETROBRAS S/A, Brasil

Copyright 2003, SBGf - Sociedade Brasileira de Geofísica

This paper was prepared for presentation at the 8th International Congress of The Brazilian Geophysical Society held in Rio de Janeiro, Brazil, 14-18 September 2003.

Contents of this paper were reviewed by The Technical Committee of The 8th International Congress of The Brazilian Geophysical Society and does not necessarily represent any position of the SBGf, its officers or members. Electronic reproduction, or storage of any part of this paper for commercial purposes without the written consent of The Brazilian Geophysical Society is prohibited.

Abstract

This study tries to establish a comparative analysis among three different methods used to determine the net thickness of reservoir rocks. One method is related to the core properties and the others use electrical logs. The first log method applies cutoffs in effective porosity and shale volume curves which were generated through Shaly Sand algorithm. The second log method uses sand proportion curves defined in the same cores. After, this curve is reproduced with cross-scaling by logs. The best log result must to be similar with core accounts.

Introdução

O reservatório analisado, do ponto de vista dos perfis, é constituído por pacotes que podem atingir até 3m de espessura de arenitos intercalados a camadas menos espessas de folhelhos, pelo menos dentro da resolução vertical dos perfis de densidade e neutrão. Intervalos com pequena separação entre estas curvas estão relacionados, de acordo com a correlação com testemunhos, a presença de interlaminações arenito/folhelho.

Os níveis arenosos desta litofácies, com espessuras entre 20 e 30 cm, possuem as mesmas características permo-porosas daqueles mais espessos, ou seja, porosidade de cerca de 27% (densidade em torno de 2,20 g/cm³), permeabilidades superiores a 600 mD e volume de argila inferior a 2%. Observando o perfil de resistividade, dentro da zona de óleo, estas mesmas intercalações exibem valores inferiores a 5,0 ohm.m, considerados anormalmente baixos para o reservatório estudado, como o que ocorre no intervalo 14/22m no poço XX-CORE (Figura 1) e 143/155m do poço XX-WELL (Figura 2).

Métodos

Três métodos distintos de estimativa da espessura porosa (*Net*) de uma rocha-reservatório foram aplicados ao poço testemunhado (XX-CORE), procurando, dentro daqueles que utilizam perfis, qual mais se aproxima da realidade. Depois de verificado qual modelo fornece o *Net* mais ajustado, aplica-se a outro poço (XX-WELL), no mesmo reservatório, que não possui testemunhos.

O método considerado como padrão envolve a contagem da espessura porosa diretamente nos cerca de 100 metros testemunhados, obedecendo a seguinte lógica: se a litofácies for arenito e a cimentação calcifera for inferior

a 50%, acrescentam-se 0,05m a um operador-somatório (visão otimista). Na Figura 3 é apresentado o perfil do testemunho.

O primeiro método empregando perfis é definido pelo algoritmo petrofísico denominado *Shaly Sand*, que pertence ao programa *Petroworks* (Landmark).

A porosidade efetiva (*PhiE*) é calculada pela equação

$$PhiE = \frac{(14,5x\phi_{Ncorr} + 50,5x\phi_{Dcorr})}{65,0} \quad (1)$$

onde ϕ_{Ncorr} é a porosidade (fração) determinada pelo perfil de nêutrons e corrigida para efeitos ambientais e de gás e, ϕ_{Dcorr} é a porosidade (fração) determinada pelo perfil de densidade e também com correções para os efeitos ambientais e de gás, ambos com matriz arenito.

O volume de argila foi determinado como sendo o menor valor (*Vsh_Min*) entre aqueles calculados através dos perfis de raios gama e de densidade e nêutrons, cujas equações são

$$Vsh(GR) = \frac{GR - GR_{MA}}{GR_{SH} - GR_{MA}} \quad (2)$$

$$Vsh(ND) = \frac{\phi_{Ncorr} - \phi_{Dcorr}}{\phi_{Nsh} - \phi_{Dsh}} \quad (3)$$

onde *GR* é a leitura de raios gama (em API), *GR_{MA}* a leitura de raios gama no arenito limpo (em API), *GR_{SH}* no folhelho (em API), ϕ_{Nsh} a porosidade neutrônica (fração) no folhelho e ϕ_{Dsh} a porosidade do perfil densidade (fração) também no folhelho.

Determinados ambos os volumes, a espessura porosa foi calculada aplicando-se os cortes de porosidade (0,15) e de volume de argila (0,50).

O segundo método envolvendo perfis utiliza uma curva de proporção de areia (*PARN*) calculada através dos mesmos testemunhos, seguindo a metodologia abaixo

1. Gerar, por regressão múltipla, uma curva sintética de proporção de areia, empregando os perfis disponíveis.
2. Fazer a inversão do perfil de resistividade empregando um modelo de resistividade com ligação em paralelo (para curvas de indução), envolvendo as resistências arenito e folhelho.
3. Dado um bom ajuste entre as curvas de resistividade - corrida no poço e aquela invertida, contar a espessura porosa através do somatório *PARN* (sintético) x *INC* (incremento de profundidade na vertical).

O estudo de regressão dos valores de proporção de areia forneceu três modelos matemáticos - um para a zona de óleo, outro para zona de transição e outro para a zona de água; ajustados para uma amostragem (*sampling*) de dados de 0,5/0,5m, pois melhor se compara à resolução média dos perfis convencionais de poço aberto.

Outros três modelos, também definidos por tipo de fluido, foram agora ajustados para uma amostragem de 0,05/0,05m, com a finalidade de comparar com perfis de alta resolução (*high resolution logs*).

Os modelo matemáticos, o número de observações e os coeficientes de ajuste (R^2) estão apresentados a seguir:

Amostragem de 0,5/0,5m

Zona Óleo (n° de observações = 113 e $R^2=0,69$)

$$PARN = 0,83101 + 0,75903x\phi_{Dcorr} - 1,07435xVsh \quad (4)$$

Zona Transição (n° de observações = 27 e $R^2=0,79$)

$$PARN = 0,42984 + 1,87907x\phi_{Dcorr} + 0,2371xVsh \quad (5)$$

Zona Água (n° de observações = 82 e $R^2=0,86$)

$$PARN = -0,14935 + 3,87769x\phi_{Dcorr} - 0,39643xVsh \quad (6)$$

Amostragem de 0,05/0,05m

Zona Óleo (n° de observações = 112 e $R^2=0,55$)

$$PARN = 0,88544 + 0,42299x\phi_{Dcorr} - 0,87778xVsh \quad (7)$$

Zona Transição (n° de observações = 27 e $R^2=0,60$)

$$PARN = 0,39175 + 1,88006x\phi_{Dcorr} + 0,28545xVsh \quad (8)$$

Zona Água (n° de observações = 77 e $R^2=0,83$)

$$PARN = 0,55272 + 1,34683x\phi_{Dcorr} - 0,89467xVsh \quad (9)$$

Em seguida, foi reproduzida a curva de resistividade (indução ILD) corrida no poço XX-CORE, empregando o modelo resultante de resistências ligadas em paralelo, como mostrado abaixo

$$\frac{1}{Rt} = \frac{1}{Rt_{SAND}} x(PARN) + \frac{1}{Rt_{SHALE}} x(1 - PARN) \quad (10)$$

onde Rt_{SAND} é a resistividade do arenito (10 ohm.m na zona de óleo; 1,5 ohm.m na zona de transição e 0,4 ohm.m na zona de água) e Rt_{SHALE} a resistividade do folhelho (1,7 ohm.m nas três zonas). No perfil da Figura 3 é mostrado, de maneira visual, o bom ajuste entre as curvas de resistividade corrida ($AT90$) e invertida (Rts), para o poço-chave XX-CORE. Já na Figura 4 pode ser verificado também o bom ajuste entre as curvas de resistividade corrida (Rt) e invertida (Rts), para o poço XX-WELL.

Outra maneira de avaliar a quantificação da proporção de areia de um reservatório usando perfis elétricos é comparar a curva de volume de argila gerada por perfis (Vsh) com aquela calculada pela diferença $1-PARN$ ($Vshs$). Na Figura 3 é exibida a correlação deste volume para o poço XX-CORE e na Figura 4 para o poço XX-WELL. Novamente os ajustes são satisfatórios.

Considerado que a curva de resistividade foi invertida com sucesso, a estimativa da proporção de areia usando os perfis elétricos está adequada. A contagem da espessura porosa é feita então pelo operador-somatória $PARNxINC$, onde INC é o incremento (ou *sampling*) de profundidade vertical a cada medida de perfil.

Por último, aos dois métodos envolvendo os perfis e em ambas amostragens, foi aplicado um filtro denominado $DRDN$ (curva de separação entre os perfis de densidade e de nêutrons), que é calculado através da equação mostrada a seguir.

$$DRDN = \left(\frac{RhoB - 2,00}{0,05} \right) - \left(\frac{0,45 - \phi_{Ncorr}}{0,03} \right) \quad (11)$$

onde $RhoB$ (g/cm^3) é a curva de densidade, corrigida para os efeitos ambientais e de gás.

O filtro é empregado da seguinte maneira: se $DRDN > 0$ então $PhiE = 0,0$; $Vsh_Min = 1,0$ e $PARN = 0,0$; valores estes que são desconsiderados durante a contagem da somatória da espessura porosa.

Aplicações e Resultados.

Ao poço testemunhado XX-CORE foram aplicados os três métodos distintos, combinando-os de acordo com as três zonas, de óleo, de transição e de água, utilizando ainda duas amostragens diferentes - uma na escala da resolução vertical média dos perfis (0,50/0,50m) e outra na escala de perfis de alta resolução (0,05/0,05m). Também a estas possíveis situações foi empregado ou não o filtro que retira a influência da camada adjacente nas leituras dos perfis.

Na Tabela 1 estão apresentados todos os resultados possíveis da totalização da espessura porosa para o poço XX-CORE, separados em três intervalos de profundidades sucessivas, a soma destes e o intervalo total.

Já na Tabela 2 estão mostrados os resultados para o poço XX-WELL (em um único intervalo), encontrados através dos dois métodos que envolvem os perfis a poço aberto. Neste poço foi escolhida a amostragem padrão de interpretação dos dados, isto é, de 0,20/0,20m, já que não foram corridos perfis de alta resolução.

Tabela 1 – Resultados dos cálculos da espessura porosa no poço XX-CORE, por três diferentes métodos.

Intervalos	Shaly S. s/drdn	Shaly S. c/ drdn	PARN s/ drdn	PARN c/ drdn	Testo
	0,50	0,05	0,50	0,05	0,05
18,5 / 113,0	56,2	57,0	48,3	57,0	-
20,3 / 24,5	2,0	2,2	2,0	2,2	1,9
25,3 / 75,0	30,1	30,0	26,5	30,0	29,0
75,4 / 113,0	22,3	22,4	18,4	22,4	21,6
Soma	54,4	54,6	46,9	54,6	52,5

Tabela 2 – Resultados dos cálculos da espessura porosa no poço XX-WELL, apenas pelos métodos envolvendo os perfis elétricos.

Intervalos	Shaly Sand		PARN	
	c/ DRDN	s/ DRDN	c/ DRDN	s/ DRDN
98,0 / 155,0	29,4	41,2	27,3	35,8

Conclusões.

Como foi demonstrado, o melhor resultado de estimativa de espessura porosa foi empregando a metodologia de proporção de areia, com amostragem de perfis de alta resolução e utilizando o filtro DRDN. Desta maneira, espera-se que o valor mais ajustado para a espessura porosa no intervalo 98/155m do poço XX-WELL seja de 27,3m.

Algumas conclusões associadas à metodologia aplicada devem ser ressaltadas:

- A resolução vertical (ou amostragem) de 0,50/0,50m deve ser empregada na geração da curva *PARN* através de testemunhos, já que representa um *up-scaling* para a resolução vertical média dos perfis.
- A boa correlação entre as curvas de *PARN* e de *Vsh* confirma a metodologia e ratifica o volume de argila calculado por perfis.
- As propriedades elétricas descritas pelo perfil de indução (resistividade profunda) na litofácies

Interlaminado Arenito/Folhelho, devem respeitar uma ligação de resistências em paralelo.

- Como era de se esperar, os perfis de alta resolução refinaram a contagem.

Por último, as curvas de proporção de areia podem ser geradas através das descrições de amostras de calha, de perfis de imagem ou até do perfil granulométrico obtido em testemunhos.

Agradecimentos.

Aos técnicos do Ativo responsável pela modelagem geológica do reservatório e aos do laboratório de rocha pelos ótimos estudos realizados com os dados disponíveis.

Referências Bibliográficas.

Schlumberger, 1987, Log Interpretation Principles/Applications, Schlumberger Educational Services, Houston Land, TX.

Schlumberger, 2000, Log Interpretation Charts, Schlumberger Oilfield Communications, Sugar Land, TX.

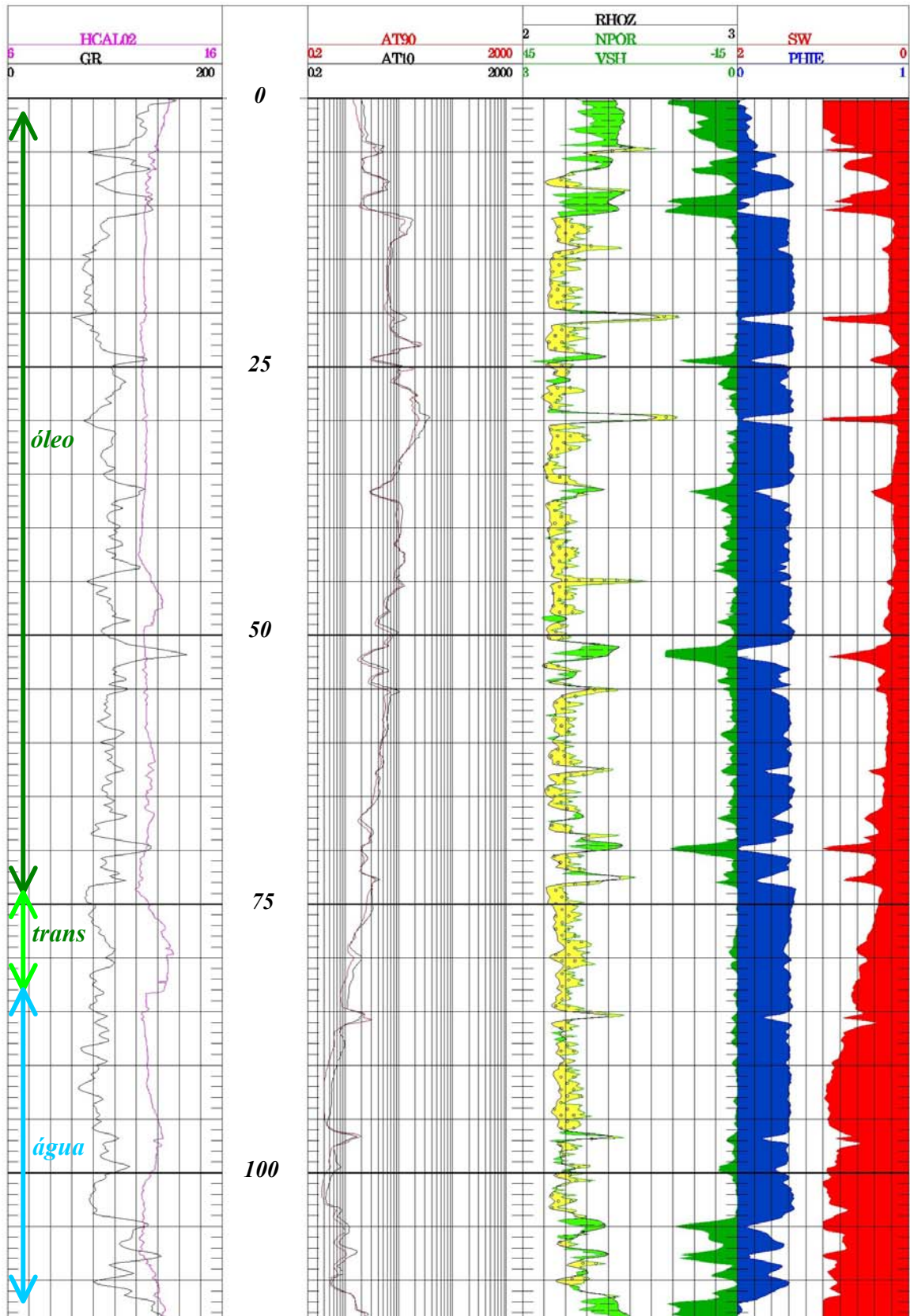


Figura 1 – Perfil do poço XX-CORE.

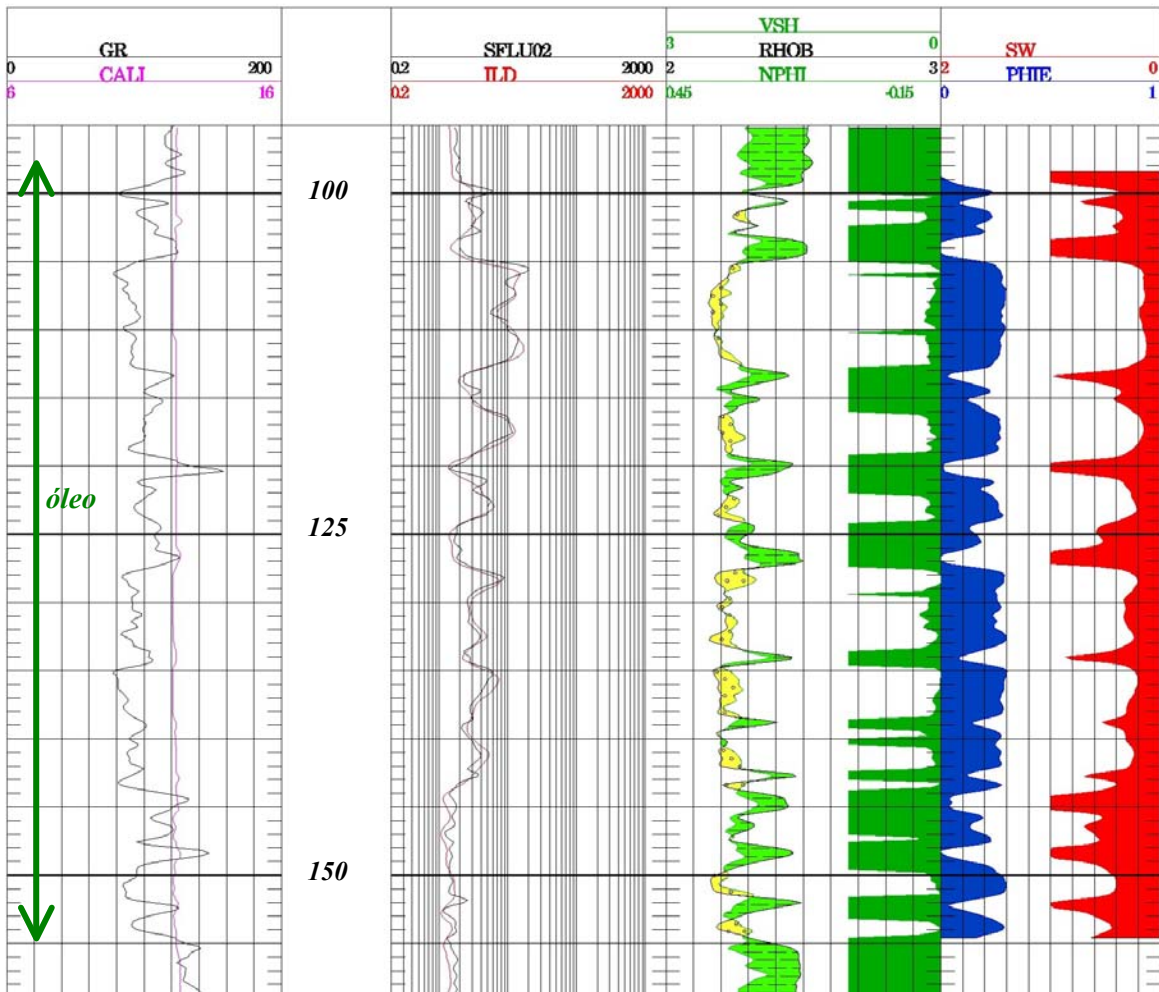


Figura 2 – Perfil do poço XX-WELL.

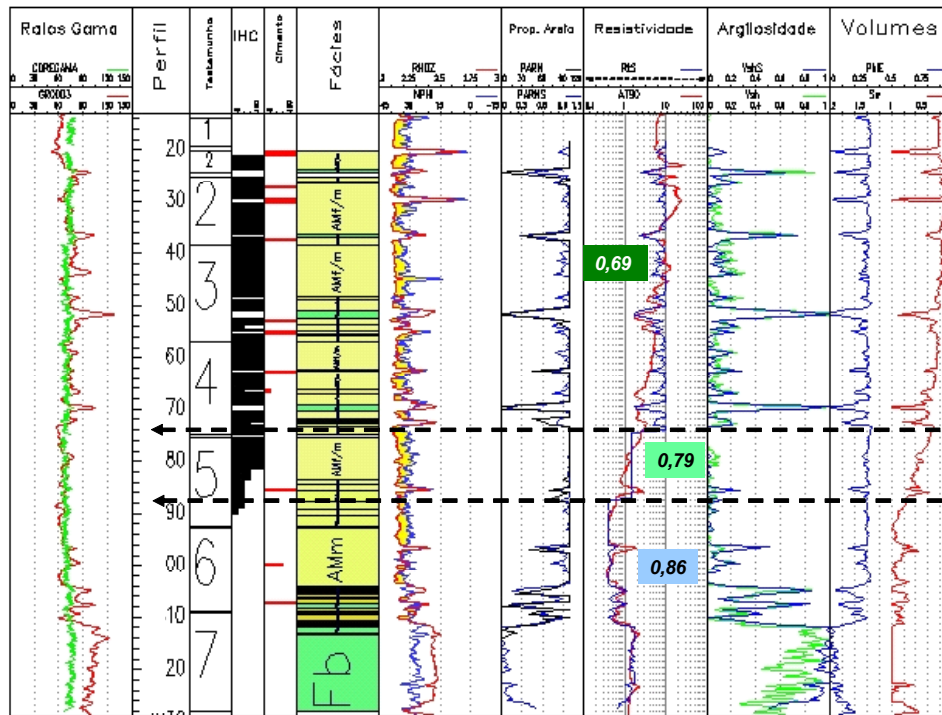


Figura 3 – Perfil do testemunho do poço XX-CORE, mostrando as litofácies e a porcentagem da cimentação calcifera, junto com os dados de perfis a poço aberto. As curvas estão correlacionadas em profundidade.

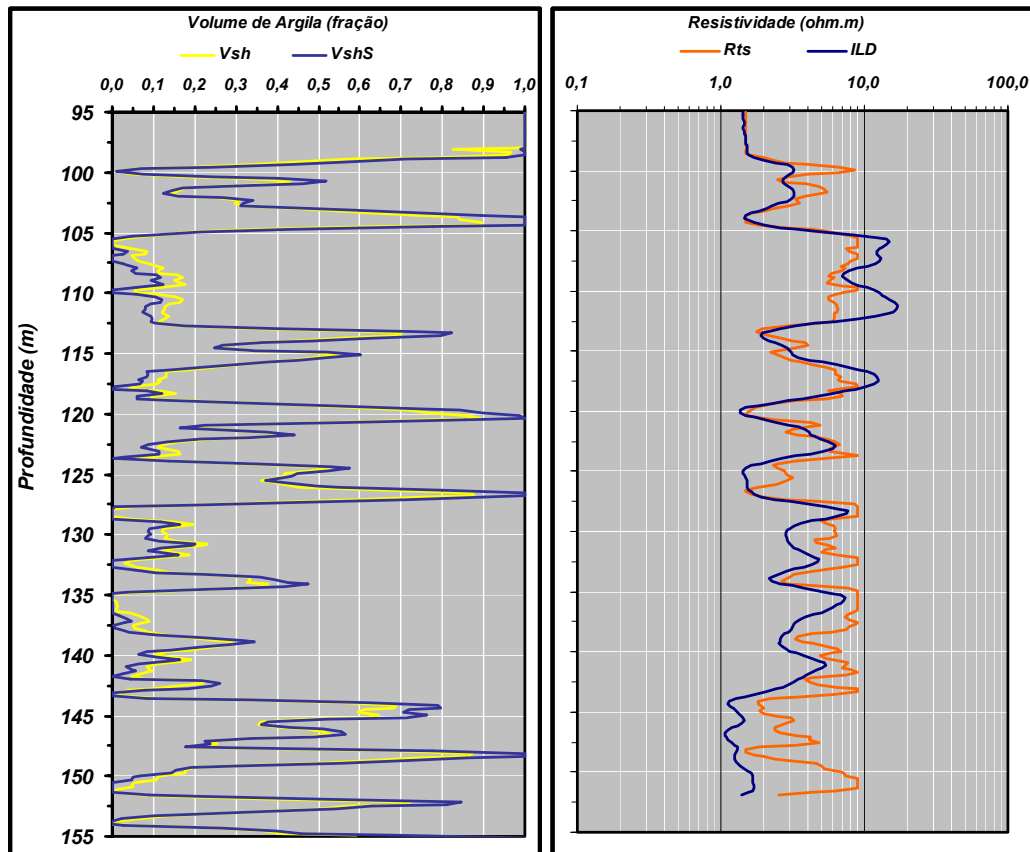


Figura 4 – Ajuste entre os perfis de resistividade e de volume de argila no poço XX-WELL.