



IBP1185_06

METODOLOGIA PARA DETERMINAÇÃO DE SATURAÇÃO DE ÁGUA A PARTIR DE PERFÍS DE RESISTIVIDADE, POROSIDADE E DENSIDADE NOS RESERVATÓRIOS DE ÓLEO DOS CALCÁRIOS DA FORMAÇÃO GUARUJÁ (BACIA DE SANTOS-SUL)

Luiz Fernando de Figueiredo¹

Copyright 2006, Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás - IBP

Este Trabalho Técnico foi preparado para apresentação na *Rio Oil & Gas Expo and Conference 2006*, realizada no período de 11 a 14 de setembro de 2006, no Rio de Janeiro. Este Trabalho Técnico foi selecionado para apresentação pelo Comitê Técnico do evento, seguindo as informações contidas na sinopse submetida pelo(s) autor(es). O conteúdo do Trabalho Técnico, como apresentado, não foi revisado pelo IBP. Os organizadores não irão traduzir ou corrigir os textos recebidos. O material conforme, apresentado, não necessariamente reflete as opiniões do Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás, seus Associados e Representantes. É de conhecimento e aprovação do(s) autor(es) que este Trabalho Técnico seja publicado nos Anais da *Rio Oil & Gas Expo and Conference 2006*.

Resumo

Os reservatórios são calcarenitos de ambiente de alta energia, com domínio de macroporosidade.. O material micrítico em geral é baixo mas tem comportamento similar ao da argila, com microporosidade e água irreduzível, podendo diminuir a resistividade e conduzindo a cálculos de saturações de água anormalmente altas. As metodologias desenvolvidas pretendem eliminar o efeito da matriz micrítica condutora a partir de dois conceitos. O primeiro baseia-se na determinação da porosidade da matriz micrítica a partir da calibração do perfil de densidade supondo verdadeira a porosidade neutrônica, e na determinação da resistividade desta matriz em gráficos de resistividade versus porosidade neutrônica; em seguida, é aplicada a fórmula de Archie-Givens para S_w com eliminação da condutividade do sistema micrítico. O segundo baseia-se em que o produto $\Phi \times S_w$ (porosidade x saturação de água) é constante para as mesmas resistividades nas zonas de óleo e de água, de forma que S_w na zona de óleo é expresso pela relação entre a porosidade na zona de 100% de água e a porosidade na zona de óleo. Os valores de S_w obtidos revelaram concordância pelos dois métodos e correspondem à expectativa indicada pelas análises de pressão capilar em testemunhos. Observou-se pouca ou nenhuma influência de condutividade da matriz micrítica, concluindo-se que as baixas resistividades presentes são devidas ao elevado teor de sais da água conata em ambiente de alta temperatura .

Abstract

The reservoirs are limesands of high energy environment with dominant macroporosity.. The micritic content is low but behaviors similarly to clay, with microporosity and irreducible water reducing resistivity and causing water saturations abnormally high. The methodologies developed intend to eliminate the effect of conductive matrix considering two concepts. The first concept is based on the micritic matrix porosity determination from the calibration of the density log referred to the neutron log as true porosity, and on matrix resistivity determination from resistivity versus neutron porosity plots; then, the Archie-Givens formula is applied for S_w calculation suppressing the supposed effect of the matrix conductivity. The second one is based on the fact that the product $\Phi \times S_w$ (porosity x water saturation) is constant for the same resistivity in the oil and in the water zones, in such way that water saturation in the oil zone is expressed by the relation between porosity in the 100% water zone and the porosity in the oil zone. The values obtained for S_w showed good linear agreement between both methods and also confirmed the expectation derived from capillary analysis in cores. Furthermore, results revealed low or none influence of microporosity conductivity, meaning high salt content and temperature of connate water are dominant causes of low resistivities.

¹Engenheiro de Petróleo – QUEIROZ GALVÃO ÓLEO E GÁS - Consultor

1. Introdução

O trabalho objetivou estruturar dois métodos convergentes de interpretação de perfis dos calcários da Formação Guarujá na Bacia de Santos – Sul.

Os reservatórios compõem-se de calcários oolíticos/oncolíticos relativamente limpos (calcarenitos) com porosidade média baixa (10%) a regular (16%), e de calcários argilosos (calclutitos) geralmente fechados mas, eventualmente, com porosidade que tende à microporosidade. Resistividades extremamente baixas em intervalos portadores de óleo sugerem que, além da influência da alta salinidade (180.000 a 300.000 ppm) e temperatura (150°C) da água conata, existe a condutividade própria de uma matriz micrítica/microporosa com alta saturação de água.

O primeiro método aplica a fórmula de Archie com correção para eventual presença de condutividade de matriz (fórmula de Archie-Givens) a partir de gráficos de resistividade versus porosidade neutrônica. Admitida a porosidade neutrônica como representativa da porosidade total (macro + micro) da rocha, foi introduzida uma correção de porosidade de densidade de forma a reproduzir a porosidade neutrônica. Tal correção conduziu ao cálculo de densidades de matriz variando de 2,65 a 2,75 conforme maior ou menor presença de calclutito microporoso em meio ao sistema de macroporos. Uma vez calculada a porosidade “bulk” da matriz, foi possível a determinação de sua resistividade pelos gráficos de resistividade versus porosidade neutrônica para uso na fórmula de Archie – Givens.

O segundo método consiste no cálculo de S_w a partir da determinação de uma curva básica de resistividade versus porosidade neutrônica na zona de 100% de saturação de água (aquífero). Uma vez determinada esta curva, cada ponto de resistividade na zona de óleo tem uma porosidade que é comparada com aquela obtida da curva básica para a mesma resistividade de forma que a relação entre as duas porosidades revela a saturação de água na zona de óleo (produto $\Phi \cdot S_w$ = constante para os pontos com mesma resistividade, função do volume de eletrólito S_w).

2. 1º Método – Correção para a Condutividade da Matriz

A Figura 1 apresenta o gráfico do perfil de densidade versus o perfil de porosidade neutrônica. Neste gráfico está exemplificada de forma simplificada a distribuição de densidades de matriz de maneira que resulte na calibração do perfil de densidade para que ambas as porosidades, neutrônica e de densidade, coincidam com a equação (1).

Está pressuposto que a porosidade neutrônica é verdadeira e prescinde de qualquer correção. O intenso espalhamento dos pontos reflete primariamente a distribuição de material micrítico (calclutito). A aplicação da fórmula é feita ponto a ponto de maneira a se obter um perfil de densidade de matriz ao longo do intervalo. Uma vez estabelecida a densidade do grão (adotada 2,72 > 90% dos pontos) a porosidade da matriz é calculada de acordo com a equação (2) sendo a porosidade efetiva corrigida para “bulk” através de $V_{sh}\%$.

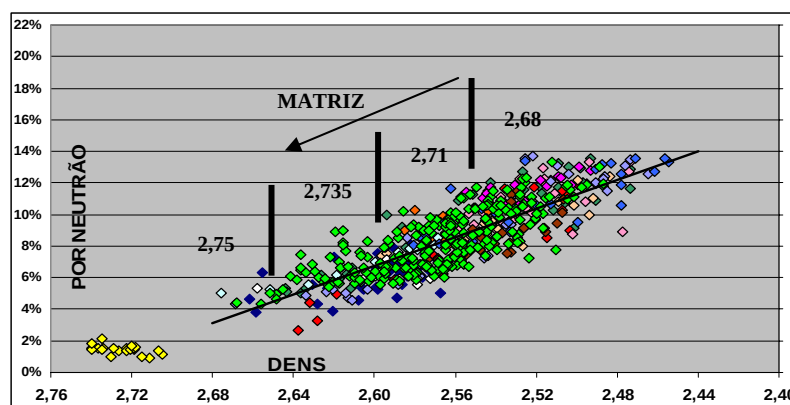


Figura 1. Porosidade neutrônica x densidade

A Figura 2 exemplifica o gráfico do perfil de resistividade versus o perfil de porosidade neutrônica para determinado intervalo, de forma que, a partir da porosidade efetiva da matriz obtida como acima explicado e corrigida para porosidade “bulk” em função do volume micrítico Vsh%, obtem-se a resistividade Rr desta matriz micrítica. Segue-se a aplicação da fórmula de Archie-Givens (3). Todas as curvas de correlação linear entre resistividade e porosidade utilizadas neste trabalho são do tipo Potência.

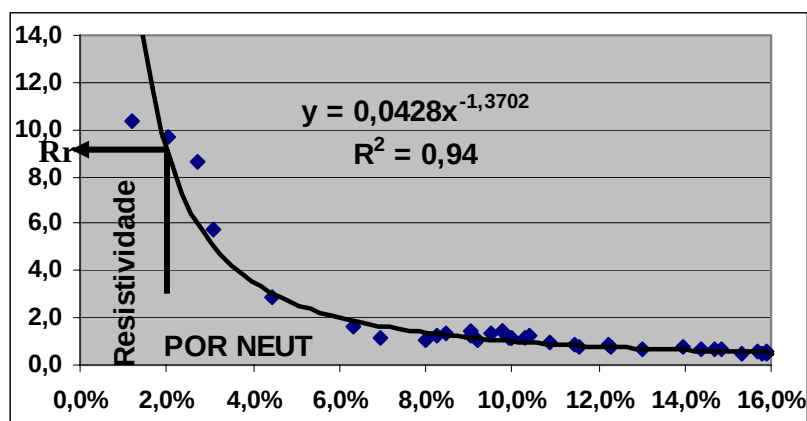


Figura 2. Resistividade x porosidade neutrônica

3. 2º Método – Produto Phi . Sw

A Figura 3 apresenta a curva de resistividade versus porosidade neutrônica para a zona de 100% de saturação de água (Curva Básica de Aquífero) para o método Phi.Sw, e a resistividade versus porosidade neutrônica para os diversos intervalos estudados, portadores de óleo ou água.

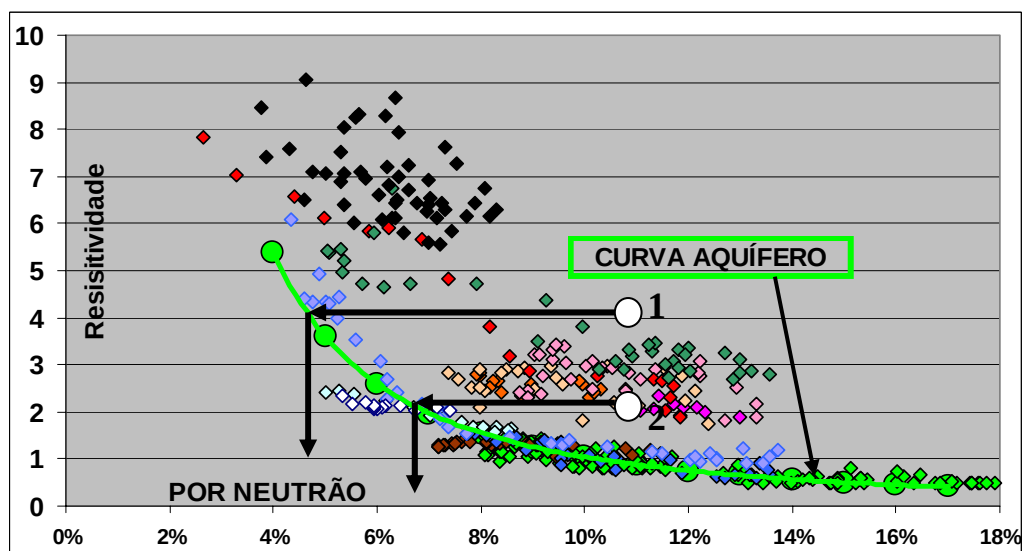


Fig.3 Resistividade x porosidade neutrônica

Dois pontos, 1 e 2, com a mesma porosidade, foram escolhidos para exemplificar o cálculo:

Ponto 1 – resistividade = 4,0 ohm.m
Ponto 2 – resistividade = 2,0 ohm.m

Porosidade = 11%

Ponto 1 – porosidade = 4,716 %
Ponto 2 – porosidade = 6,946 %

Curva do aquífero

Ponto 1 – $S_w = (4,716\%) / (11\%) = 42,9\%$
Ponto 2 – $S_w = (6,946\%) / (11\%) = 63,1\%$

Conforme for examinado um conjunto escolhido de pontos poder-se-á construir um ábaco de saturações de água sobre o gráfico de resistividade versus porosidade neutrônica. A aplicação do método depende da obtenção de uma boa correlação linear de resistividade versus porosidade neutrônica em intervalos de 100% de saturação de água.

4. APLICAÇÃO PRÁTICA DO 1º Método – POÇO A

A Fig. 4 revela a distribuição de porosidades neutrônicas versus raios gama. Conforme se observa existe um grande espalhamento de pontos significando intensa heterogeneidade da rocha. Do topo de zona para a base ocorre uma sensível redução de presença de calcilutitos, sendo significativa a sub-zona 13 no que diz respeito à ausência de matriz micrítica e ao fato de estar saturada de água. A partir da base da zona encontra-se calcilutito fechado a microporoso, podendo alcançar valores de RG até 57 em maiores profundidades. Para efeito de Vsh% foi adotado o valor de 36 correspondente a intervalo próximo à base da zona.

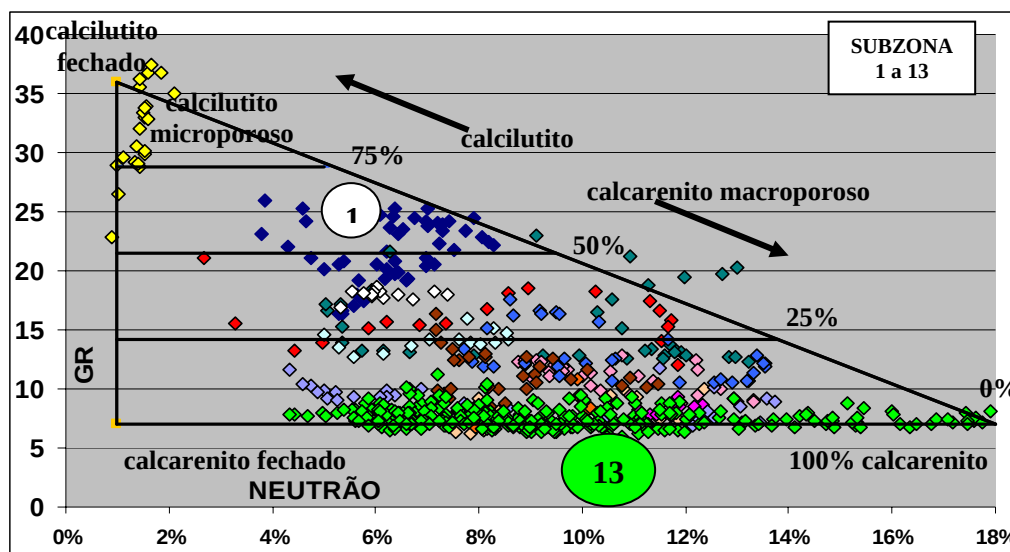


Fig. 4 Raios gama x porosidade neutrônica

A Fig. 5 expõe a distribuição de densidades versus raios gama ao tempo em que, de forma simplificada, separa as faixas de intervalos com diferentes densidades de matriz que levaram ao cálculo da porosidade matricial e consequente determinação de resistividade de matriz para emprego na fórmula de Archie-Givens.

O moderado espalhamento de pontos deve ser atribuído à heterogeneidade estrutural da rocha e, também, à resolução insuficiente dos perfis face àquela heterogeneidade..

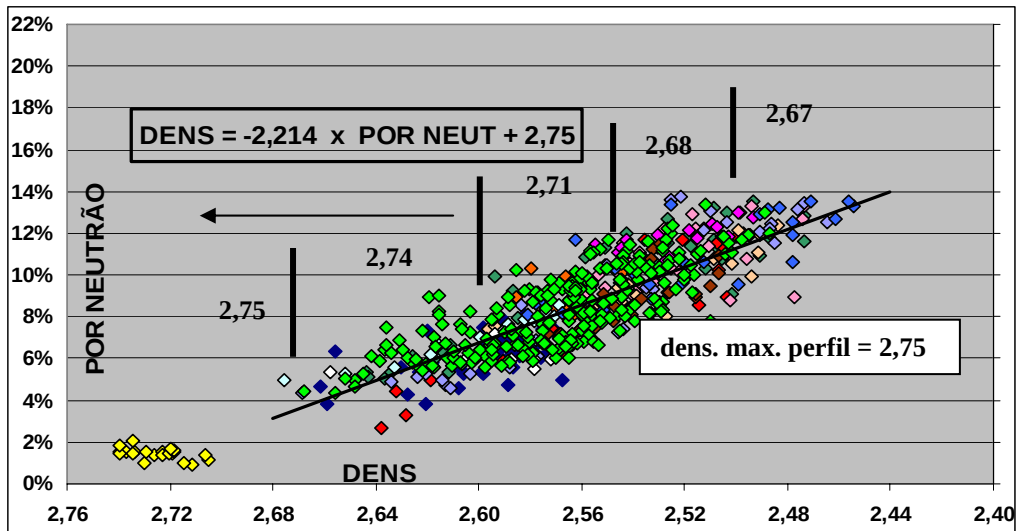


Fig. 5 Raios gama x porosidade neutrônica

A Fig. 6 é um resumo geral das correlações lineares, por sub-zonas, utilizadas para determinação dos valores de resistividade R_r da matriz micrítica a partir da porosidade desta matriz, sendo destacada a área correspondente à zona portadora de óleo, e onde se observa uma zona de transição para água em parte dos pontos da sub-zona 8 (azul turquesa).

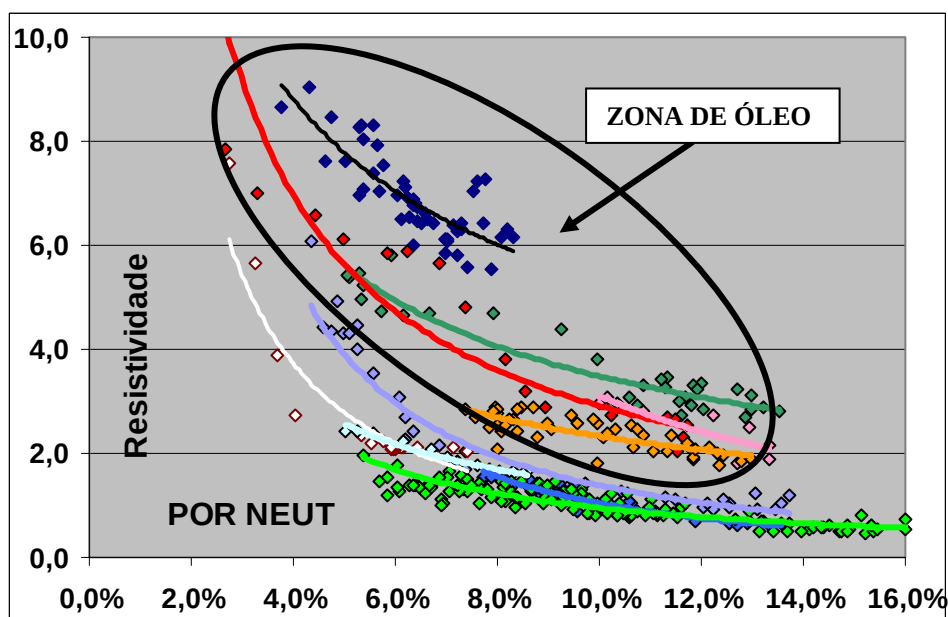
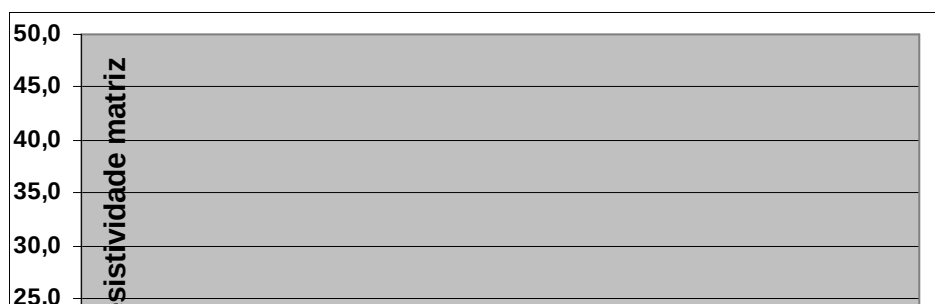


Fig. 6 Resistividade x porosidade neutrônica por sub-zonas

A Fig. 7 apresenta as correlações obtidas entre a resistividade da matriz e a respectiva porosidade “bulk”, sendo de se notar a perfeita linearidade na subzona 13 onde o desenvolvimento de material micrítico argiloso aparenta transformar-se em microporosidade cristalina vez que a subzona 13 é “limpa” (GR médio = 7).

A resistividade = 20,0 ohm.m foi adotada como limite entre os campos de domínio da fórmula de Archie (ausência de correção de condutividade de matriz) e a fórmula de Archie-Givens (com correção). Conforme a argilosidade aumenta há tendência para dispersão de valores.



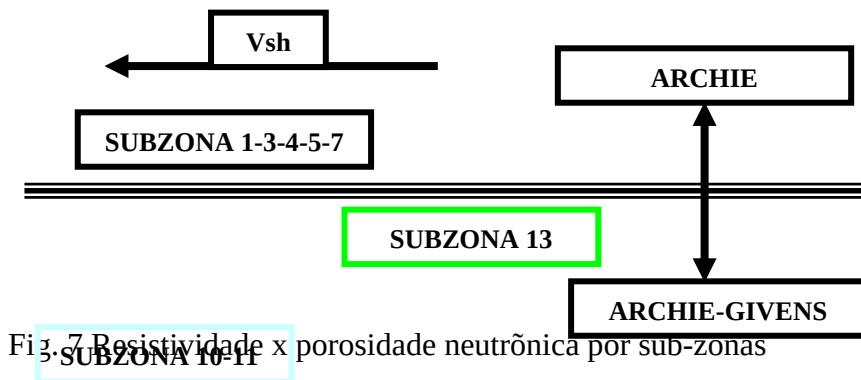


Fig. 7 Resistividade x porosidade neutônica por sub-zonas

Fig. 7 Resistividade de matriz x porosidade (“bulk”) de matriz

5. APLICAÇÃO PRÁTICA DO 2º Método – POÇO A

A Fig. 8 representa a curva do aquífero que serve de comparação para as curvas das subzonas de óleo.

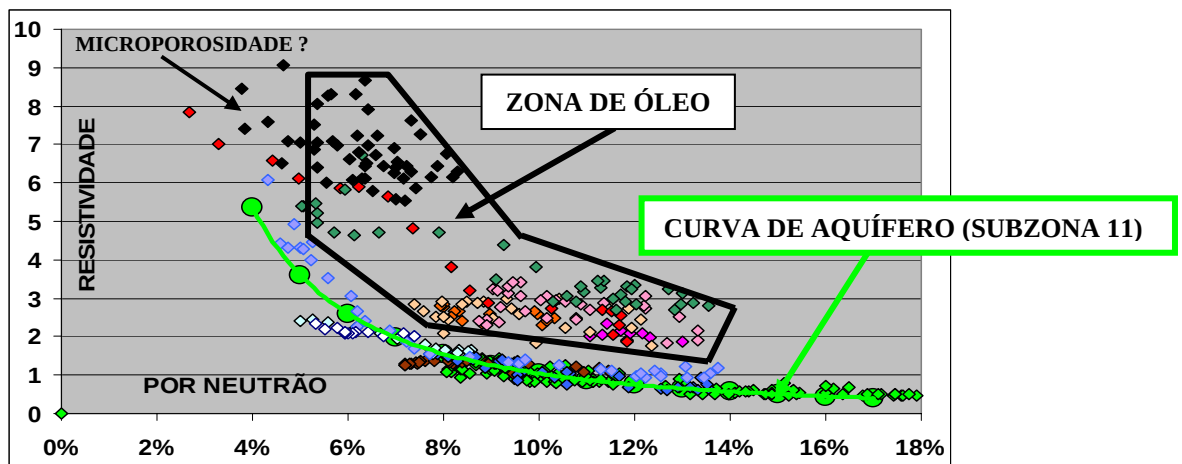


Fig. 8 Resistividade de perfil x porosidade neutônica

Observe-se a nítida separação entre a área de domínio de intervalos portadores de óleo e os de água, exceto no que se refere aos pontos em azul turquesa (subzona 8) que se apresentam em parte como uma transição entre óleo e água. Para baixas porosidades (<7%) a curva aparentemente torna-se muito íngreme e menos representativa.

A Fig. 9 expõe o resultado do método $\Phi \cdot S_w$ (valores S_w no eixo dos Y) em que se observa presença de boa correlação linear com os calculados (valores S_w no eixo dos X) pelo método da fórmula de Archie-Givens (1º método).

Na Fig. 10 tem-se a determinação gráfica do fator “m” que confirma o valor clássico da fórmula de Archie.

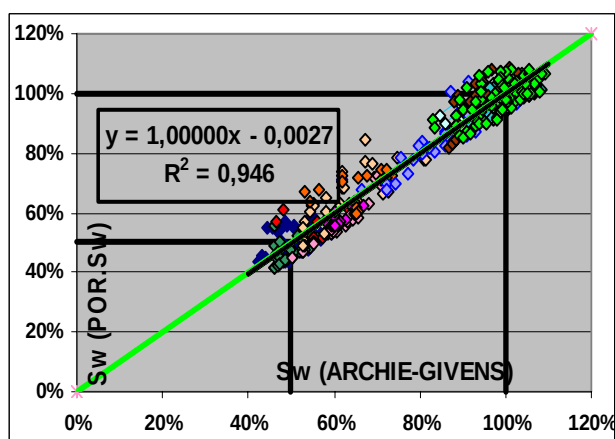


Fig. 9 Saturação de água (método 1) x (método 2)

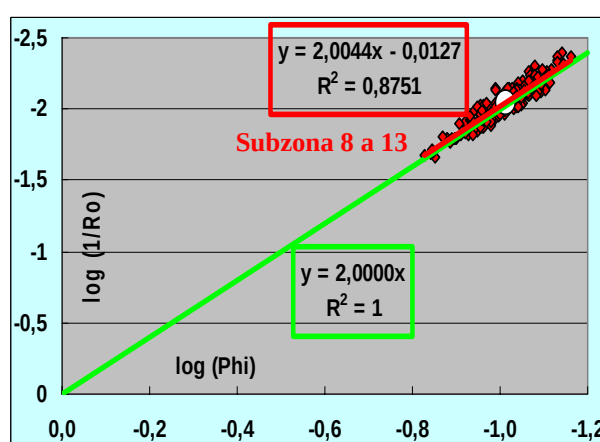


Fig. 10 Determinação de "m"

A Fig. 11 apresenta a comparação do resultado do método $\Phi \cdot S_w$ com o resultado obtido pela simples aplicação da fórmula de Archie (4), verificando-se uma boa linearidade, com ligeiro desvio para a fórmula de Archie o qual sugere a inexpressiva ou mesmo ausente influência de condutividade de matriz micrítica.

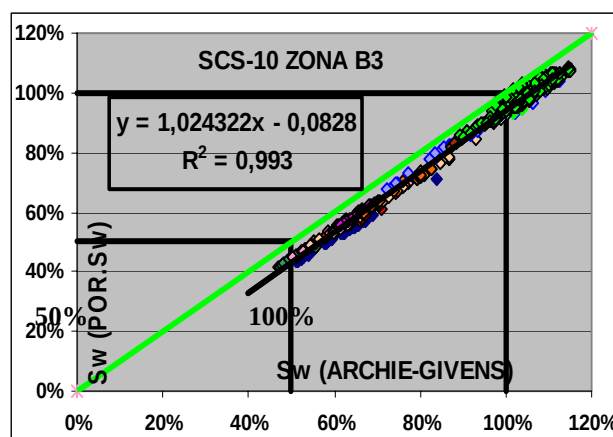


Fig. 11 Saturação de água (Archie) x (método 2)

5. COMENTÁRIO

O presente trabalho é uma tentativa de investigação gráfica da resposta dos perfis ao tipo de rocha e ainda carece de muitos aprimoramentos, principalmente no que se refere a um tratamento estatístico dos dados para aperfeiçoamento das correlações entre porosidade, densidade e resistividade. Uma exclusão mais criteriosa de pontos de transição pode contribuir para a definição mais precisa das curvas.

Outra questão a ser abordada refere-se a possíveis variações dos fatores "m" e "n" ao longo do intervalo investigado.

Finalmente, um tratamento mais próximo das informações de laboratório poderá contribuir para a montagem de um modelo de rocha que conduza os cálculos a melhor precisão e maior confiabilidade.

6. RESUMO GERAL DE RESULTADOS – POÇO A

POÇO A - INTERPRETAÇÃO DE PERFÍS							Sw - MÉTODO		
subz	COTA	GR	CLU	Rt	h net	por	ARCHIE GIVENS	Phi.Sw	ARCHIE
1	5065,7 5072,8	22	50%	6,88	5,03	7,0%	51,4%	52,0%	61,0%
1/2	5073,0 5073,8	29	74%	6,23	0,91	8,1%	48,3%	46,3%	54,1%
2	5073,9 5079,2	15	29%	3,81	3,81	11,5%	49,4%	46,8%	52,7%
3	5080,9 5082,7	16	31%	3,32	1,98	9,7%	57,2%	57,2%	64,0%
4	5082,9 5087,2	11	14%	2,76	4,42	10,5%	60,6%	55,9%	62,3%
5	5087,3 5091,0	8	3%	2,56	3,81	9,6%	61,7%	63,8%	70,8%

7. EQUAÇÕES

$$d_{ma} = (dens - \phi \times d_{fl}) / (1 - \phi) \quad (1)$$

$$por_{ma} = (2,72 - d_{ma}) / (2,72 - d_{fl}) \quad (2)$$

$$S_w = [(R_w / \phi^m) \cdot (1/R_t - 1/R_r)]^{1/n} \quad (3)$$

$$S_w = [(R_w / \phi^m) \cdot (1/R_t)]^{1/n} \quad (4)$$