



# Organização e Análise das Propriedades Elétricas de Reservatórios Brasileiros.

Véra Lucia Elias, Maria do Socorro de Souza, Nelson Pereira Filho, Daniel Escobar Steagal, Rodolfo Beer

PETROBRAS SA, Brasil

## Abstract

Archie's saturation equation is the basis of quantitative log analysis. The values of the electrical rock properties – "a", "m" e "n" – that appear in this equation are no longer constants as assumed in the past. These parameters are determined by a number of factors such as reservoir temperature and pressure, pore geometry, brine resistivity, lithology, wettability, and other. These parameters can be considered as reservoir specific, and the use of a correct value is important to accurately calculate water saturation for reserve purposes.

Over 1500 resistivity values measured on sandstone and carbonate core samples were provided by PETROBRAS and gathered in a database. In total, information of 21 fields located on distinct Brazilian Basins were collected. By applying the correspondence analysis to the original data set groups of core sample that show similar electrical behavior were defined, according to the lithology and depositional environment.

## INTRODUÇÃO

Estudos realizados por Archie<sup>(1)</sup> há cerca de 60 anos atrás possibilitaram o desenvolvimento de equações empíricas que tratam da relação entre a condutividade elétrica da rocha e suas propriedades petrofísicas e que, ainda hoje, formam a base para a interpretação quantitativa de perfis elétricos. A equação estabelecida por Archie para cálculo da saturação de fluidos no reservatório conjuga informações obtidas a partir de análises de testemunho e das operações de perfilagem:

$$S_w = \left( \frac{a \cdot R_w}{\phi^m \cdot R_t} \right)^{1/n} \quad \text{eq. 1}$$

Onde  $R_w$  é a resistividade da água de formação (medida em laboratório);  $R_t$  é a resistividade da rocha parcialmente saturada com água e hidrocarboneto;  $\phi$  é a porosidade da rocha; "a", constante litológica; "m" e "n" são as constantes elétricas da rocha denominadas expoentes de cimentação e de saturação, respectivamente;  $S_w$  é a saturação de água. A equação anterior foi obtida combinando-se as expressões do fator de formação (F) e do índice de resistividade (IR)

$$F = \frac{R_o}{R_w} = \phi^{-m} \quad \text{e} \quad IR = \frac{R_t}{R_o} = S_w^{-n} \quad \text{eqs. 2 e 3}$$

sendo  $R_o$  a resistividade da rocha 100% saturada com água de formação.

Ocorre que os valores de a, m e n variam conforme a rocha reservatório, em função de suas características petrofísicas, petrográficas, da interação rocha-fluido, entre outros fatores. Ignorar essa variabilidade leva a erros significativos no cálculo de saturação de água e, portanto, no cálculo de reservas de hidrocarbonetos. Apesar disto, é comum o uso de valores médios definidos na literatura, quando não estão disponíveis os valores representativos do reservatório sob análise. Visando reduzir as incertezas no cálculo de saturações por perfis em situações como esta última, investigou-se a relação entre as propriedades elétricas e petrofísicas, considerando sua variabilidade de acordo com a textura e o ambiente deposicional para os reservatórios brasileiros.

O estudo consistiu da organização e análise estatística de um conjunto de dados contendo 1550 análises de fator de formação medidos em amostras de rocha de reservatórios siliciclásticos e carbonáticos, localizados em diferentes campos e bacias brasileiras. A aplicação da análise de correspondência simples ao conjunto de dados original resultou na identificação de grupos de amostras com propriedades elétricas semelhantes, classificados segundo a litologia e o ambiente deposicional ou formação (geológica) produtora. Determinaram-se os valores característicos de a e m de cada agrupamento.

## ORGANIZAÇÃO E ANÁLISE DOS VALORES DE FATOR DE FORMAÇÃO

O arquivo de dados utilizado na análise incluiu as medidas das variáveis fator de formação (F), medidos em condições ambientes de temperatura e pressão, porosidade ( $\phi$ ), permeabilidade absoluta ( $K_{abs}$ ) e tortuosidade (T),

calculada pela equação 4. Os dados foram inicialmente classificados segundo a litologia.

$$T = \sqrt{K_{abs}/\phi} \quad \text{eq. 4}$$

A análise estatística preliminar aplicada ao conjunto de dados original revelou o caráter bimodal dos histogramas dos valores de porosidade (figura 1), do Logaritmo da permeabilidade e dos valores de fator de formação, o que pode ser um indicativo da existência de populações de amostras com diferentes comportamentos elétricos. No caso das rochas carbonáticas, esta hipótese é reforçada pelo aspecto curvo observado no gráfico do Logaritmo (F) vs Logaritmo ( $\phi$ ), figura 2.

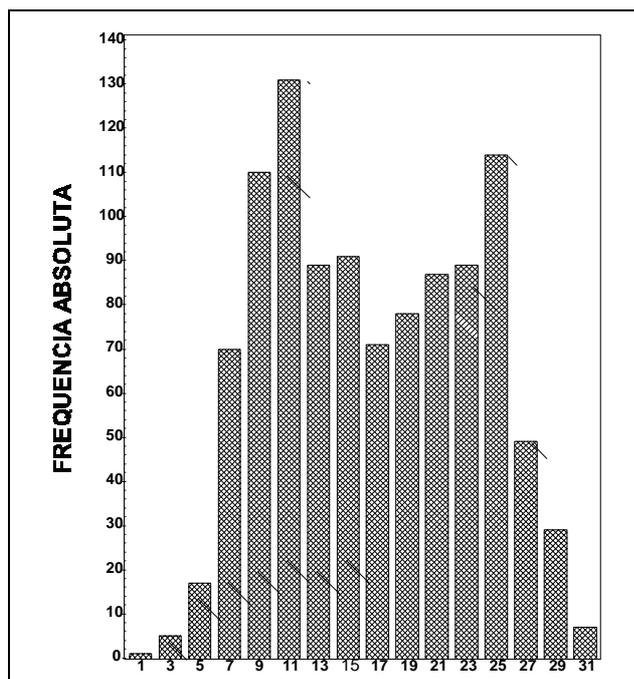


Figura 1: Histograma dos valores de porosidade medidos em amostras de rocha siliciclásticas (n=1020 amostras).

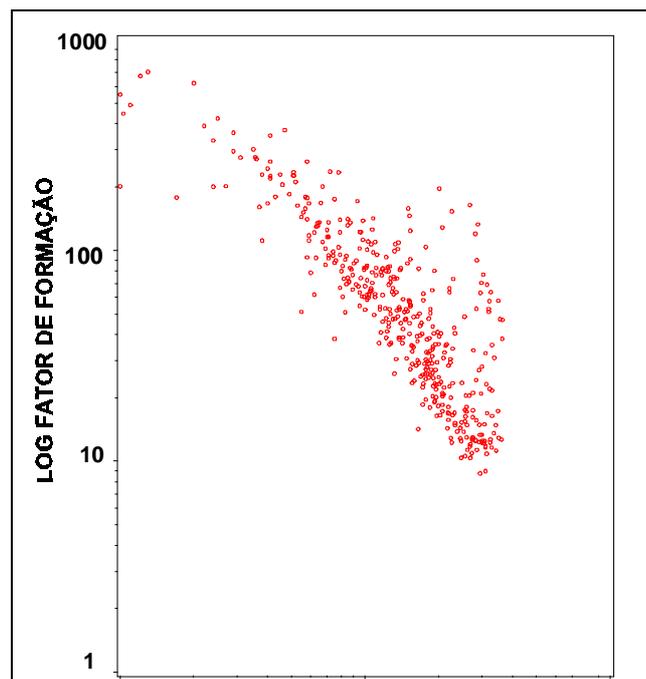


Figura 2: Gráfico Log (F) vs Log ( $\phi$ ) – Valores medidos em amostras de rochas carbonáticas (n= 500).

A análise de regressão linear aplicada aos pares de valores de fator de formação e porosidade - (F; $\phi$ ) – resultou em valores de “m” igual a -1,56 e de “a” igual a 1,59, com  $R^2=0,90$ , para o conjunto de dados dos arenitos; “m” igual a -1,18 e “a” igual a 4,24, com  $R^2=0,80$ , para as rochas carbonáticas. Explica-se a baixa qualidade do ajuste obtida para os dados relativos às rochas carbonáticas, pelo fato dos mesmos não seguirem o comportamento linear, em escala bilogarítmica, conforme prevê o modelo de Archie. Quando considerando os dados classificados por campo, os valores médios calculados para “m” variaram entre -1,54 e -1,92, para os arenitos; e -1,75 e -2,06, para as rochas carbonáticas.

A grande variabilidade dos valores de “m” e “a”, geraram dúvidas quanto ao valor mais correto a ser utilizado no cálculo de saturações por perfis, quando não for possível a determinação dos valores representativos do reservatório em estudo. Para diminuir essas incertezas, buscou-se identificar grupos de amostras com propriedades elétricas semelhantes, seguindo-se à determinação dos valores de “m” e “a” representativos de cada agrupamento.

A técnica de análise de correspondência simples – análise exploratória de dados multivariados – foi aplicada ao conjunto de dados original, acrescido de informações quanto à litologia, ambiente deposicional, formação (geológica) produtora, bacia, campo e poço, resultando nos grupos de amostras relacionados nas tabelas 1 e 2. Os valores de “m” e “a” que constam nestas tabelas, e no gráfico de barras mostrado na figura 3, foram determinados pela análise de regressão linear usando a equação de Archie como modelo de regressão. Estes valores variaram entre -0,42 e -1,92 em função da litologia, ambiente deposicional ou formação produtora e dos valores de porosidade e/ou tortuosidade de cada agrupamento.

Usou-se a subrotina PROC CORRESP, disponível no software *The SAS System (SAS)*<sup>(2)</sup>, na análise de correspondência simples .

A utilização dos valores de “m” e “a” definidos neste estudo é especialmente indicada para aquelas situações onde se pretende fazer uma estimativa inicial das reservas de hidrocarbonetos mas não se dispõe das condições necessárias para uma determinação precisa dos valores representativos do reservatório sob estudo, como por exemplo: na avaliação de poços exploratórios, poços sem análises de testemunhos ou para uma avaliação expedita, dentre outras situações. Para definir os valores das constantes elétricas mais adequados ao reservatório em questão basta se conheça sua litologia e/ou o ambiente deposicional, e a faixa de variação de seus valores de porosidade e/ou de tortuosidade.

## 7 – CONCLUSÕES

Na análise global dos dados disponíveis observou-se que:

1 - As curvas de distribuição dos valores de Logaritmo fator de formação, medidos em arenitos e rochas carbonáticas, apresentaram um caráter bimodal, indicando a existência de populações de amostras com comportamentos elétricos distintos.

2 - A relação entre fator de formação e porosidade medidos em amostras de carbonatos apresentou uma curvatura para baixos valores de porosidade, em escala bilogaritmica, fugindo ao comportamento previsto pelo modelo de Archie. Este comportamento anômalo corrobora a hipótese desse conjunto de dados conter grupos de amostras com comportamentos elétricos distintos.

3 - A análise de regressão linear aplicada ao conjunto total dos dados de fator de formação e porosidade medidos em arenitos resultou nos valores de -1,56 para o expoente de cimentação, “m”, e de 1,59 para o coeficiente “a”.

4 - Os valores de “m” e “a” encontrados, através da análise de regressão linear, para o conjunto total dos dados de rochas carbonáticas foi de -1,18 e 4,24, respectivamente. O baixo valor encontrado para o expoente de cimentação e o valor alto obtido para a constante litológica “a”, comparados com os valores encontrados na literatura, resultaram do fato do modelo de Archie, neste caso, não ser o mais adequado para descrever o comportamento elétrico das amostras analisadas.

5 - A análise de correspondência simples aplicada ao conjunto de dados de resistividade medidos em arenitos e carbonatos resultou na identificação de grupos de amostras com características elétricas semelhantes.

6 - Definiram-se os valores característicos dos expoentes de cimentação “m” e do coeficiente “a” de cada agrupamento identificado na análise de correspondência. Os valores de “m”, assim determinados, variaram entre -0,43 e -1,92 em função da litologia, do ambiente deposicional ou da formação produtora e dos valores de porosidade e/ou tortuosidade apresentado por cada agrupamento.

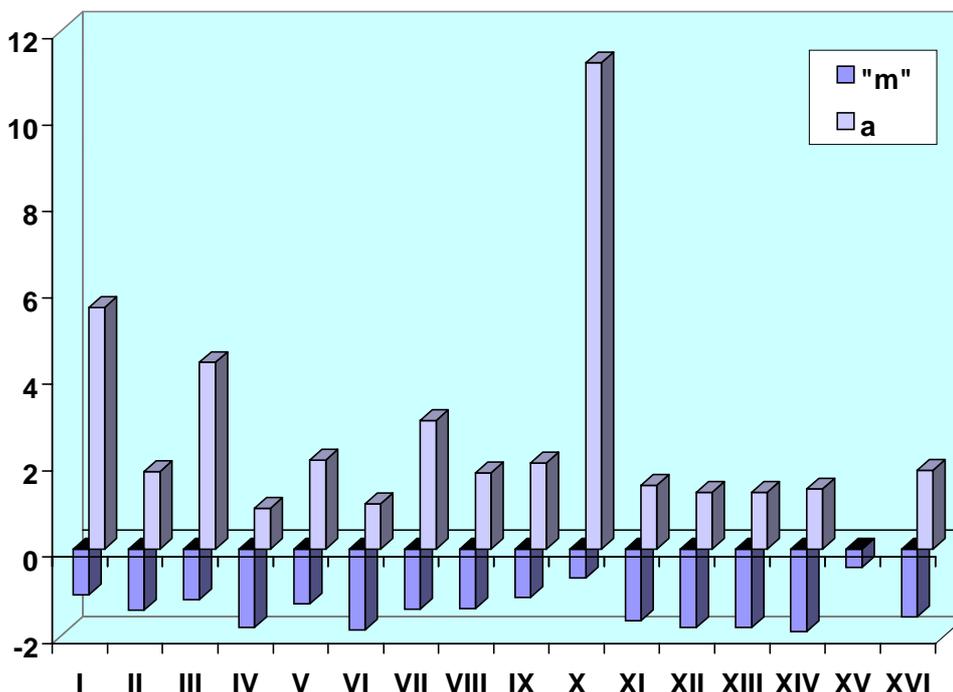
**TABELA 1 - GRUPOS DE AMOSTRAS COM PROPRIEDADES ELÉTRICAS SEMELHANTES – RESERVATÓRIOS SILICICLÁSTICOS**

GRUPOS	INTERVALOS			VALORES DE “m” E “a”
	FAT. FORM.	TORTUOSIDADE	POROSIDADE	
I ARENITOS – I	29,8<F<84,3	6,0<T<9,52	1,0<PHI<14,9	m= -1,06 ; a= 5,59
II ARENITOS – II	10,5<F<29,8	9,52<T<51	14,9<PHI<31	m= -1,42 ; a= 1,79
III TURBIDITOS – I	25,0<F<51	2,0<T<6,50	9,0<PHI<17,5	m= -1,17 ; a= 4,32
IV TURBIDITOS – II	12<F<25,0	6,50<T<30	17,5<PHI<24,0	m= -1,82 ; a= 0,94
V L ALUVIAL – I	17,0<F<40	3,0<T<14,5	10,0<PHI<17,3	m= -1,27 ; a= 2,06
VI L. ALUVIAL – II	10,0<F<17,0	14,5<T<35,0	17,3<PHI<24,0	m= -1,87 ; a=1,05
VII DELTA – I	25,0<F<12,0	2,0<T<14,0	10,0<PHI<16,0	m= -1,39 ; a=2,98
VIII DELTA – II	76,0<F<25,0	14,0<T<25,0	16,0<PHI<25,0	m= -1,38 ; a= 1,76
IX FLUVIAL	12,0<F<24,0	17,5<T<52,0	13,3<PHI<20,0	m= -1,22 ; a= 1,99
X EÓLICO – I	33,7<F<45,0	10,0<T<21,6	10,0<PHI<15,2	m= -0,67 ; a= 11,26
XI EÓLICO – II	20,0<F<33,7	21,6<T<52,0	15,2<PHI<19,7	m= -1,66 ; a= 1,47

**TABELA 2 - GRUPOS DE AMOSTRAS COM PROPRIEDADES ELÉTRICAS SEMELHANTES – RESERVATÓRIOS CARBONÁTICOS**

GRUPOS		INTERVALOS			VALORES DE "m" E "a"
		FAT. FORM.	TORTUOSIDADE	POROSIDADE	
XII	OOLITOS – I	F>46,7	T<1,82	PHI<15,1	m= -1,82 ; a= 1,31
XIII	OOLITOS – II	F<22,78	T>5,42	PHI>20,23	m= -1,82 ; a= 1,31
XIV	OOLITOS – III	22,78<F<46,7	1,82<T<5,42	15,1<PHI<20,23	m= -1,91 ; a= 1,14
XV	COQUINAS – I	54,4<F<107,0	1,0<T<9,65	1,0<PHI<14,5	m= -0,43 ; a= 39,19
XVI	COQUINAS – II	25,0<F<54,4	9,65<T<35,0	14,5<PHI<19,0	m= -1,57 ; a= 1,82

**Valores de "m" e "a" - Reservatórios Siliciclásticos e Carbonáticos**



**Figura 3: Diagrama de Barras – Valores de "m" e "a" Obtidos Para Os Diferentes Grupos de Amostras Com Propriedades Elétricas Semelhantes Definidos para Os Reservatórios Siliciclásticos e Carbonáticos.**

**REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS**

- 1- Archie, G.E - "The Electrical Resistivity Log As An Aid In Determining Some Reservoir Characteristics", Trans. AIME, Vol. 146, pp. 54-62.
- 2 - SAS/STAT User's Guide, Vol 1, ANOVA-FREQ.

**AGRADECIMENTOS**

Os autores agradecem à PETROBRAS S.A por ceder os dados e permitir a publicação deste artigo. Agradecem também a todos aqueles que participaram deste trabalho tornando sua elaboração possível.