

Análise Petrofísica da Formação Água Grande, Bacia do Recôncavo, Bahia, Brasil

Elisandra Caroline Leite Cunha, Nathália Souza Penna e Joelson da C. Batista (UFBA-CPGG-IGEO-GASBRAS)

Copyright 2019, SBGf - Sociedade Brasileira de Geofísica.

This paper was prepared for presentation at the Sixteenth International Congress of the Brazilian Geophysical Society, held in Rio de Janeiro, Brazil, August 19-22, 2019.

Contents of this paper were reviewed by the Technical Committee of the Sixteenth International Congress of The Brazilian Geophysical Society and do 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 work has as objective to analyze electrical and hydraulic parameters, such as permeability, total and effective porosity, cementation index, conductivity and clay volume, which characterize one of the main hydrocarbon reservoirs of the Recôncavo Basin in Brazil: the reservoir associated with the Água Grande formation. Rock samples were obtained in outcrops of Água Grande formation along federal highway BR-101 and the electrical measures were performed in the laboratory of petrophysics of the Center of Research in Geophysics and Geology of the Federal University of Bahia (UFBA).

Introdução

A realização de medidas elétricas consiste em um mecanismo eficaz para a obtenção de informações sobre características estruturais de reservatórios. Parâmetros petrofísicos como porosidade, permeabilidade, volume de argila, resistividade da água de formação e saturação em óleo são essenciais para a avaliação do potencial exploratório de reservatórios de hidrocarbonetos e água subterrânea. A partir do estudo das propriedades elétricas de uma rocha é possível inferir informações sobre a distribuição dos grãos que a compõe, inferir a presença de argila, analisar fenômenos associados a condutividade elétrica nas interfaces sólido-líquido, além de avaliar a estrutura dos poros. Diversas equações empíricas vêm sendo desenvolvidas desde do final do século XX com a finalidade de associar propriedades elétricas facilmente mensuráveis, como a resistividade elétrica (ou seu oposto, a condutividade) com propriedades hidráulicas, tais como porosidade, permeabilidade e saturação de água/óleo (Archie (1942), Waxman and Smits (1968), Bussian (1983), Clavier et al. (1984), Lima and Sharma (1990), Lima and Sharma (1992), Lima and Niwas (2000) e Lima et al. (2005)).

Nesse trabalho, medidas elétricas foram realizadas sobre amostras de rochas aflorantes da Formação Água Grande, um dos principais reservatórios de hidrocarbonetos da Bacia do Recôncavo. Essas medidas permitiram a determinação e análise de parâmetros petrofísicos de permeabilidade, porosidade, índice de cimentação e condutividade, associadas a tal reservatório, utilizando a equação empírica desenvolvida por Lima and Niwas (2000). Isso possibilitou, o acréscimo de informações

petrofísicas a um banco de dados que viabilizará uma melhor compreensão acerca das propriedades que caracterizam reservatórios com potencial de exploração, bem como, a comparação dos valores obtidos para tais parâmetros com aqueles registrados na literatura.

Geologia da Área de Estudo

A Bacia do Recôncavo localiza-se no nordeste do Brasil, no estado da Bahia e consiste em uma das principais províncias petrolíferas do país. Tal bacia ocupa uma área de aproximadamente 11.500 Km² e de acordo com Milhomem et al. (2003), consiste em uma bacia intracratônica do tipo meio-graben que foi preenchida com sedimentos do Jurássico, do Cretáceo Inferior e do Tércio-Quaternário. Essa bacia é limitada a norte e noroeste pelo Alto de Aporá, no sul, pelo sistema de falhas da Barra, a oeste, pela falha de Maragogipe e a leste, pelo sistema de falhas de Salvador (Figura 1).



Figure 1: Localização limítrofe e arcabouço estrutural da Bacia do Recôncavo. Mapa extraído de Milhomem et al. (2003)

A formação da Bacia do Recôncavo estaria relacionada ao processo de rifteamento que culminou na fragmentação do paleocontinente de Gondwana e na abertura do oceano Atlântico. A arquitetura básica da bacia é caracterizada pela ocorrência de um meio-graben com orientação preferencial NE-SW e falhas de borda a leste da estrutura (Sistema de falhas de Salvador). A formação do sistema de grabens das bacias brasileiras esta associada a seqüências detríticas de natureza

continental, marinha, lacustre e de golfo. Na Bacia do Recôncavo, as seqüências sedimentares depositadas são oriundas do continente e de lagos, com idades neo-jurássica e neo-cretácea (Viana et al. (1971)). As rochas sedimentares que compõe a bacia da base ao topo são as seguintes: Formações Afligidos, Aliança, Sergi, Itaparica, Água Grande, Candeias, Maracangalha, Salvador, Marfim, Pojuca, Taquipe, São Sebastião, Marizal e Barreiras (Figura 2).

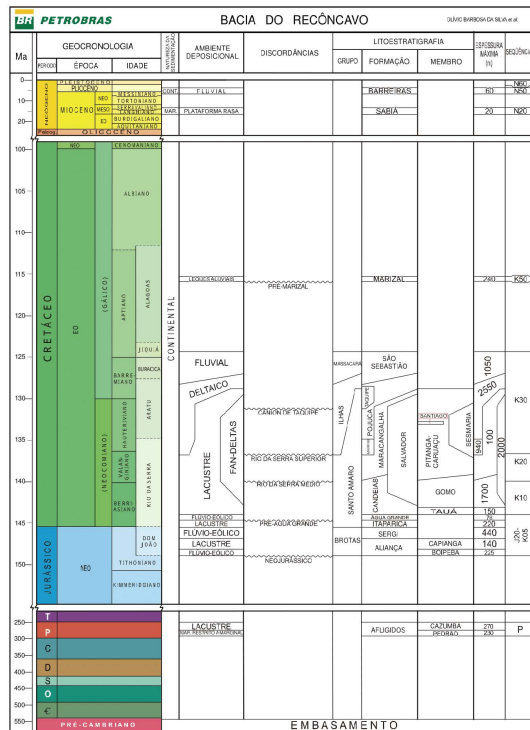


Figure 2: Carta estratigráfica da Bacia do Recôncavo. Modificado de Silva et al. (2007).

Os principais reservatórios de natureza siliclástica da bacia do Recôncavo estão associados às formações com fácies fluvio-eólicas: Formações Aliança, Sergi e Água Grande, às formações de fácies deltaicas : Marfim e Pojuca e às formações Candeias e Maracangalha associada à fluxos gravitacionais.

No que concerne a Formação Água Grande, segundo Cortez(1996), tal formação teria sido depositada em clima árido em uma planície aluvial extensa, na qual não teria ocorrido falhamentos durante a deposição dos detritos. Essa planície posteriormente subsidiu e foi inundada com a mudança climática para um clima mais úmido. De modo geral, a Formação Água Grande possui geometria em lençol com espessura variável de 1 a 50 m. Ela é composta por arenitos ricos em quartzos cinza-esbranquiçados a cinza-esverdeados, divididos em duas fácies: uma fluvial e outra eólica. Sua fácies fluvial é caracterizada por arenitos de granulometria grossa, pobremente selecionada, com boa permo-porosidade e ocorrências de estratificações cruzadas. A fácies eólica é constituída por arenitos de granulometria fina a média, também com boas características permo-porosas. Tanto a fácies fluvial, quanto a fácies eólica apresenta pouca cimentação.

Petrofísica

As rochas são meios porosos naturais de porosidade intergranular, intragranular e de fissuras, que podem armazenar e transmitir quantidades significativas de hidrocarbonetos, águas subterrâneas e outros fluidos. As rochas sedimentares são resultantes dos processos de intemperismo, erosão e transporte de detritos pelo fluxo de fluidos na superfície (Lima (2014)). Os componentes estruturais desse tipo de rocha são o arcabouço, a matriz e o cimento. O arcabouço sustenta a estrutura da rocha, sendo formado por grãos de diferentes tamanhos. A matriz compreende o material mais fino e o cimento é o precipitado químico que fecha os espaços vazios (poros). Os parâmetros estruturais relativos à disposição dos espaços porosos e ao fluxo dos fluidos no interior das rochas são fundamentais para avaliação do potencial exploratório dos reservatórios. Porosidade efetiva, permeabilidade, saturação, pressão capilar, volume total de fluidos, tortuosidade e molhabilidade são algumas das propriedades petrofísicas mais utilizadas para descrever as características dos reservatórios. Para obter informações sobre tais propriedades, nas investigações geofísicas faz-se necessário estudar, sobretudo, a variação de propriedades elétricas, radioativas e/ou acústicas.

Porosidade e Permeabilidade

A porosidade é uma característica essencial para caracterizar o potencial de armazenamento de fluidos no interior da rocha. Ela é uma grandeza adimensional que caracteriza a quantidade de espaços vazios no elemento de volume rochoso. Segundo Lima (2014), é possível distinguir três tipos de porosidade: a porosidade total, porosidade interconectada e a porosidade efetiva. A porosidade total é definida pela razão entre o volume de todos os vazios presentes na rocha e o volume total da rocha. A porosidade interconectada é a razão entre o volume de vazios interconectados e o volume total da rocha. Por sua vez, a porosidade efetiva consiste na razão entre o volume de vazios disponível para fluidos livres e o volume total da rocha. Referente à avaliação dos reservatórios, a porosidade efetiva é fundamental, pois caracteriza a quantidade de fluido disponível para extração.

No que concerne à habilidade de extrair fluidos dos poros, outra importante propriedade associada ao potencial dos reservatórios é a permeabilidade ou condutividade hidráulica. De acordo com Darcy (1856), a vazão de escoamento da água é diretamente proporcional à área transversal do meio. Considerando meios granulares não consolidados, Darcy (1856), estabeleceu a seguinte equação empírica para relacionar a velocidade de fluxo do fluido e permeabilidade:

$$u = -\frac{\kappa}{\mu} \frac{\partial p}{\partial x} \tag{1}$$

Nessa expressão (1), u é a velocidade superficial do fluxo, μ é a viscosidade do fluido, κ é a permeabilidade absoluta e ∂p/∂x é o gradiente de pressão do fluido. Assim, a permeabilidade pode ser definida como a capacidade de percolação e armazenamento de um fluido sujeito a um gradiente de pressão. A permeabilidade

depende da porosidade efetiva, da estrutura do espaço poroso e, como descrito na equação (1), da viscosidade do fluido que satura a rocha.

Propriedades Elétricas das Rochas

Na geofísica, a condutividade elétrica ou seu inverso, a resistividade, é bastante utilizada na avaliação da capacidade de armazenamento dos reservatórios. A condutividade expressa a habilidade do material em conduzir correntes elétricas no seu interior. A importância dessa propriedade sobre o estudo das características de um reservatório é decorrente, sobretudo, do fato da facilidade de conduzir corrente elétrica no interior da rocha apresentar relação direta com a porosidade, os fluidos que saturam a formação e os sais dissolvidos nesses fluidos.

Archie et al. (1942) estabeleceu uma equação empírica, mundialmente conhecida como Lei de Archie (Eq. 2), que descreve a relação entre resistividade da rocha (ρ_t), resistividade do fluido (ρ_w), porosidade (Φ), saturação da rocha (S_n^m) e índice de cimentação (m). Nesse mesmo trabalho, Archie definiu uma constante de proporcionalidade entre a resistividade da rocha 100% saturada com o eletrólito e a resistividade desse eletrólito. Essa constante foi denominada de Fator de formação (F) e esta descrita na equação 3:

$$\rho_t = \frac{\rho_w}{\Phi^m S_n^m} \text{ sendo que,} \quad (2)$$

$$F = \frac{1}{a\Phi^m}. \quad (3)$$

Na expressão 3, a constante "a" depende da porosidade e do teor de argila.

Desde de que Archie et al. (1942) propôs o modelo de condutividade que culminou na obtenção da chamada Lei de Archie, diversos autores tem desenvolvido experimentos para avaliar a influência do teor de argila e outros minerais condutivos sobre as medidas de resistividade (ou condutividade) das rochas. De modo geral, os resultados obtidos com esses estudos demonstram que a condutividade da rocha aumenta com o teor de argila.

Resultados e Discussões

Metodologia Laboratorial

Nessa pesquisa foram utilizadas 17 amostras de arenitos das fácies eólica e fluvial da Formação Água Grande, coletadas em afloramentos na Bacia do Recôncavo ao longo da BR-101, próximo da cidade de Alagoinhas, Bahia, Brasil. Estas amostras foram submetidas a uma avaliação via medidas elétricas e de volume poroso realizadas no Laboratório de Petrofísica do Centro de Pesquisa em Geofísica e Geologia (CPGG) da UFBA.

As medidas de volume poroso foram realizadas com um equipamento convencional para medidas de porosidade total, o Ultra-pycnometer 1000, fabricado pelo Quantachrome, que tem como princípio físico a injeção de gás hélio nas amostras. Para medidas dos parâmetros elétricos, por sua vez, foi utilizado o equipamento ARS-300, fabricado pela CoreLab Instruments (Figura 3), que faz uso de quatro eletrodos: dois eletrodos de injeção

de corrente e outros dois para medição de potencial em contato com as amostras saturadas. Para isso utilizamos também o método das múltiplas salinidades, o que levou a necessidade de saturação dessas amostras com seis soluções de cloreto de sódio (NaCl) com diferentes concentrações molares: 0.01N, 0.1N, 0.5N, 1N e 2N.



Figure 3: Equipamento de medidas elétricas ARS-300.

Como o cálculo da porosidade e da resistividade dependem da geometria das amostras (Eq. 4 e 5), foi realizado o redimensionamento do conjunto de amostras utilizadas a fim de que essas, adquirissem uma geometria cilíndrica regular, em média com 2,45 cm de diâmetro e comprimento equivalente a 7 cm.

A expressão 4, mostra a relação da resistividade (ρ) e da impedância resistiva (Z) com a área da seção transversal (A) e o comprimento da amostra (l):

$$\rho = Z \frac{A}{l}. \quad (4)$$

Nessa expressão (5), representa a relação entre a porosidade total (ϕ_t), o volume do espaço poroso (ΔV_v) e a o volume total da rocha (ΔV_t):

$$\phi_t = \frac{\Delta V_v}{\Delta V_t} 100. \quad (5)$$

Antes das realizações das medidas e após o seu redimensionamento, a técnica de Dean-Stark foi utilizada para a limpeza das amostras. Nesse processo de limpeza usou-se como solvente o metanol, que foi constantemente destilado, condensado e distribuído na parte superior da amostra. O processo de destilação para cada grupo de amostras durou em média cinco horas. Posteriormente, as amostras foram aquecidas até 100°C por um período de duas horas para evaporar os resíduos do solvente usado durante a limpeza e colocadas em um dessecador para atingir a temperatura ambiente.

As medidas dos parâmetros elétricos são diretamente influenciadas pelo teor de saturação. O princípio de funcionamento do equipamento parte do pressuposto de que as amostras estão 100% saturadas, de modo que, caso isso não ocorra, aumenta as chances de se obter resultados discrepantes. No laboratório, as amostras foram saturadas utilizando uma bomba de vácuo e a dessaturação foi realizada por secagem em estufa.

Análise das Medidas Elétricas

Uma vez obtido os valores de impedâncias resistivas das amostras, utilizamos a expressão 4 para o calculo dos valores de resistividade e seu inverso, a condutividade.

Nos gráficos das figuras 4 e 5 é possível observar a variação da condutividade dos arenitos argilosos em função da condutividade da solução de saturação. Nessas figuras, nota-se que existe uma região do gráfico na qual a curva apresenta uma tendência a horizontalização e outra onde tal curva apresenta uma tendência linear e crescente, respectivamente, para baixos e altos valores de condutividade da solução.

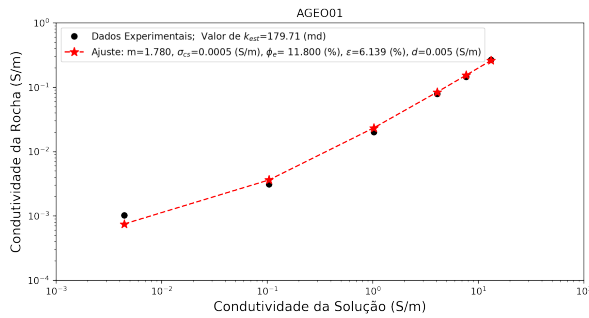


Figure 4: Formação Água Grande ambiente eólico: Amostra EO-01.

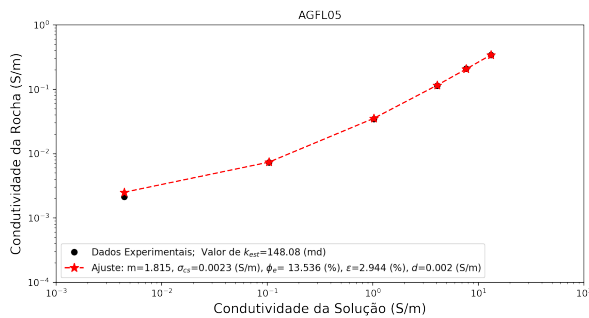


Figure 5: Formação Água Grande ambiente Fluvial: Amostra FL-05.

Na região onde os valores de condutividade da solução são baixos e a curva tende à horizontalização (padrão linear aproximadamente constante) predomina a influência das argilas sobre a condutividade, mais especificamente da componente associada a interação eletroquímica na interface sólido-líquido. Já na região onde a curva tem tendência crescente (região de Archie), a componente da condutividade predominante é a condutividade eletrolítica intrínseca, por isso, a condutividade da amostra torna-se diretamente proporcional a condutividade da solução.

A equação empírica desenvolvida por Lima e Niwas (2000), equação 6, estabelece que a relação entre a condutividade da rocha e condutividade do eletrólito depende do índice de cimentação, porosidade efetiva, condutividade da matriz e teor de argila. Na equação 6 e (7), σ_o é condutividade da formação, σ_w é condutividade do eletrólito, σ_{cs} é condutividade da matriz, m é o índice

de cimentação, Φ_e é a porosidade efetiva e F é fator de resistividade da formação.

$$\sigma_o = [\Phi_e \sigma_w^m + (1 - \Phi_e) \sigma_{cs}^m] e \tag{6}$$

$$F = \Phi_e^{-m}. \tag{7}$$

Tomando inicialmente como referência o valor médio do índice de cimentação utilizado na Bacia do Recôncavo ($m = 1,83$) e os ajustes mínimos quadrados na porção linear e não linear das curvas obtidas, derivamos os parâmetros m , σ_{cs} e Φ_e que melhor ajustam a curva do modelo (eq. 6) aos dados experimentais.

A figuras 4 e 5 mostram as curvas de ajustes obtidas para amostras de fácies eólica (AGEO) e fluvial (AGFL), os valores de m , σ_{cs} e Φ_e utilizados no modelo ajustado, bem como, o erro relativo percentual (ϵ) e o desvio padrão (d) associados aos resultados. Os valores dos erros e desvios, geralmente, ficaram abaixo, respectivamente, de 15% e 0.01.

Lima e Niwas (2000) ao tratar o meio poroso granular como um arranjo de canais capilares forneceu um modelo estatístico que viabilizou a associação dos parâmetros elétricos com a permeabilidade, conforme a equação 8:

$$K = \alpha_o \left(\frac{\Phi_e^{m-1+\frac{1}{q}}}{1 + \gamma_c \cdot \sigma_{cs}} \right)^q. \tag{8}$$

A partir dos valores de referência encontrados por esses autores para as constantes α_o (180,015 md), γ_c (100 m/s) e q (2,78), bem como dos valores de m , σ_{cs} e Φ_e obtidos do ajuste da equação 6, foi gerada uma estimativa da permeabilidade (K_{est}) para estas amostras. Os valores médios de m , σ_{cs} , Φ_e e K_{est} para as amostras AGEO foram, respectivamente, 1,7718, $8,42 \times 10^{-4} S/m$, 11(%) e 146,21(mD). Enquanto, que os das amostras AGFL foram iguais a 1,8157, $1,78 \times 10^{-3} S/m$, 11,33(%) e 136,63(mD). Como os arenitos associados a fluxos eólicos caracterizam-se na teoria por uma seleção granulométrica melhor do que os arenitos associados a fluxos fluviais, os valores de permeabilidade, índice de cimentação e condutividade da matriz obtidos para as fácies são coerentes. Uma vez que, os arenitos de fácies eólica são melhores selecionados e tem menor índice de cimentação, tais amostras tendem a transmitir fluido mais facilmente e assim possuem maior permeabilidade que os arenitos da fácies fluvial. O valor médio de porosidade efetiva das amostras AGFL levemente maiores que aquele das amostras AGEO, por sua vez, pode ser resultado de erros associados as medidas elétricas (em decorrência por exemplo da saturação incompleta de amostras) que foram utilizadas para derivar os valores dos demais parâmetros petrofísicos.

A análise das petrofácies estabelece uma relação entre porosidade, permeabilidade e raio médio das gargantas de poros e consiste em uma importante ferramenta utilizada na avaliação da qualidade de reservatórios (Romero et al.(2002)). Os resultados obtidos nesse trabalho indicam que as amostras analisadas da formação Água Grande são classificadas como mesaporsosas e de permeabilidade baixa. Estes resultados podem ser observados nas figuras 6 e 7.

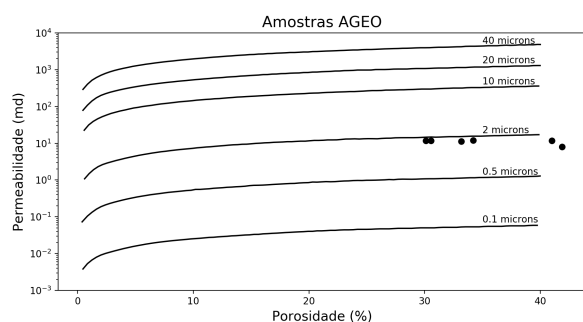


Figure 6: Petrofácies : Formação Água Grande ambiente Eólico.

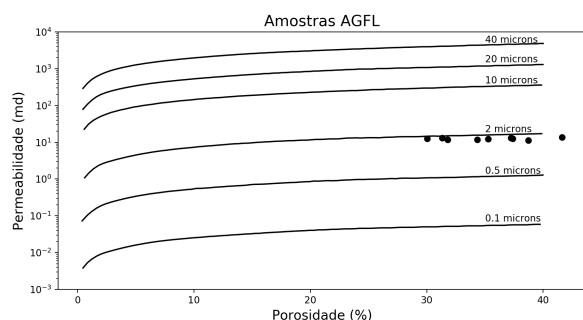


Figure 7: Petrofácies : Formação Água Grande ambiente Fluvial.

Conclusões

Medidas elétricas foram realizadas para obter parâmetros petrofísicos de amostras de afloramentos da Formação Água Grande, um dos principais reservatórios da Bacia do Recôncavo, Bahia, Brasil. Os valores de permeabilidade, porosidade efetiva, índice de cimentação e condutividade da matriz obtidas nesse trabalho são coerentes com valores obtidos na literatura para reservatórios arenos-argilosos e assim tais resultados podem ser utilizados para avaliar qualitativamente e quantitativamente o potencial exploratório associado a esse tipo de reservatório de natureza clástica.

Referências

Archie, G. E. et al. (1942) The electrical resistivity log as an aid in determining some reservoir characteristics, *Transactions of the AIME*, 146(01):54-62.

Bussian, A. E. (1983) Electrical conductance in a porous media, *Geophysics*, 24:1258-1268.

Clavier, C.; Coates, G. and Dumanoir, J. (1984) Theoretical and experimental bases for the dual water model for the interpretation of shaly sands, *SPE Journal*, 4:153-168.

Cortez, M. M. M. (1996). Análise geoestatística da geometria externa dos reservatórios fluvial e eólico da Formação Água Grande, área central da Bacia do Recôncavo. Campinas. 104p. Dissertação de Mestrado. Instituto de Geociências, Universidade Federal de Campinas.

Darcy, H. (1856) *Les fontaines publiques de la ville de*

Dijon: exposition et application. Victor Dalmont.

Lima, O. A. L.; Clennell, M. B.; Nery, G. G. and Niwas, S. (2005) A volumetric approach for the resistivity response of freshwater shaly sandstones, *Geophysics*, 70:F1-F10.

Lima, O. A. L. and Niwas, S. (2000) Estimation of hydraulic parameters for shaly sandstone aquifers from geoelectrical measurements, *Journal of Hydrology*, pp. 12-26.

Lima, O. A. L. and Sharma, M. M. (1990) A grain conductivity approach to shaly sands, *Geophysics*, 55:1347-1356.

Lima, O. A. L. and Sharma, M. M. (1992) A generalized Maxwell-Vagner theory for membrane polarization in shaly sands, *Geophysics*, 57:789-799.

Lima, O. A. (2014) *Propriedades Físicas das Rochas*, SBGf, Rio de Janeiro.

Milhomem, P.; Maman, E.; Oliveira, F.; Carvalho, M. e Lima, W. (2003) Bacias sedimentares brasileiras: Bacia do Recôncavo, *Fundação Paleontológica Phoenix*, 5(51).

Silva, O. B.; Caixeta, J. M.; Milhomem, P. S. e Kosin, M. D. (2007) Bacia do Recôncavo, *Boletim de Geociências da PETROBRAS*, 15(2):423-431.

Viana, C. F.; Gama, J. E. G.; Simões, I. A.; Moura, J. A.; Fonseca, J. R. and Alves, R. J. (1971) Revisão estratigráfica da Bacia do Recôncavo/tucano, *Boletim Técnico Petrobras*, 14:157-192.

Waxman, M. H. and Smits, L. J. M. (1968) Electrical conductivities in oil-bearing shaly sands, *SPE Journal*, 8:107-122.

Agradecimentos

Este trabalho faz parte da Rede de P&D em Gás Não Convencional no Brasil (GASBRAS) patrocinado pela FINEP (Financiadora de Estudos e Projetos), que nos deu o suporte financeiro e os recursos necessários para o desenvolvimento dessa pesquisa.