



2º CONGRESSO BRASILEIRO DE P&D EM PETRÓLEO & GÁS

CARACTERIZAÇÃO DE UM FOLHELHO DA BACIA DE CAMPOS A PARTIR DE PERFILAGEM DE POÇOS E ENSAIOS DE LABORATÓRIO

Claudio Rabe¹, Ewerton M. P. de Araújo¹, Karina V. B. Gaggiotti¹, Sérgio A. B. da Fontoura¹

¹ Departamento de Eng. Civil, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rua Marquês de São Vicente 225, Gávea, Rio de Janeiro, rabe@civ.puc-rio.br, ewpi@civ.puc-rio.br, fontoura@civ.puc-rio.br.

Resumo – Problemas de instabilidade são encontrados durante a perfuração através de folhelhos, onde, tais problemas são o maior fator responsável pelo aumento de custos que ocorrem durante a perfuração de poços de óleo e gás. Tais problemas são creditados, em geral, à interação entre os fluidos de perfuração e as referidas rochas. Para um maior entendimento dos fenômenos de interação entre a rocha e o fluido de perfuração é necessário, primeiramente, que se tenha uma descrição completa destas rochas, tanto do ponto de vista dos seus constituintes individuais quanto da sua microestrutura.

A caracterização do folhelho é de vital importância para a análise de seu potencial de reatividade. De um modo geral, esta caracterização é feita em laboratório utilizando amostras provenientes de testemunhos. No presente trabalho foi realizada também a caracterização a partir dos resultados obtidos da perfuração. O objetivo do presente trabalho é descrever uma metodologia que integre os resultados de campo e de laboratório para a caracterização de folhelhos.

Uma análise comparativa é feita utilizando os dados de perfis de Raios Gama (para a identificação de folhelhos), perfis Sônicos e Neutrônicos com resultados de ensaios de caracterização realizados em laboratório. O estudo demonstra que ensaios laboratoriais são importantes para auxiliar na interpretação dos dados obtidos através dos perfis.

Palavras-Chave: perfuração de poços; ensaios de laboratório; caracterização, folhelhos.

Abstract – Problems encountered while drilling shale formations are a major factor in the cost of oil and gas wells. In general, these problems are credited to the interaction between the drilling fluid and the rock. In order to understand the complex elements of such an interaction, it is necessary a complete description of shales including both its individual constituents and its microstructure.

The shale characterization is essential for the analysis of reactivity potential. In general, this characterization is realized at laboratory using undisturbed samples. In the present paper was conducted a characterization by data obtained too from logs. The objective of the present work is to describe a methodology that integrates the results that came from lab and logs to characterize shales.

A comparative analysis was made using the data from gamma ray (to the identification of shales), sonic and neutronic with results of characterization tests realized in laboratory. The study demonstrated that lab tests are important to facilitate the interpretation of well logs.

Keywords: well logs; laboratory tests; characterization; shales.

1. Introdução

A caracterização de folhelhos tem como objetivo auxiliar na previsão de instabilidades, geradas pelas interações entre os fluidos de perfuração e a formação argilosa, que podem ocorrer quando operações de perfuração de poços de petróleo atravessam pacotes destas rochas. Os problemas de instabilidade em poços de petróleo, em média, são responsáveis por 20 a 30% dos custos de perfuração e, dentre estes problemas, 80 a 90% ocorrem quando os aparatos de perfuração atravessam folhelhos (Bol et al., 1992).

O processo de instabilidade de poços é o resultado de fenômenos físico-químicos (Rabe et al., 2002a) e mecânicos (Tan et al., 1997) que ocorrem durante e após a perfuração. Esta interação pode mudar a magnitude das tensões da formação ao redor do poço, gerar excesso de poropressões, hidratar os argilominerais e aumentar o teor de umidade da formação, que podem conduzir a uma perda das ferramentas e até ao fechamento do poço.

Estes fenômenos são governados por fatores inerentes à rocha, às propriedades do fluido de perfuração, às condições de contorno e ao processo mecânico de perfuração. As informações usualmente disponíveis para o estudo das características dos folhelhos são obtidas através de amostras preservadas e de calha, que podem ser analisadas em laboratório. As amostras de calha são fragmentos de rochas originados pelo rompimento da formação no avanço da broca durante a perfuração. Estas amostras não são totalmente representativas da formação devido ao descarregamento total de tensões que sofreram, às interações processadas durante o contato com o fluido de perfuração e também a possíveis modificações durante o manuseio, transporte e armazenagem. Elas são obtidas ao longo do poço, sendo de profundidade referencial. Já os testemunhos, são amostras preservadas, portanto bastante representativos da formação. Eles são retirados a profundidades pré-determinadas, gerando informações pontuais do poço.

Os perfis de poço são medidas das características da formação (elétricas, acústicas e radioativas) obtidas pelo deslocamento ascensional, constante e uniforme de uma sonda. A interpretação dos perfis de poço permite uma avaliação da formação em intervalos maiores e em condições reais do poço. No entanto, a sua aplicação requer informações adicionais, tais como informações da área estudada (estudos geológicos, geofísicos, informações de poços vizinhos), características das ferramentas de perfuração (tipo, precisão, grau de alcance) e as condições em que foram realizadas (condições do poço e características do fluido de perfuração).

O objetivo do presente trabalho é o de descrever uma metodologia para a caracterização de folhelhos a partir de ensaios de laboratório e perfuração de poços. Inicialmente serão descritas as características das formações obtidas durante a perfuração, sendo em seguida, apresentadas as características obtidas durante os ensaios de laboratório, cuja execução foi fundamental para ajudar na interpretação correta dos resultados dos perfis de poço.

2. Perfilagem de poços

Para a interpretação dos perfis de poços foram utilizadas as informações disponíveis do perfil de Densidade (Walsh et al., 1993), Raios Gama (Schlumberger, 1998) e Neutrônico (Gaggiotti, 1999). A análise dos perfis foi realizada através de gráficos e formulações analíticas desenvolvidas pela Schlumberger (1987, 1989). A fim de caracterizar a formação pertencente à Bacia de Campos (Rabe et al., 2002b), a perfilagem identificou as seguintes propriedades do folhelho: densidade, litologia, mineralogia, porosidade e teor de umidade.

2.1. Identificação das camadas de folhelhos

No processo de interpretação, primeiramente foram editados os perfis de Caliper (Figura 1- esquerda) para a verificação das condições do poço, seguido da identificação das camadas de folhelho pelo perfil de Raios Gama (Figura 1 - direita). O perfil de Raios Gama (Quirien et al., 1962) mede a radioatividade natural das formações. Este perfil reflete o conteúdo de seqüências argilosas em virtude das concentrações de elementos radioativos presentes nos minerais argilosos dos folhelhos. As medidas de perfis são expressas em unidade padrão de API, que é a medida da radioatividade de uma rocha padrão com quantidades determinadas de tório, urânio e potássio.

Observa-se, a partir do resultado do perfil de Caliper, que as paredes do poço encontram-se em boas condições de preservação, pois a variação (em polegadas) ao longo de quase todo o perfil, mostrou-se pequena. Como na região não foram identificados dolomitas radioativas e fosfatos, as respostas elevadas de raios gama naturais (em torno de 100 API) evidenciaram que a rocha perfilada é rica em minerais de argila, o que seria um indicador da presença do folhelho.

2.2. Determinação da Densidade, Litologia e Mineralogia

A densidade, litologia e a mineralogia foram obtidas através dos perfis de Densidade-Fator Fotoelétrico e do gráfico de Identificação da Matriz, pertencentes ao sistema gráfico MID (Matrix Identification Plot CP-15), o qual utiliza os valores de densidade da matriz aparente (ρ_{maa}) e tempo de trânsito da matriz aparente (Δt_{maa}). Estes, por sua vez, são obtidos através dos gráficos CP-12, CP-14a ou CP-14b (Schlumberger, 1989), utilizando, respectivamente, as respostas dos perfis Densidade, Sônico e Neutrônico. A vantagem deste sistema gráfico é que as posições dos pontos mais comuns: calcário, arenito, dolomita e anidrita permanecem inalterados para qualquer tipo de fluido de perfuração, ferramenta de perfuração neutrônica ou porosidade. O gráfico de Densidade (ρ_b) - Fator Fotoelétrico (Pe) é um bom indicador do tipo de matriz, pois além de obter a densidade da formação, com o auxílio do gráfico CP-16 (Schlumberger, 1989), identifica também a matriz de várias categorias sedimentares. A Figura 2 (esquerda), que

apresenta o gráfico de Densidade-Fator Fotoelétrico, indica que a rocha é constituída essencialmente por carbonato de cálcio (calcário).

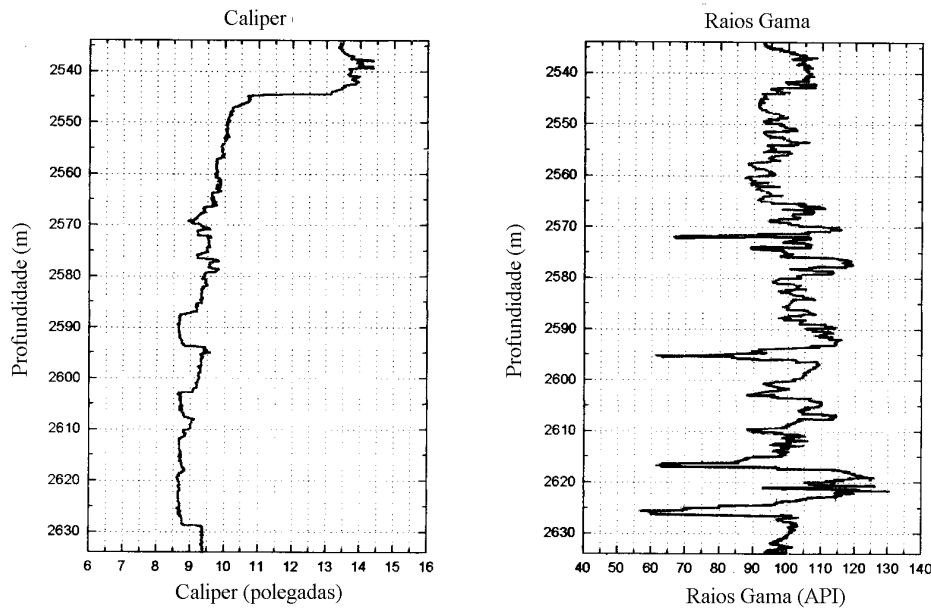


Figura 1. Perfis de Caliper (esquerda) e Raios Gama (direita).

O gráfico de Identificação da Matriz (Figura 2 - direita) proveniente do CP 21 (Schlumberger, 1989), permite determinar as proporções mineralógicas da matriz no triângulo quartzo, calcita, dolomita ou no triângulo anidrita, sal e dolomita. Os resultados, também presentes na mesma figura, indicaram uma pequena concentração de pontos próximos às regiões dos argilominerais (caulinita e illita), porém, grande parte se aproximou da anidrita e da calcita.

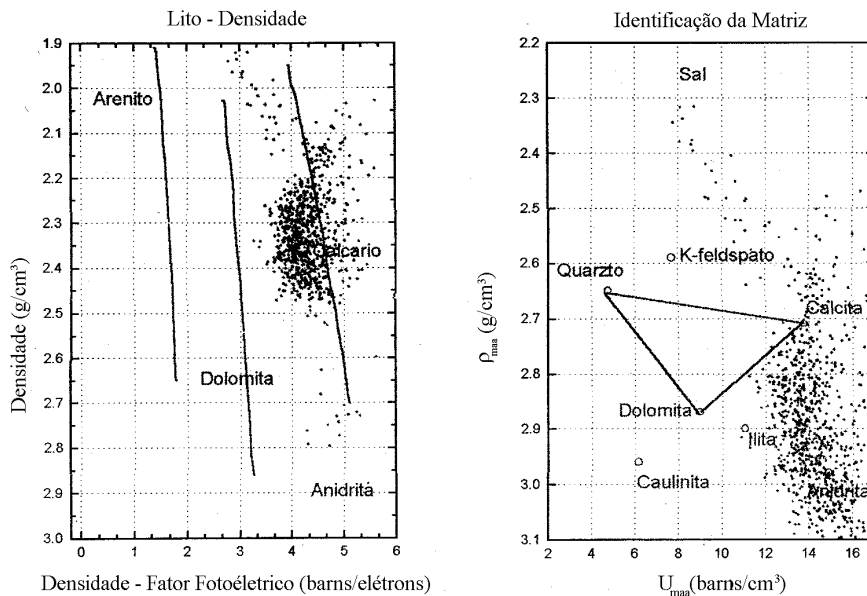


Figura 2. Gráficos de Lito-Densidade (esquerda) e de Identificação da Matriz do folhelho estudado (direita).

Os resultados indicaram também que a densidade da formação, obtida a partir do perfil de Densidade-Fator Fotoelétrico, variou para a maioria dos pontos estudados entre 2,20 a 2,47g/cm³. Já pelo perfil de Identificação da Matriz, a densidade dos grãos apresentou-se maior, variando para a maioria dos pontos, entre 2,80 a 3,05g/cm³.

2.3. Determinação da Porosidade e Teor de Umidade

Os perfis Neutrônico, Densidade e Sônico frequentemente são expressos em unidades de porosidade, baseados na litologia do calcário ou do arenito. Para rochas com outra litologia, a porosidade pode ser determinada a partir da correção destes perfis para a matriz identificada, obtida através dos gráficos Por-13a e Por-13b (Schlumberger, 1989).

No caso de litologias complexas, com dois ou mais minerais constituindo a matriz, como é o caso dos folhelhos, a determinação da porosidade requer a combinação de pares de perfis como Densidade-Neutrônico, Sônico-Neutrônico e Sônico-Densidade, uma vez que estes respondem indistintamente à porosidade, além da litologia, do fluido dos poros e do tamanho dos poros.

Para a determinação da porosidade do folhelho, partiu-se inicialmente da quantificação do volume de argila pelos pares de perfis de Densidade e Neutrônico. Em seguida, aplicou-se a Equação 1 (Schlumberger, 1989), para compensar o efeito da argilosidade, já que o perfil Neutrônico deriva de uma porosidade muito maior que a verdadeira, pois ela contabiliza o hidrogênio da água absorvido pelos minerais de argila como parte da porosidade.

$$V_{sh} = GR - GR_{min} / GR_{sh} - GR_{min} \quad (1)$$

onde: V_{sh} é o volume de argila, GR são os Raios Gama lidos, GR_{min} são os Raios Gama da rocha limpa e GR_{sh} são os Raios Gama do folhelho.

Para plotar o gráfico de teor de umidade, foi utilizado o perfil de Porosidade e a densidade dos grãos derivada dos perfis. A Figura 3 mostra os resultados dos perfis de Porosidade (esquerda) e Teor de Umidade (direita) do folhelho estudado. Os resultados do perfil de Porosidade indicam que o folhelho possui, para a grande parte do trecho perfilado, porosidade total situada entre 20 e 30%.

O perfil de teor de umidade foi determinado sob a suposição de que a rocha estava totalmente saturada de água, obtido através de expressões clássicas de mecânica dos solos (Lambe e Whitman, 1979). A curva de teor de umidade apresenta a mesma forma que a curva da porosidade, possuindo, para a grande parte do trecho perfilado, valores entre 10 e 17%.

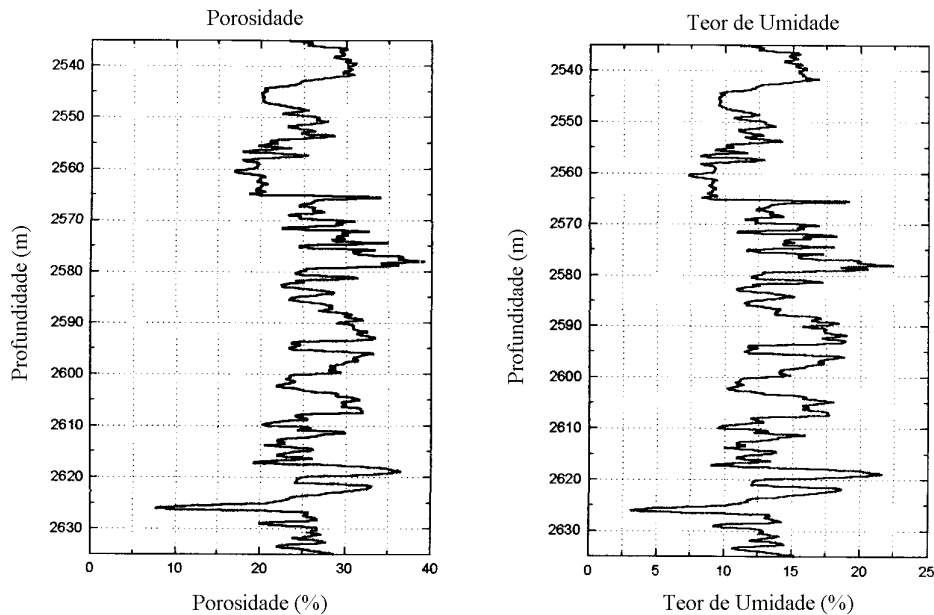


Figura 3. Perfil de Porosidade (esquerda) e Teor de Umidade (direita) do folhelho.

3. Ensaio de Laboratório

Os ensaios de laboratório foram realizados tanto para obter as propriedades específicas dos folhelhos que atualmente ainda não podem ser obtidas diretamente através de perfis, quanto para comprovar os valores obtidos *in situ*. As amostras foram retiradas a uma profundidade média de 2587m.

3.1. Análise Granulométrica

Na análise granulométrica, cujos resultados estão apresentados na Tabela 1, mostram que a rocha é predominantemente siltosa, com fração argila em torno de 30%. Esta rocha é classificada, segundo a indústria de petróleo, como folhelho, por apresentar uma estrutura laminar bem definida, por possuir fissilidade e fração argila entre 15 e 100% (Durant et al., 1995).

Tabela 1. Análise granulométrica do folhelho estudado.

Areia (%)	Silte (%)	Argila (%)
14	57	29

3.2. Composição e Distribuição Mineralógica

A identificação dos minerais presentes no folhelho estudado foi obtida através de métodos de difração de Raios-X e a composição química do folhelho foi obtida através das quantidades dos óxidos presentes na rocha pela técnica da fluorescência de Raios-X. A Tabela 2 apresenta um resumo da composição mineralógica do folhelho estudado. O resultado indica que o folhelho possui em torno de 23% de fração argila, sendo que 80% corresponde ao interstratificado illita-esmectita. A mineralogia indicou também a presença de 30% de calcita. Em função do elevado teor de carbonato de cálcio, este folhelho pode ser classificado, segundo Pettijohn (1975), como um folhelho calcífero.

Tabela 2. Análise semi-quantitativa da mineralogia do folhelho (da Fontoura et al., 2002a).

Fração total (%)						
Quartzo	Calcita	Dolomita	K-feldspato	Ca-plagioclásio	Pirita	Fração argila
21	30	0	8	12	5	23
Fração argila (%)						
Illita/esmectita irregular		Illita	Clorita	Caulinita		
80		12	1	6		

3.3. Teor de Carbono Orgânico, Carbonato de Cálcio e Sulfatos

O teor de matéria orgânica foi obtido pelo método da perda por aquecimento, que consiste, basicamente, na secagem da amostra em uma mufla a 400°C, durante 5 horas ou até atingir a constância de peso. A matéria orgânica presente na rocha resulta, principalmente, de animais marinhos. O resultado mostra que o percentual em peso, de carbono orgânico não é expressivo, podendo-se classificar a rocha como não orgânica.

Os carbonatos foram obtidos por acidimetria com H_2SO_4 em presença da fenolftaleína como indicador, e os sulfatos por precipitação em presença de cloreto de bário ($BaCl_2$) e determinação gravimétrica. Os resultados do teor de carbono orgânico, carbonato e sulfato estão apresentados na Tabela 3.

O teor de carbonato de cálcio situou-se em torno de 25%, reafirmando a classificação da rocha como calcífera. Em relação ao sulfato, seu teor situou-se em torno de 0,5%. Este teor está relacionado com a composição da matriz da rocha e do fluido dos poros. Estes resultados estão presentes em da Fontoura et al. (2002b). Os resultados do teor de carbono orgânico, carbonato e sulfato estão apresentados na Tabela 3.

Tabela 3. Teor de matéria orgânica, carbonato de cálcio e sulfato.

Matéria orgânica (%)	Carbonato de cálcio (%)	Sulfato (%)
0,75	24,9	0,5098

3.4. Propriedades Físicas

A determinação do teor de umidade foi obtida pela secagem da amostra a 105°C por um período de 24 horas, como recomenda a ISRM, e a densidade específica dos grãos da rocha foi determinada através do ensaio com o picnômetro, como preconiza a ABNT. Os índices físicos foram obtidos através de expressões clássicas da mecânica dos solos (Lambe e Whitman, 1979).

Os resultados apresentados na Tabela 4 indicam que o folhelho apresenta alta porosidade e baixo teor de umidade e índice de vazios. Além disto, pode-se observar que a amostra encontrava-se praticamente saturada, o que indica que a amostra não sofreu uma perda de umidade nativa muito expressiva durante a recuperação dos testemunhos e posterior armazenamento. Esta perda de saturação pode ser atribuída à relaxação poroelástica ocorrida durante a recuperação dos testemunhos.

Tabela 4. Propriedades físicas.

Teor de umidade (%)	Densidade (g/cm^3)	Grau de Saturação (%)	Índice de vazios	Porosidade (%)
7,30	2,69	95	0,21	17,4

4. Conclusões

No presente trabalho foram aplicados, para fins de caracterização de folhelhos, procedimentos de análise de perfis usados convencionalmente para rochas reservatórios. Eles foram realizados a partir de gráficos, ábacos e formulações analíticas propostas pela Schlumberger. Foram obtidos a porosidade, teor de umidade, densidade, litologia e mineralogia da formação.

O gráfico de Densidade-Fator Fotoelétrico indica que o folhelho é rico em carbonato de cálcio, o que gerou um comportamento similar ao de um calcário. O gráfico de Identificação da Matriz indicou uma pequena concentração de

pontos próximos às regiões dos argilominerais (caulinita e illita) e uma grande próxima da anidrita e da calcita. Os resultados indicam também que a densidade, obtida pelo perfil de Densidade-Fator Fotoelétrico apresentou-se entre 2,20 a 2,47 g/cm³. Já pelo perfil de Identificação da Matriz, a densidade dos grãos apresentou-se maior e mais próxima da densidade obtida em laboratório.

A curva de teor de umidade apresenta a mesma forma que a curva da porosidade e possui valores entre 10 e 17% e a porosidade entre 20 e 30%, valores estes maiores, porém próximos, dos obtidos em laboratório, que foram, respectivamente, de 7,30% e 17,4%. A comparação entre os valores de umidade obtidas em laboratório e por perfis, deve ser analisada de forma cuidadosa, pois, o ensaio de laboratório fornece um valor pontual, enquanto que a perfilagem fornece valores ao longo de toda a camada perfilada.

Em relação a composição mineralógica, os resultados laboratoriais reafirmaram o alto teor de carbonato de cálcio e o baixo teor de argilominerais. Este alto teor de carbonato foi o responsável pela interpretação errônea da formação como calcária. A interpretação das camadas de folhelho necessita de uma perfilagem mais completa, onde estejam incluídos os perfis geoquímicos, para que as informações a serem extraídas permitam uma correlação melhor com os resultados das análises laboratoriais.

5. Agradecimentos

Os autores agradecem à Petrobras/Cenpes pelo suporte financeiro e pelo apoio tecnológico no uso de suas instalações laboratoriais e por fornecer as amostras de folhelhos usadas neste trabalho. À Schlumberger pelo fornecimento do material bibliográfico indispensável para a análise dos resultados.

Agradecimentos são extensivos ao Conselho Nacional de Pesquisa e Desenvolvimento Tecnológico (CNPq) e à Agência Nacional do Petróleo (ANP) através do Programa de Recursos Humanos, pelo suporte financeiro através de bolsas de estudo.

6. Referências

- BOL, G. M., WONG, S. W., DAVIDSON, C. J., WOODLAND, D. C. Borehole stability in shales, *Society of Petroleum Engineers*, Paper SPE 24975, Nov., p. 16-27, 1992.
- DA FONTOURA, S. A. B., RABE, C., LOMBA, R. T. L. Characterization of shales for drilling purposes, *Society of Petroleum Engineers*, Paper SPE/ISRM 76705, Proc. of SPE/ISRM Rock Mechanics Conference, Irving, Texas, 20-23 October, 2002a.
- DA FONTOURA, S. A. B., RABE, C., PEREZ, R. C., LOMBA, R. T. L. Caracterização de folhelhos para fins de perfuração, *Anais do III Simpósio Brasileiro de Mecânica das Rochas*, 20 a 24 de outubro, São Paulo, p. 42-50, 2002b.
- DURANT, C., FORSANS, T., RUFFET, C., ONASSI, A., AUDIBERT, A., Influence of clays on borehole stability a literature survey - part one: Occurrence of drilling problems physical - chemical description of clays and their interaction with fluids, *Revue de l'Institute Français du Pétrole*, vol. 50, n° 2, Mai-Juin, pp. 187- 218, 1995.
- GAGGIOTTI, K. V. B., *Caracterização de folhelhos baseada em amostras de calha, testemunhos e interpretação de perfis*, Dissertação de Mestrado, PUC-Rio, 1999.
- LAMBE, T. W., WHITMAN, R. V. *Soil Mechanics*, New York, John Wiley and Sons, 1979.
- PETTIJOHN, F. J., *Sedimentary rocks*, 3rd Edition, Harper & Bros. Press, New York, 1975.
- QUIRIEN, J. A., GARDNER, J. S., WATSON, J. T. Combined natural Gamma Ray Spectral/Litho-Density measurements applied to complex lithologies, *Society of Petroleum Engineers*, Paper SPE 11143, 57th annual fall technical conference exhibition of the society of petroleum engineer of AIME, New Orleans, LA, September, p.77-91, 1962.
- RABE, C., DA FONTOURA, S. A. B., ANTUNES, F. S. Experimental study of interaction shale-fluid through immersion tests, *Revista Engenharia Térmica*, n° 2, p. 22-28, 2002a.
- RABE, C., GAGGIOTTI, K. V. B., DA FONTOURA, S. A. B. Caracterização de folhelhos a partir de ensaios de laboratório e perfilagem de poços, *Anais do XLI Congresso Brasileiro de Geologia*, João Pessoa, 15 a 20 de Setembro, p. 673, 2002b.
- SCHLUMBERGER. Log Interpretation Principles/Aplications, Houston, Texas, 1987.
- SCHLUMBERGER. Log Interpretation Charts, USA, 1989.
- SCHLUMBERGER. Natural Gamma Ray Spectrometry Interpretations, Houston, Texas, April, de 1998.
- TAN, C. P., RICHARDS, B. G., RAHMAN, S. S. Effects of swelling and hydrational stress in shales on wellbore stability, *Society of Petroleum Engineers*, Paper SPE 38057, Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition, Kuala Lumpur, Apr., p. 345-349, 1997.
- WALSH, J. W., BROWN, S. L., ASQUITH, G. B. Analysing old electric logs in shaly sand formations, *Society of Petroleum Engineers*, Paper SPE 25508, The Production Operation Symposium, March, p.124-135,1993.