

PETROFÍSICA DE FOLHELHOS NEGROS DA BACIA DO ARARIPE

Juliana Targino Batista¹, José Agnelo Soares²

¹ Universidade Federal de Campina Grande, Unidade Acadêmica de Engenharia de Petróleo – juliana-targino@hotmail.com

² Universidade Federal de Campina Grande, Unidade Acadêmica de Mineração e Geologia – agnelosoares@gmail.com

RESUMO

A Bacia do Araripe integra o grupo de bacias sedimentares do interior do nordeste, que vêm sendo alvo de intensa pesquisa a fim de quantificar e qualificar o seu potencial em armazenar hidrocarbonetos. Para a realização deste trabalho foram coletadas 20 amostras de folhelhos negros que afloram em minas de gipsita existentes no membro Ipubi da Formação Santana, com o objetivo de caracterizar as suas propriedades petrofísicas, uma vez que as mesmas são pouco conhecidas e as buscas por informações sobre este tipo litológico vêm aumentando visando determinar o seu potencial para a geração de hidrocarbonetos. As propriedades petrofísicas medidas nas amostras de folhelhos negros neste trabalho foram a porosidade, a densidade de grãos e total e as velocidades elásticas. Devido à saturação natural em petróleo, os valores medidos de porosidade e de densidade são aparentes. Neste trabalho é proposto um método para a estimativa da saturação de óleo e das propriedades petrofísicas reais. Os resultados obtidos mostraram que a porosidade verdadeira, a saturação de óleo e a velocidade acústica da matriz dependem principalmente do valor da densidade de grãos.

Palavras Chave: Propriedades petrofísicas, Formação Santana, Folhelhos.

1. INTRODUÇÃO

Os reservatórios de hidrocarbonetos são geralmente associados a dois tipos de rochas sedimentares – arenitos e carbonatos, que constituem os chamados reservatórios convencionais. Atualmente grande importância tem se dado aos casos de reservatórios não-convencionais, constituídos por folhelhos, os quais podem conter óleo ou

gás. No Brasil pouco se tem estudado a respeito de potenciais reservatórios não convencionais, de modo que pouco se conhece sobre as suas propriedades petrofísicas e, conseqüentemente, sobre o seu potencial de produção.

Esta pesquisa visa caracterizar os folhelhos da Bacia do Araripe em termos das suas propriedades físicas, como porosidade, densidade de grãos e total e velocidades



II CONEPETRO

II CONGRESSO NACIONAL DE ENGENHARIA DE
PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS
IV WORKSHOP DE ENGENHARIA DE PETRÓLEO



Figura 2: Fotografia da frente de lavra da Mina Pedra Branca, de onde foram extraídas as amostras de folhelho negro.

2. METODOLOGIA

Para a realização deste trabalho, foram selecionadas 20 amostras de folhelhos negros da Bacia do Araripe, porém, apenas 16 amostras foram submetidas aos ensaios elastodinâmicos, porque cinco delas não apresentavam condições mecânicas para a realização destes ensaios. Como as amostras apresentavam saturação parcial de hidrocarbonetos e provavelmente presença de matéria orgânica, as propriedades medidas foram classificadas como propriedades aparentes podendo apresentar valores anômalos.

A extração dos plugues destas amostras foi realizada em campo utilizando uma plugadeira manual. Foi necessário ainda que os plugues passassem pela fase de corte e acabamento com o objetivo de garantir faces planas e paralelas, necessárias aos ensaios. Após a preparação dos plugues foram realizadas as medições de suas dimensões (comprimento e diâmetro). A figura 3 apresenta os equipamentos utilizados para finalizar a confecção dos plugues.

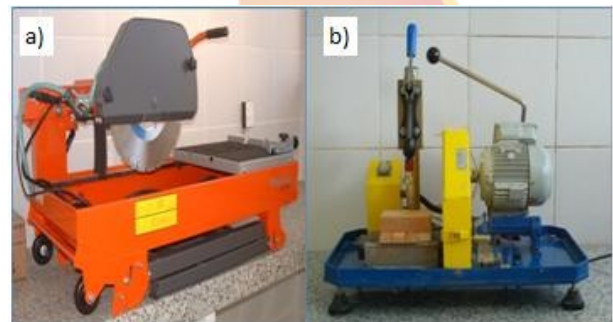


Figura 3: Equipamentos utilizados para finalizar a confecção dos plugues: (a) Serra e (b) Retificadora.

Os ensaios de densidade de grãos e porosidade foram realizados no permoporosímetro a gás (Figura 4). O ensaio consiste em introduzir gás nitrogênio em um copo matriz hermeticamente fechado, cujo volume é conhecido, e que contém o plugue de rocha em seu interior. O gás, inicialmente mantido no interior do permoporosímetro com um volume e pressão conhecidos, foi liberado para se expandir através dos espaços vazios

www.conepetro.com
.br

(83) 3322.3222

contato@conepetro.com.br

existentes no interior do copo matriz, o que inclui os poros do plugue de rocha. Dessa expansão decorre uma queda na pressão do gás, cujo novo valor foi medido. Uma vez que o volume do copo matriz é conhecido, o novo volume ocupado pelo gás corresponde à diferença entre o volume do copo e o volume de grãos. Através da aplicação da Lei de Boyle-Mariotte foi possível extrair o valor da única incógnita: o volume de grãos. A densidade de grãos foi obtida diretamente pela razão entre a massa do plugue e o seu volume de grãos. Por outro lado, o volume de poros foi obtido pela diferença entre o volume do plugue e o volume de grãos. Por fim, a porosidade foi calculada como a razão entre o volume de poros e o volume do plugue. A densidade total foi calculada como a razão entre a massa da amostra e o seu volume.



Figura 4: Equipamento utilizado para a realização do ensaio de densidade de grãos e porosidade: Ultra Poro/Perm 500.

As medidas de velocidades de ondas elásticas, foram realizadas utilizando o equipamento AutoLab 500 (Figura 5). Este ensaio consiste no registro completo das ondas P e S que são propagadas na direção longitudinal dos plugues. No caso das ondas S foram registradas duas ondas com polarização mutuamente perpendiculares: ondas S_1 e S_2 . As medidas elastodinâmicas foram realizadas em plugues saturados naturalmente por petróleo e submetidos a níveis decrescentes de pressão confinante. As velocidades elásticas foram medidas sob pressão efetiva entre 5 e 20 MPa. A partir da identificação dos tempos de propagação das ondas (P, S_1 e S_2), as velocidades foram calculadas como a razão entre o comprimento do plugue e o respectivo tempo de propagação de um determinado tipo de onda.



Figura 5: AutoLab 500®.

2.1 Efeito da saturação parcial em petróleo

Uma vez que as amostras de folhelho se encontravam parcialmente saturadas com petróleo de ocorrência natural, as propriedades petrofísicas medidas não apresentaram os valores e as relações esperadas.

Com o objetivo de avaliar as propriedades petrofísicas reais, foi proposto neste trabalho, um modelo petrofísico para a interpretação de folhelhos parcialmente saturados com petróleo.

A equação 1 estabelece a relação entre a porosidade aparente (ϕ_A), a saturação de óleo (S_o) e a porosidade real (ϕ_R)

$$\phi_R = \frac{\phi_A}{(1 - S_o)} \quad [1]$$

Como a densidade total (ρ_B) é dada pela soma de um termo relativo à densidade real de grãos (ρ_{GR}) e outro relacionado à densidade (ρ_o) e saturação (S_o) do óleo, e que o termo relativo à densidade do ar pode ser desprezado, temos a equação 2.

$$\rho_B = \rho_{GR}(1 - \phi_R) + \rho_o S_o \phi_R \quad [2]$$

Manipulando a equação 2 para explicitar a saturação de óleo, chegou-se a equação 3.

$$S_o = \frac{\rho_{GR}(1 - \phi_A) - \rho_B}{\rho_{GR} - \rho_o \phi_A - \rho_B} \quad [3]$$

A fim de corrigir o efeito da saturação parcial de óleo sobre as velocidades elásticas, foi adotada a Equação de Wyllie:

$$\frac{1}{V_P} = \frac{\phi_R}{V_F} + \frac{(1 - \phi_R)}{V_{MA}} \quad [4]$$

Onde ϕ_R é a porosidade real, V_P é a velocidade da onda P medida na amostra, V_{MA} é a velocidade da matriz mineral e V_F é a velocidade no fluido saturante. Explicitando a velocidade da matriz:

$$V_{MA} = \frac{(1 - \phi_R)V_F V_P}{V_F - \phi_R V_P} \quad [5]$$

A velocidade da onda P no fluido foi dada em função das proporções de óleo e ar que compõem esse fluido e das incompressibilidades do óleo e do ar. Para o cálculo das incompressibilidades foi necessário conhecer as velocidades e as densidades das fases que compõem o fluido.

A velocidade da onda P no óleo, em função da densidade, pressão e temperatura,

de acordo com Batzle e Wang [1992], foi dada por:

$$V_p = 15450 (77,1 + API)^{-0,5} - 3,7 T + 4,64 P + 0,0115 (0,36 API^{0,5} - 1) TP \quad [6]$$

Onde V_p foi dado em m/s, T em °C e P em MPa. A densidade do óleo adotada variou entre 0,8 e 0,9 g/cm³ e a pressão adotada foi de 20 MPa. Para a fase preenchida por ar foi adotada uma velocidade da onda P de 350 m/s e uma densidade de 1,3 kg/m³.

Para o cálculo da incompressibilidade do fluido foi utilizado o modelo *patchy saturation* [MAVKO et al., 2003], o qual prevê que a incompressibilidade e a densidade de uma mistura fluida, no interior dos poros de uma rocha, é dada por:

$$K_F = S_o K_o + S_{ar} K_{ar} \quad [7]$$

$$\rho_F = S_o \rho_o + S_{ar} \rho_{ar} \quad [8]$$

A V_F é dada pela raiz quadrada da razão entre K_F e ρ_F .

3. RESULTADOS E DISCUSSÃO

A Figura 6 apresenta os resultados obtidos para a densidade de grãos e a porosidade medidas. Normalmente não existe correlação entre densidade de grãos e porosidade. No entanto, uma maior saturação

de óleo provoca uma maior redução no valor da porosidade e na densidade de grãos, a qual também foi afetada pela presença de matéria orgânica. Este efeito pode ser utilizado para o cálculo da saturação de óleo.

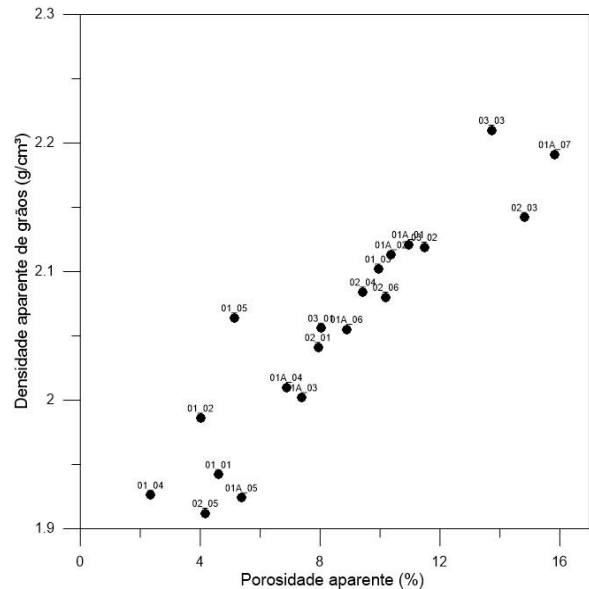


Figura 6: Densidade de grãos e porosidade medidas.

A Figura 7 apresenta a relação entre a densidade total e a porosidade das amostras. Normalmente há uma relação inversa entre essas duas propriedades, ou seja, quando a porosidade aumenta, a densidade total diminui. No entanto, o que se observou na Figura 7 foi que não há qualquer relação entre essas propriedades para as amostras analisadas de folhelhos.

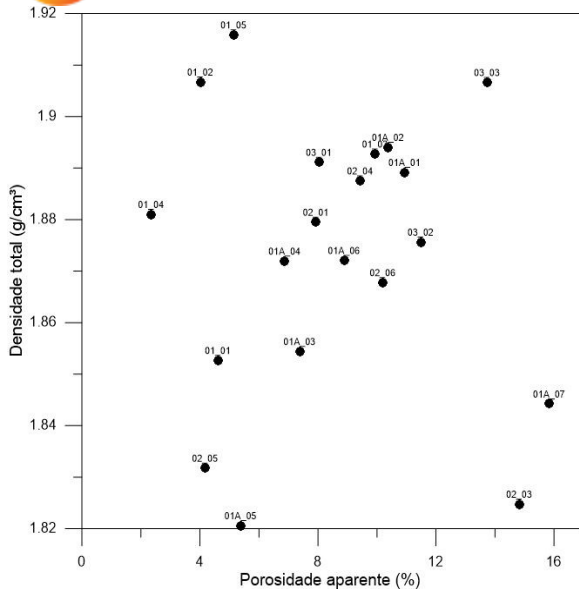


Figura 7: Relação entre densidade total e porosidade aparente.

As Figuras 8 e 9 apresentam as velocidades das ondas P e S_1 , respectivamente, contra a pressão confinante. As velocidades foram medidas a pressões decrescentes. Na Figura 8 observaram-se três grupos de amostras: o grupo de maior velocidade corresponde às amostras horizontais, o grupo de amostras de menor velocidade é composto pelas amostras de maior saturação de óleo, como demonstrado adiante. Já na Figura 9 não se observou essa separação por grupos de velocidade, uma vez que a velocidade da onda S não é afetada pela saturação fluida. Comportamento semelhante foi observado para a velocidade da onda S_2 .

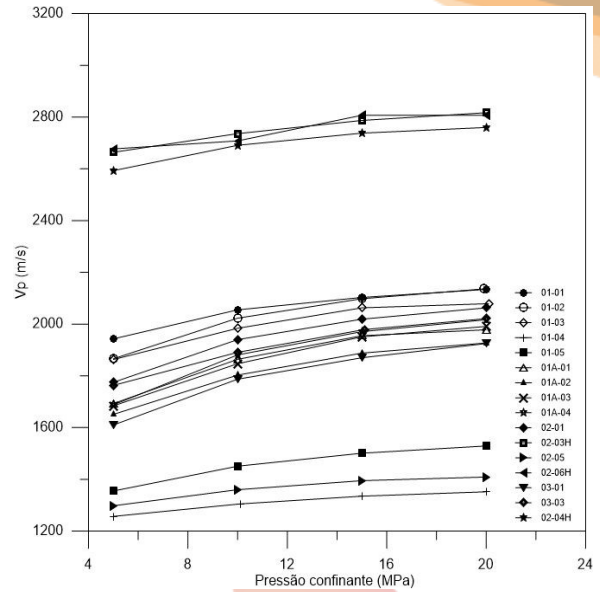


Figura 8: Velocidade da onda P versus a pressão confinante.

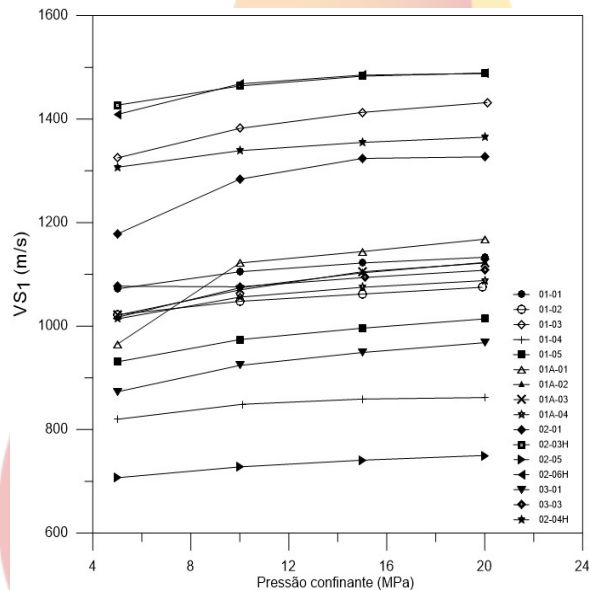


Figura 9: Velocidade da onda V_{S1} versus a pressão confinante.

A figura 10 apresenta a razão entre as velocidades das duas ondas S. Essa razão é um indicativo de anisotropia. Uma amostra é considerada isotrópica quando apresenta a razão V_{S1}/V_{S2} igual a um. Quanto mais o valor

dessa razão se afasta da unidade, maior é a anisotropia da rocha. Dessa figura viu-se que há um grupo de amostras com anisotropia muito baixa e outro grupo com anisotropia mediana.

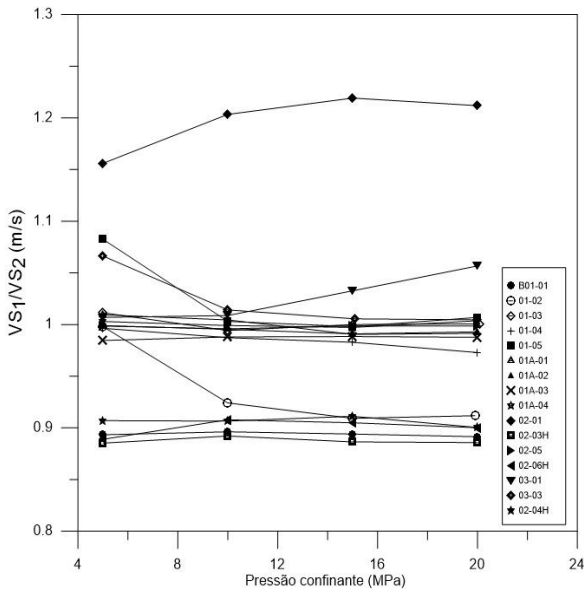


Figura 10: Razão entre as velocidades das ondas S versus a pressão confinante.

As Figuras 11 e 12 apresentam a relação entre as velocidades das ondas P e S_1 , respectivamente, medidas a 20 MPa, contra a porosidade aparente. Esperavam-se relações inversas entre as velocidades elásticas e a porosidade. Devido à saturação parcial de hidrocarbonetos esse comportamento não foi observado.

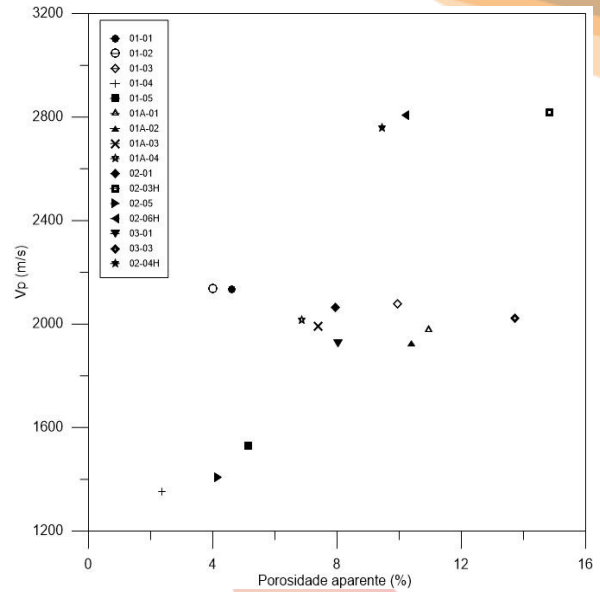


Figura 11: Velocidade da onda P medida sob 20 MPa versus a porosidade aparente.

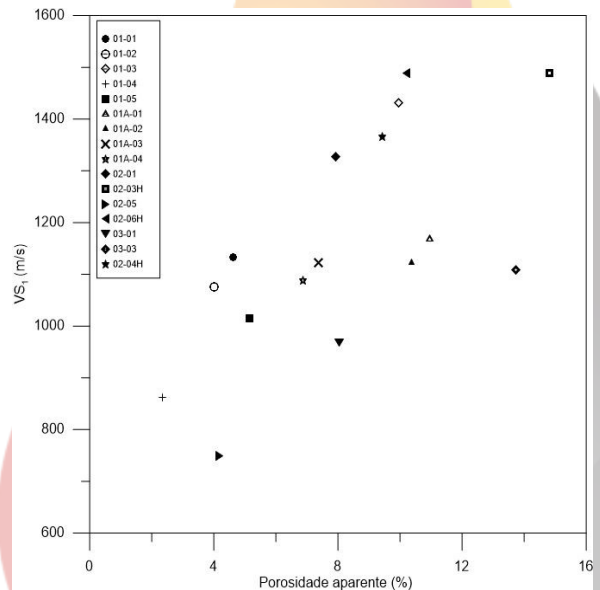


Figura 12: Velocidade da onda S_1 medida sob 20 MPa versus a porosidade aparente.

As equações 1 a 4 governam as relações entre as propriedades petrofísicas reais e aquelas medidas com as amostras parcialmente saturadas por petróleo. Estas quatro equações apresentam seis incógnitas

(ϕ_R , S_o , ρ_{GR} , ρ_o , V_F e V_{MA}), de modo que esse sistema de equações é subdeterminado. No entanto, ρ_{GR} (densidade real de grãos) e ρ_o (densidade do óleo) foram as duas incógnitas que menos variaram, de modo que se pode simular o efeito da variação desses parâmetros sobre as demais variáveis. A Figura 13 apresenta a estimativa da saturação de óleo considerando $\rho_o = 0,85 \text{ g/cm}^3$ e variando ρ_{GR} entre 2,4 e 2,6 g/cm^3 . Na Figura 14 testou-se o efeito da variação da densidade do óleo, fixando o valor de ρ_{GR} em 2,5 g/cm^3 .

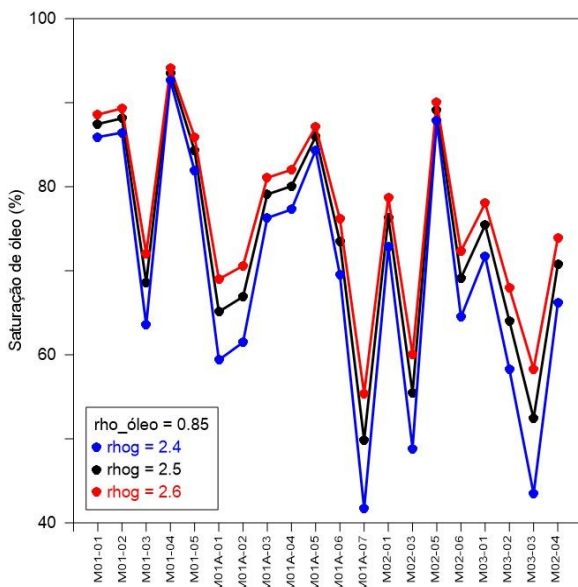


Figura 13: Saturação de óleo estimada considerando $\rho_o = 0,85 \text{ g/cm}^3$ e variando ρ_{GR} entre 2,4 e 2,6 g/cm^3 .

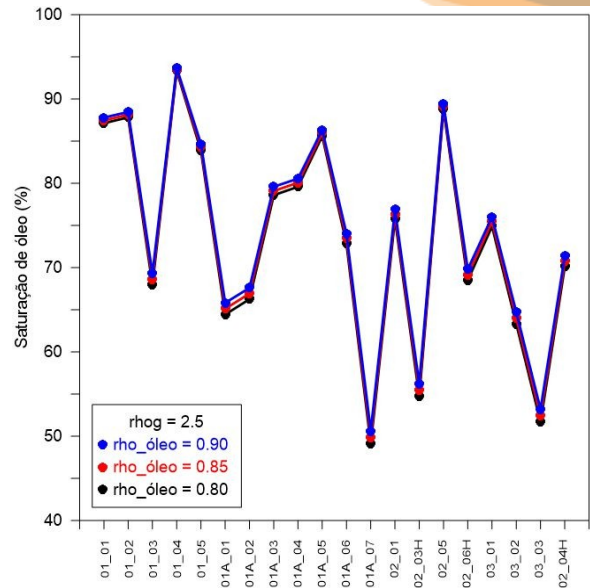


Figura 14: Saturação de óleo estimada considerando $\rho_{GR} = 2,5 \text{ g/cm}^3$ e variando ρ_o entre 0,8 e 0,9 g/cm^3 .

Notou-se, das figuras 13 e 14, que a estimativa da saturação de óleo foi pouco dependente de ρ_o e que varia mais com ρ_{GR} especialmente para as amostras com menor saturação de óleo.

Nas figuras 15 e 16 foram apresentados os valores reais de porosidade fazendo variar, respectivamente, os valores de densidade de grãos e do óleo. Notou-se que a estimativa da porosidade real foi mais sensível à variação desses parâmetros, principalmente em relação à ρ_{GR} .

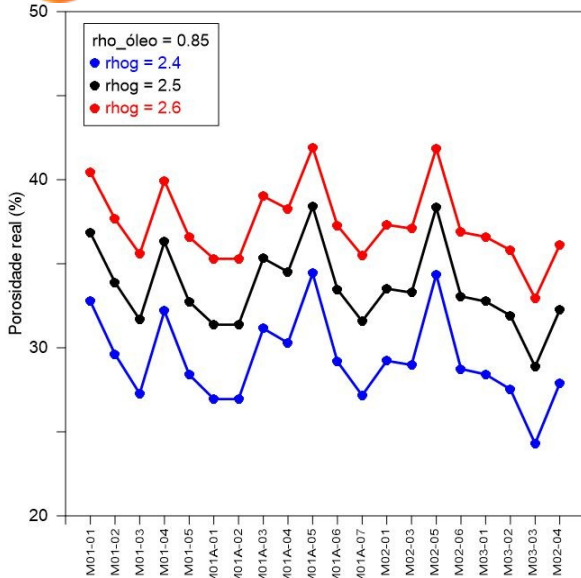


Figura 15: Porosidade real estimada considerando $\rho_o = 0,85 \text{ g/cm}^3$ e variando ρ_{GR} entre 2,4 e 2,6 g/cm^3 .

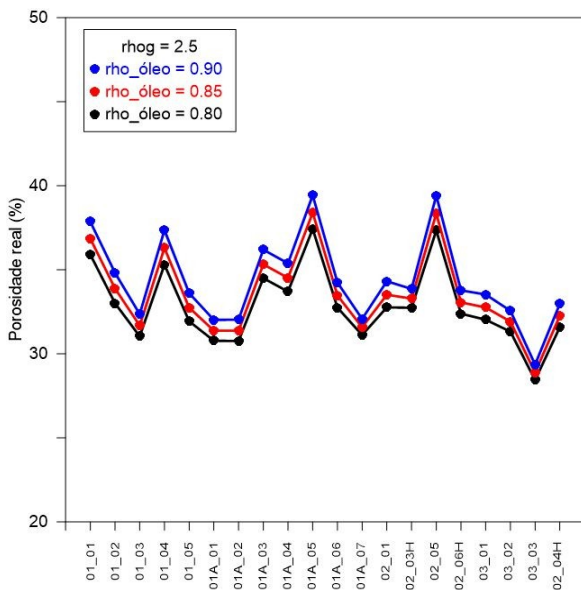


Figura 16: Porosidade real estimada considerando $\rho_{GR} = 2,5 \text{ g/cm}^3$ e variando ρ_o entre 0,8 e 0,9 g/cm^3 .

A Figura 17 apresenta a velocidade da onda P estimada para a matriz mineral das amostras de folhelho, sob 20 MPa,

considerando uma densidade real de grãos igual a 2,5 g/cm^3 e fazendo variar a densidade do óleo entre 0,8 e 0,9 g/cm^3 . Observou-se que a V_P da matriz foi quase insensível ao valor da densidade do óleo, especialmente para as amostras de menor V_P da matriz. As três amostras de maior V_P da matriz foram às amostras horizontais e as três que apresentaram os menores valores foram supostamente amostras mais ricas em matéria orgânica ou em uma fase mineral de baixa velocidade.

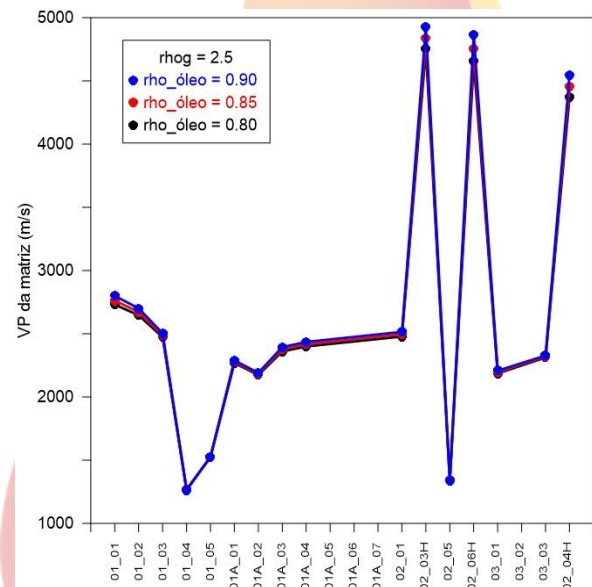


Figura 17: Estimativa da VP da matriz considerando $\rho_{GR} = 2,5 \text{ g/cm}^3$ e variando ρ_o entre 0,8 e 0,9 g/cm^3 .

A Figura 18 analisa o efeito da densidade real de grãos sobre a V_P da matriz. Neste caso a pressão confinante foi de 20 MPa e $\rho_o = 0,85 \text{ g/cm}^3$.

Para as amostras de maior velocidade viu-se uma dependência considerável da VP da matriz em relação à densidade real de grãos.

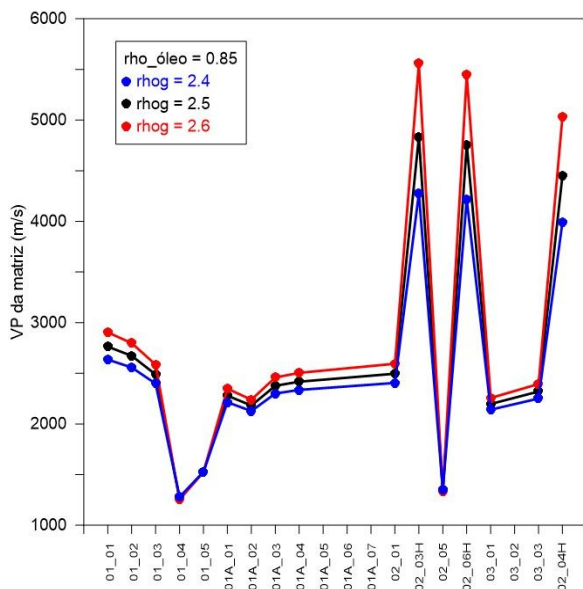


Figura 18: Estimativa da VP da matriz considerando $\rho_o = 0,85 \text{ g/cm}^3$ e variando ρ_{GR} entre 2,4 e 2,6 g/cm^3 .

A Figura 19 apresenta a velocidade da onda P medida nas amostras naturalmente saturadas com óleo e a estimada para amostras secas. A pressão confinante foi de 20 MPa, $\rho_{GR} = 2,5 \text{ g/cm}^3$ e $\rho_o = 0,85 \text{ g/cm}^3$. Viu-se que há um considerável efeito da saturação sobre a velocidade da onda P.

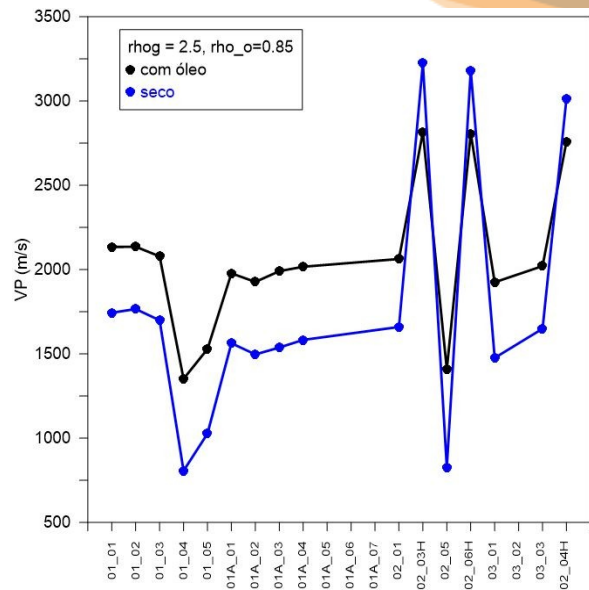


Figura 19: V_p das amostras saturadas com óleo e secas. $P_{conf} = 20 \text{ MPa}$, $\rho_{GR} = 2,5 \text{ g/cm}^3$ e $\rho_o = 0,85 \text{ g/cm}^3$.

4. CONCLUSÕES

Devido à saturação natural de óleo e, provavelmente, à presença de matéria orgânica, nos folhelhos negros a densidade de grãos e a porosidade medidas são aparentes. Tal fato explica o comportamento inesperado entre a densidade de grãos, a densidade total e a porosidade medidas.

A velocidade da onda P contra pressão confinante mostra que há três grupos de amostras: as amostras horizontais, que são as de mais alta velocidade, um grupo de velocidades mais baixas, que possuem maior saturação de óleo e, possivelmente, maior teor de matéria orgânica, e um grupo com velocidades intermediárias, composto pelas demais amostras verticais. Não se observou a

esperada relação decrescente das velocidades elásticas com o aumento da porosidade medida. A anisotropia de VS foi limitada a 20%, independente da direção da amostra e da saturação em hidrocarboneto.

Neste trabalho foi proposto um método para a estimação da saturação de óleo em folhelhos negros e correção do efeito dessa saturação sobre as propriedades petrofísicas medidas. Assumindo que a densidade de grãos varia entre 2,4 e 2,6 g/cm³ e que a densidade do óleo varia entre 0,8 e 0,9 g/cm³, mostrou-se que a porosidade verdadeira, a saturação de óleo e a velocidade acústica da matriz dependem principalmente do valor da densidade de grãos. O efeito da densidade do óleo, dentro do intervalo de valores assumido, foi desprezível, exceto para a estimativa da porosidade real. Através do método proposto foi possível estimar, também, a velocidade da onda P das amostras secas, ou seja, excluindo o efeito da saturação parcial de petróleo.

Trabalhos futuros incluem análise geoquímica dessas amostras de folhelho e do óleo extraído delas, bem como a determinação da densidade real dos grãos e da porosidade verdadeira através da análise digital de imagens de microtomografia de raios x.

5. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Livro:

BATZLE, M., WANG, Z. 1992. *Seismic properties of pore fluids*. Geophysics, Vol. 57, No.11, p. 1396-1408.

MAVKO, G., MUKERJI, T., DVORKIN, J. 2003. *The rock physics handbook. Tools for seismic analysis in porous media*. Cambridge University Press, 329 pp.

Artigo de periódico:

NEUMANN, V.H.; BORREGO, A.G.; CABRERA, L.; DINO, R. 2003. *Organic matter composition and distribution through the Aptian–Albian lacustrine sequences of the Araripe Basin, northeastern Brazil*. International Journal of Coal Geology 54, 21–40.

WYLLIE, M.R.J., GREGORY, A.R., GARDNER, G.H.F.1958. *An experimental investigation of factors affecting elastic wave velocities in porous media*. Geophysics, 23, 459-493.

Tese/dissertação:

CATTO, B. 2015. *Laminitos microbiais no membro Crato (neoaptiano), Bacia do Araripe, nordeste do Brasil*. Dissertação de mestrado. Instituto de Geociências e Ciências Exatas da Universidade Estadual Paulista, Campus de Rio Claro.