

CARACTERIZAÇÃO DA ARGILOSIDADE E POROSIDADE POR MÉTODOS DIRETOS E INDIRETOS

Felipe Barreiros Gomes e Fernanda Silva Calixto; Antônio Jorge Vasconcellos Garcia.

Universidade Federal de Sergipe, Centro de Ciências Exatas e Tecnológicas, Núcleo de Engenharia de Petróleo e Gás, Laboratório Progeologia, barreiros.felipe93@gmail.com; fernanda.s.calixto@hotmail.com; garciageo@hotmail.com.

Resumo: A integração de dados de porosidade da rocha estudada em laboratório a partir de testemunhos com a análise de perfis elétricos é comumente usada para a avaliação dos reservatórios de petróleo. Nesse estudo se utilizou de dados de dois poços de um mesmo campo com o interesse em quantificar a porosidade existente em lugares distintos, já que, devido à deposição sedimentar e ao processo diagenético, este parâmetro pode ter uma grande variação. Para a interpretação dos dados de perfilagem elétrica utilizou-se do *software Interactive Petrophysics* e a partir dele foram gerados perfis com informações de porosidades total, efetiva e a retirada de testemunhos. Por meio de histogramas foi possível observar a variação da porosidade no campo e notar que os dados obtidos indiretamente oferecem resultado satisfatório quando comparados a dados de testemunhagem.

Palavras-chave: Porosidade, testemunhos, perfis elétricos.

Introdução

A caracterização petrofísica do reservatório de petróleo tem como interesse geral analisar a relação dos fluidos no meio poroso, para isto faz-se necessário um estudo detalhado sobre a porosidade de cada campo. Já que devido à deposição e a diagênese cada formação detém características petrofísicas distintas.

A porosidade pode ser classificada em diferentes formas, como porosidade absoluta, que é a relação entre o volume total de vazios e o volume total da rocha, porosidade efetiva, que apenas considera os vazios interconectados e o volume total da rocha, porosidade primária, que é a porosidade desenvolvida no momento da deposição e a porosidade secundária, que é resultante de alguns processos geológicos subsequentes. (ROSA; CARVALHO; XAVIER; 2006)

Para poder realizar o estudo foi necessário o uso de dados diretos e indiretos sobre o poço. Os perfis elétricos fazem parte de uma determinação indireta, para esta análise utilizou-se do perfil Raios Gama, que mede a radioatividade natural das rochas, refletindo a presença de sequências argilosas na formação, perfil Densidade que faz o registro contínuo da massa específica das rochas que atravessam o poço e o perfil Neutrão que registra a quantidade de hidrogênio presente nos poros (ROCHA e

(83) 3322.3222

contato@conepetro.com.br

www.conepetro.com.br

AZEVEDO, 2009). A determinação direta pode ser feita através da análise laboratorial dos testemunhos retirados do poço que oferece com precisão valores de porosidade da rocha estudada, como é o caso dos dados usados nesse trabalho.

Esse trabalho objetiva fazer a interligação dos dados diretos com os indiretos e assim determinar o percentual de diferença entre esses dois tipos de análise. Será apresentado também o estudo da variação da argilosidade e da porosidade presente na rocha, já que os poços avaliados estão localizados em posições estruturalmente distintas no campo.

Metodologia

Foram escolhidos 2 poços, Alfa e Beta, pertencentes à um mesmo campo, porém situados em diferentes blocos. Esses poços dispunham da suíte básica de perfis elétricos, entre eles, os perfis Raios Gama, Densidade e Neutrão, utilizados para a determinação da porosidade das formações, para isso utilizou-se o *software Interactive Petrophysics* v. 4.4 (IP) da empresa Lloyd's Register. Se dispunha também das imagens e descrição dos intervalos testemunhados desses poços, bem como, dos valores de porosidade obtidos diretamente por meio da análise microscópica e do *software AnaSete*®.

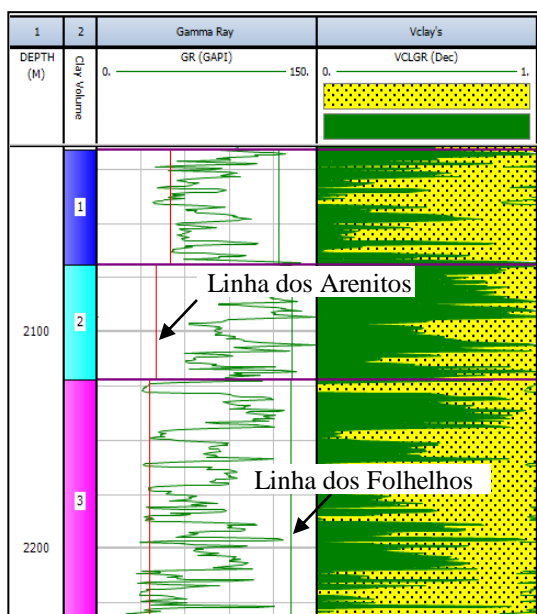


Imagem 1: Determinação da argilosidade da formação através do perfil de Raios Gama e posicionamento das linhas base dos Arenitos e Folhelhos para o poço Alfa. O mesmo procedimento foi realizado para o poço Beta.

Uma vez carregados os dados de perfis no IP, o primeiro passo foi à determinação da argilosidade da formação utilizando a equação 1 baseada no perfil de Raios Gama (CONTRERAS; CASTRO, 2012) Para isso utilizou-se o perfil de Raios Gama. A estimativa da argilosidade é calculada a partir da Equação 1:

$$V_{cl} = \frac{GR_{log} - GR_{sand}}{GR_{clay} - GR_{sand}} \quad (1)$$

Onde GR_{log} refere-se aos valores obtidos pelo perfil de Raios Gama, GR_{sand} e GR_{clay} , aos valores onde as linhas base dos arenitos e folhelhos, respectivamente, onde estas foram fixadas, como pode ser visto na Imagem 1 acima.

O posicionamento dessas linhas foi feito observando a descrição da litologia referente a cada profundidade procurando aproximar ao máximo o resultado final da argilosidade àquele descrito pelos testemunhos.

Com a curva do Volume de Argila (VCL) já definida, o passo seguinte foi a determinação das porosidades total e efetiva. Para isso, os poços foram subdivididos em zonas que contemplavam apenas as regiões que continham grandes pacotes de arenitos e dados de intervalos testemunhados.

Para essas zonas foi aplicado primeiro o Modelo Densidade (BHUYAN; PASSEY, 1994) descrito pela Equação 2:

$$\phi_D = \frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_f} \quad (2)$$

Na qual ϕ_D representa a porosidade obtida por esse modelo; ρ_{ma} é o valor da densidade da matriz, que nesse caso, por prevalecer à presença de arenitos, se trata de uma matriz quartzosa onde assumiu densidade igual a 2,65 g/cm³; ρ_b a *densidade bulk*, ou seja, os valores obtidos pela perfilagem, que agregam além da densidade da rocha matriz, o fluido de perfuração infiltrado na formação e o fluido que originalmente satura a rocha, seja água ou hidrocarbonetos; e ρ_f que se trata da densidade do fluido de perfuração.

Por fim, a porosidade total foi definida pela Equação 3, chamada de Modelo Densidade-Neutrão (BHUYAN; PASSEY, 1994), por levar em consideração esses dois perfis.

$$\phi_{DN} = \sqrt{\frac{\phi_D^2 + \phi_N^2}{2}} \quad (3)$$

Onde ϕ_{DN} é a porosidade total obtida por esse modelo e ϕ_N é a porosidade obtida pelo perfil Neutrão.

A porosidade efetiva é calculada a partir da subtração do volume de argila da porosidade total obtida (ϕ_{DN}), ou seja, desconsidera do resultado final a porosidade dos folhelhos, conforme mostra a Equação 4, onde ϕ_{tcl} representa a porosidade total de argila.

$$\Phi_e = \Phi_{DN} - V_{cl} * \Phi_{tcl} \quad (4)$$

O mesmo procedimento foi realizado para ambos os poços, Alfa e Beta, e ao final, foram construídos histogramas pelos quais foi possível comparar numericamente a diferença entre as curvas calculadas e os valores de porosidade obtidos através dos testemunhos.

Resultados e Discussão

A porosidade obtida por meio de métodos diretos foi carregada no *software* IP para fins de comparação. Nas imagens 2 e 3 ela é representada pelos pontos vermelhos, sobrepostos nas curvas de porosidade total e efetiva obtidas indiretamente pelos métodos petrofísicos até aqui descritos.

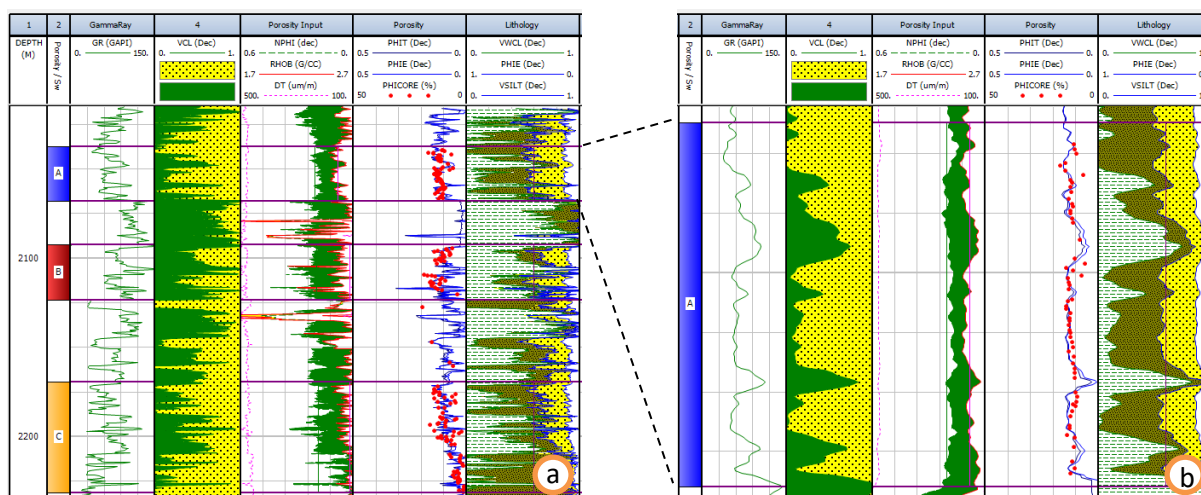


Imagem 2: Poço Alfa - a) Curvas finais de Raios Gama, Volume de Argila, Densidade e Neutrão, Porosidades e Litologia. b) Ampliação do Zona A para melhor visualização do ajuste da Porosidade do Testemunho com as Porosidades Total e Efetiva obtidas.

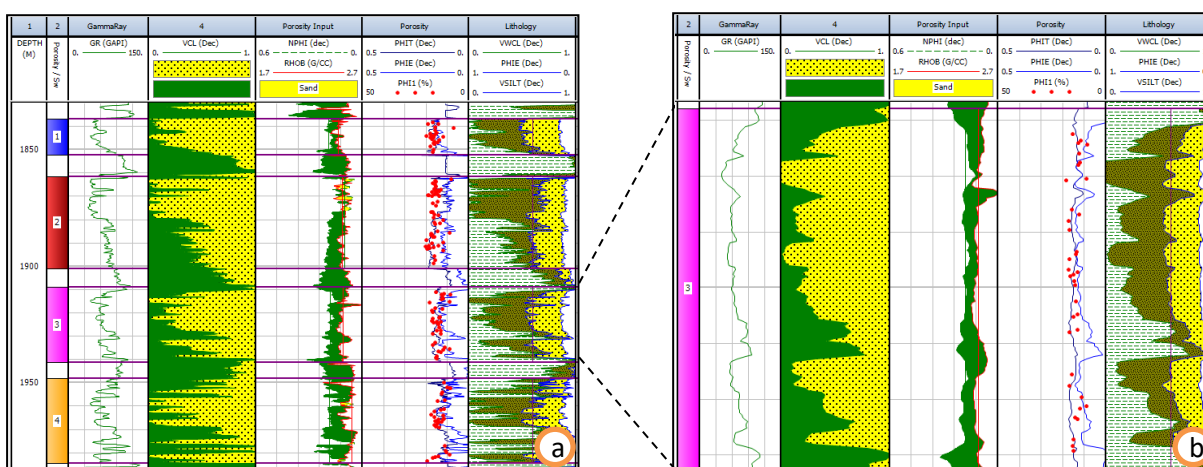


Imagem 3: Poço Beta - a) Curvas finais de Raios Gama, Volume de Argila, Densidade e Neutrão, Porosidades e Litologia. b) Ampliação do Zona C para melhor visualização do ajuste da Porosidade do Testemunho com as Porosidades Total e Efetiva obtidas.

Nota-se que as curvas calculadas tiveram visualmente uma boa aproximação dos dados obtidos por métodos diretos, contudo, para melhor análise, foram construídos histogramas que permitem a avaliação numérica dessa proximidade. Como pode ser visto nas Imagens 4, 5 e 6.

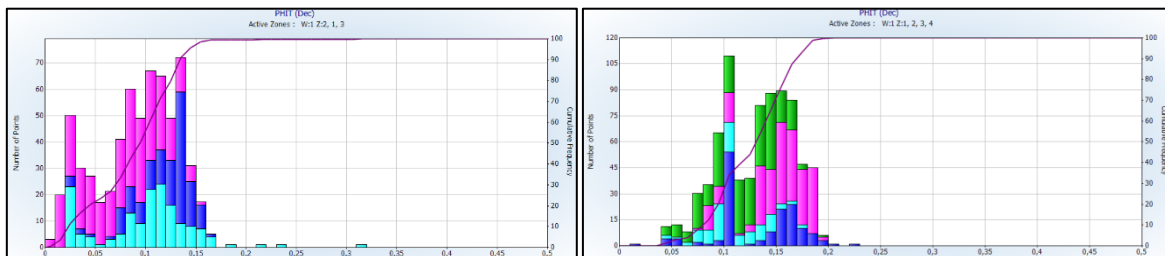


Imagem 4: Histograma da Porosidade Total do poço Alfa (esquerda) e poço Beta (direita).

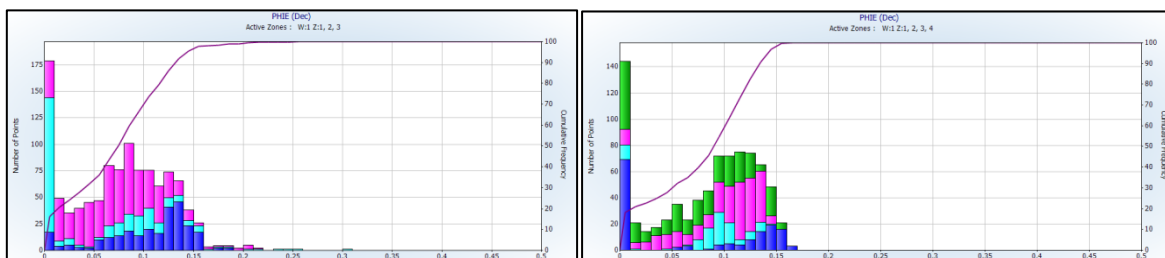


Imagem 5: Histograma da Porosidade Efetiva do poço Alfa (esquerda) e poço Beta (direita).

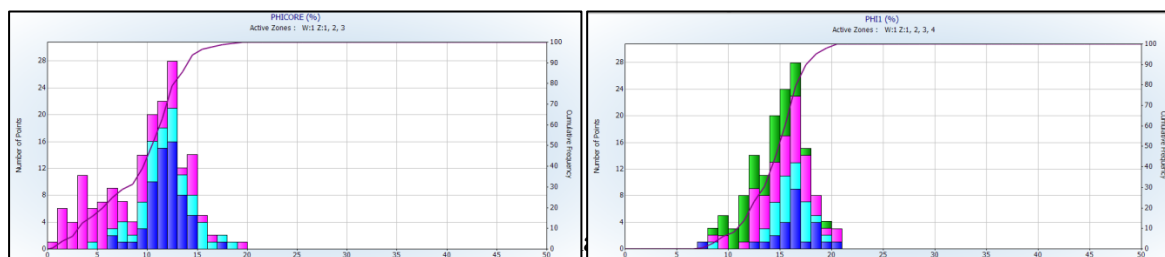


Imagem 6: Histograma da Porosidade dos Testemunhos do poço Alfa (esquerda) e poço Beta (direita).

Tabela 1: Valores das diferentes porosidades nos diferentes cenários dos histogramas

| Poço | Zona | Porosidade | P10 (%) | P50(%) | P90(%) |
|------------------|------------|------------|---------|--------|--------|
| A L F A | A | Total | 7,87 | 12,99 | 14,57 |
| | | Efetiva | 3,28 | 11,93 | 14,57 |
| | | Testemunho | 9,91 | 11,75 | 13,77 |
| | B | Total | 2,86 | 10,67 | 14,78 |
| | | Efetiva | 0,01 | 2,24 | 12,85 |
| | | Testemunho | 7,52 | 6,7 | 14,1 |
| | C | Total | 2,52 | 8,14 | 12,13 |
| | | Efetiva | 2,58 | 7,23 | 12,18 |
| | | Testemunho | 2,34 | 6,7 | 14,1 |
| Total | Total | 2,86 | 9,93 | 13,91 | |
| | Efetiva | 0,01 | 7,94 | 13,48 | |
| | Testemunho | 3,65 | 10,9 | 14,4 | |

| | | | | | |
|----------------------------|-------|------------|-------|-------|-------|
| <i>B E T A</i> | A | Total | 10,18 | 14,25 | 17,58 |
| | | Efetiva | 0,01 | 7,72 | 15,08 |
| | | Testemunho | 14,04 | 16,5 | 18,1 |
| | B | Total | 7,45 | 10,48 | 14,54 |
| | | Efetiva | 0,33 | 9,47 | 12,69 |
| | | Testemunho | 13,96 | 15,9 | 17,44 |
| | C | Total | 10,13 | 15,46 | 18,26 |
| | | Efetiva | 3,49 | 10,95 | 13,31 |
| | | Testemunho | 12,11 | 15,5 | 18,23 |
| | D | Total | 7,7 | 12,18 | 15,3 |
| | | Efetiva | 0,01 | 7,66 | 13,4 |
| | | Testemunho | 10,3 | 13,9 | 16,2 |
| | Total | Total | 8,48 | 13,56 | 17,48 |
| | | Efetiva | 0,01 | 9,53 | 13,66 |
| | | Testemunho | 11,38 | 15,4 | 17,88 |

Os cenários P10, P50 e P90 são denominados otimistas, moderados e pessimistas, respectivamente. Para o cenário moderado, foram calculados os erros relativos da porosidade total calculada (considerando todas as zonas) com a porosidade obtida diretamente de testemunhos. Os poços Alfa e Beta apresentaram diferença de 8,9% e 11,94%, respectivamente. Parte dessa diferença pode ser atribuída à dificuldade de se definir precisamente a argilosidade das formações por métodos indiretos, contudo, essas diferenças podem ser consideradas pequenas diante da praticidade e custo da obtenção de dados indiretos por meio de perfilagem dos poços quando comparados aos trabalhos de testemunhagem, o que faz com que muitos poços, principalmente os que não possuem caráter exploratório, não se utilizem desse segundo recurso citado.

Conclusões

Com o desenvolvimento do presente trabalho foi possível à análise efetiva da integração de dados diretos e indiretos para determinar a porosidade efetiva. Assim, validando a pequena diferença entre os dois tipos de dados obtidos, retirados da perfilagem e análise petrográfica.

A escolha de dois poços em localidades diferentes no mesmo campo teve como intenção observar de que forma a porosidade pode variar a depender dos processos geológicos pelos quais cada região suportou, que pode ser desde uma erosão a uma infiltração de água meteórica. Considerando um cenário moderado, P50, o poço Beta apresentou valores superiores para todas as porosidades analisadas – total, efetiva e de testemunho – quando comparado ao poço Alfa.

A pequena diferença dos valores médios obtidos pelos métodos direto e indireto pode ser indicada pela dificuldade de analisar com precisão a argilosidade por meio de perfil de Raios Gama uma vez que vários parâmetros precisam ser levados em consideração no posicionamento das linhas base de arenitos e folhelhos, por exemplo. Mesmo com as diferenças entre os valores obtidos, essas podem ser consideradas pequenas, o que torna a realização de avaliação de formações por meio de perfilagem uma atividade viável e eficaz devido à sua praticidade e ao baixo custo quando comparado à realização de testemunha gem.

Agradecimentos

Agradecemos a toda equipe do Laboratório PROGEOLOGIA/UFS pelo apoio e à empresa Lloyd's Register pela concessão da licença do *software Interactive Petrophysics*, que sem os quais não seria possível a realização deste trabalho. E ao Prof. Dr. Antônio Jorge Vasconcellos Garcia por sua inestimável colaboração na capacitação de sua equipe.

Referências

BHUYAN, K.; PASSEY, Q. R.. CLAY ESTIMATION FROM GR AND NEUTRON-DENSITY POROSITY LOGS. **Annual Logging Symposium**, Houston, p.1-15, 19 jun. 1994.

CONTRERAS, Sérgio A. Cáceres; CASTRO, Joel Carneiro de. Metodologia para determinar parâmetros petrofísicos de corte em um campo de petróleo: o caso Socororo, bacia do Oriente, Venezuela. **Rem: Revista Escola de Minas**, [s.l.], v. 65, n. 3, p.305-312, set. 2012. FapUNIFESP (SciELO).

ROCHA, L. A. S.; AZEVEDO, C. T. **Projeto de Poços de Petróleo: Geopressões e Assentamento de Colunas de Revestimento**. 2 Ed. Rio de Janeiro: Interciência: PETROBRAS, 2009.

ROSA, A. J.; CARVALHO, R. S.; XAVIER, J. A. D. **Engenharia de Reservatórios de Petróleo**. Rio de Janeiro: Interciência: PETROBRAS, 2006.

WORTHINGTON, Paul F.. THE PETROPHYSICS OF PROBLEMATIC RESERVOIRS. **SPE: JPT**, London, v. 144688, p.88-96, dez. 2011.