

Palavras-chave: Porosidade, permeabilidade, perfil geofísico.

Introdução

A análise de características petrofísicas, tais como porosidade e permeabilidade, são fundamentais para compreensão do comportamento do fluxo em rochas reservatórios. Para a determinação destas características podem ser utilizados métodos diretos e indiretos.

Este trabalho teve como alvo o poço C-IG-98, localizado a leste do município de Capivari, no bairro de loteamento Santa Rita. O poço atingiu 300 metros de profundidade com testemunhagem completa, além de perfilagem geofísica. Está contido na porção intermediária do Subgrupo Itararé, sendo composto por lamitos, arenitos finos e pelitos. A porção basal do poço é caracterizada por arenitos de depósitos flúvio-deltaicos da Formação Itu e depósitos de sedimentos finos do topo da Formação Capivari (Petri & Pires, 1992). Na porção superior, é predominante a presença de sedimentos mais finos e lamitos (Petri *et al* 1996). Em 300 metros de testemunho, o poço apresenta predominância de arenitos, com espessura total de 205,1 metros, ocorrendo lamitos secundariamente, com 76,5 metros, e os 18,4 metros restantes são compostos por ritmitos finos, siltitos e argilitos (Vidal *et al*, 2006).

Métodos

Além das 39 lâminas disponíveis, foram selecionadas 22 amostras para a confecção de lâminas delgadas, e então feita a contagem modal aproximadamente 180 pontos para quartzo monocristalino, policristalino, feldspato, fragmento lítico (subdividido em ígneo, metamórfico e sedimentar), mica, poro, matriz e cimento (subdividido em calcita e opaco).

As características do sistema de poros determinam a quantidade do reservatório nas unidades, que é a combinação de dois fatores: composição primária dos grãos e sua textura, além de processos diagenéticos, que refletem os controles do ambiente deposicional. O principal controle da porosidade e permeabilidade é o processo deposicional dos grãos (e sua qualidade). Outros fatores determinantes também devem ser considerados, como por exemplo, o reforço da diagênese devido ao fluxo de um fluido causado pela granulometria dos grãos ou falhas. A permeabilidade apresenta pequena correlação com as variáveis diagenéticas. A porosidade foi quantificada por meio da perfilagem geofísica e utilização do programa LamPor, por meio da seleção dos intervalos representando o poro.

Etapas

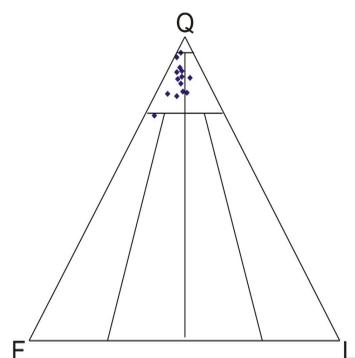
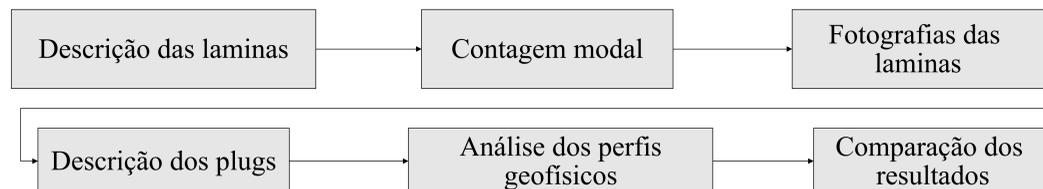


Figura 1: Diagrama QFL (Folk, 1970) para as lâminas com profundidade entre 0 e 300 metros.

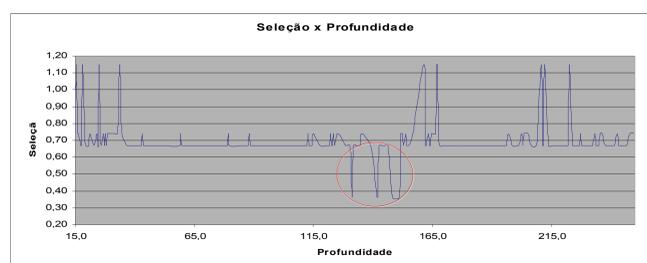


Figura 2: Gráfico Seleção x Profundidade, evidenciando a intervalo com melhor seleção.

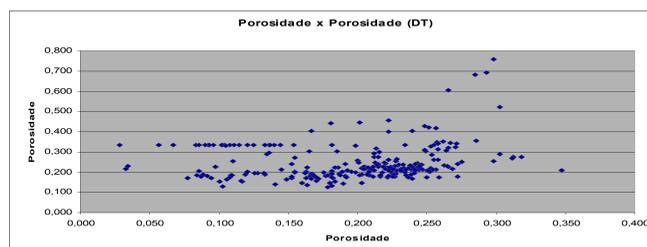


Figura 3: Gráfico Porosidade x Porosidade calculada pelo perfil sísmico. Elipse indica maior concentração de valores equivalentes.

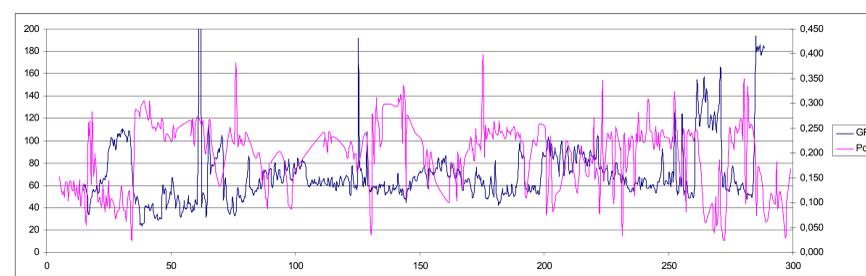


Figura 4: Gráfico Raios Gama x Porosidade x Profundidade.

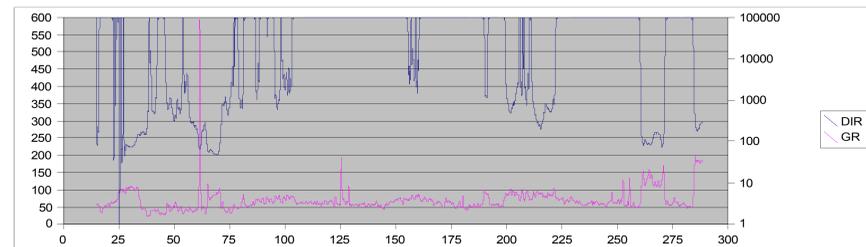


Figura 5: Gráfico Resistividade x Raios Gama x Profundidade.

Resultados e Discussão

Os resultados de porosidade calculados por meio do processamento de imagens e do perfil geofísico não são equivalentes. Por exemplo, na profundidade 182 metros, a porosidade da imagem resultou 0,14, enquanto a porosidade do perfil 0,265. Este fato pode ser consequência de que no processamento de imagem não é levada em consideração a porosidade microcristalina, além de ser calculada em uma pequena fração da litologia. Assim o processamento de imagem deve ser utilizado em conjunto com dados petrográficos e petrofísicos, sendo considerado como uma ferramenta de aprimoramento dos dados.

Ao analisar os dados de granulometria, grau de seleção, permeabilidade, porosidade, resistividade e raios gama, há um indicativo de três intervalos de rocha com grande potencial de serem reservatórios. Nestes intervalos o arenito é bem a moderadamente bem selecionado, com permeabilidade superior a 100mD e porosidade superior a 20%. A resposta do perfil de raios gama é alto, enquanto a de resistividade é baixa.