

EFEITO DAS ARGILAS NA AVALIAÇÃO PETROFÍSICA DE RESERVATÓRIOS ARENOSOS

Cardoso, C.E.; Borghi, L. ; Nunes, S.A.S; Oliveira, J.P.M.; Oliveira, J.P. Moura, L.C.

¹ Lagesed-Laboratório de Geologia Sedimentar, Universidade Federal do Rio de Janeiro

RESUMO: As argilas são componentes significativos em quase todos os tipos de reservatórios arenosos, principalmente quando presentes em grande volume, como nos turbiditos da Bacia de Campos, o que torna a avaliação petrofísica de perfis complexa. Os principais efeitos são: (1) redução da porosidade efetiva; (2) redução da permeabilidade; e (3) atenuação da resistividade. O objetivo deste trabalho é determinar a real importância do efeito das argilas no reservatório, sendo primordial avaliar sua distribuição e seu volume com maior precisão. Por conceito, os folhelhos são formações de matriz de argila com quartzo e outros minerais. A argila é o maior de seus componentes, que consiste em partículas extremamente finas e possui grande área, capaz de ligar uma fração substancial de água dos poros em sua superfície. Essa água contribui para a condutividade elétrica do reservatório, pois atenua a resistividade e a condutividade hidráulica, mas dificulta o deslocamento de hidrocarbonetos, devido à redução da permeabilidade. Ao mesmo tempo, a modesta proporção de folhelho no reservatório, se disseminada nos poros, pode ser benéfica ao fluxo, trapeando a água intersticial, permitindo a produção comercial de hidrocarbonetos. Por este motivo, uma avaliação petrofísica utilizando métodos de saturação de água convencionais, como o modelo de Archie para reservatórios silicilásticos se torna ineficaz, resultando em valores pessimistas. É importante destacar que a porosidade efetiva é definida como o espaço poroso ocupado somente por fluido livre de argila, e a porosidade total como a ocupada tanto pelo fluido livre como pelo fluido intra-partícula de argila. Sabe-se que o perfil de raios gama é o indicador mais comum de volume de argila, pois responde às alterações na radiação gama natural emitida pela formação. Em reservatórios areno-argilosos, o nível de radiação emitida geralmente não quantifica o volume de silte ou outras inclusões radioativas dentro da formação, sendo assim, este método não é definitivo para identificar o limite de corte do folhelho. No entanto, é conhecido que o mineral de argila pode variar muito em sua composição e, conseqüentemente, na sua resposta nos perfis. É importante destacar a necessidade da combinação de perfis de neutrão, densidade e resistividade a cabo para determinar o limite de areia limpa e de folhelho. Esta técnica baseia-se na compreensão dos princípios físicos medidos através das ferramentas de porosidade, pois respondem a argilas de uma maneira diferente. O registro de neutrão é a medição da população de hidrogênio em uma formação, respondendo assim em maior parte a espaços preenchidos por fluidos, que pode ser calibrada para a matriz, porém não distingue sobre o hidrogênio presente nas argilas. As respostas combinadas dos perfis de neutrão e densidade podem distinguir mais efetivamente as areias dos folhelhos. Para finalizar a avaliação, define-se a distribuição das argilas (laminar, estrutural ou dispersa) no reservatório, relacionadas com a origem deposicional das argilas, para isto, é necessário utilizar a técnica de *cross-plot* para comparar as respostas de perfis de porosidade contra o volume de

argila, contribuindo para prever os efeitos das argilas que preenchem os poros do reservatório.

PALAVRAS-CHAVE: RESERVATÓRIOS ARGILOSOS, AVALIAÇÃO DE FORMAÇÃO, PETROFÍSICA DE RESERVATÓRIO.