

AQUISIÇÃO DE DADOS GEOLÓGICO-ESTRUTURAIS E SUAS APLIAÇÕES NA SIMULAÇÃO NUMÉRICA DE RESERVATÓRIOS CARBONÁTICOS DE BAIXA PERMEABILIDADE

Miranda, T.S.¹, Barbosa, J.A.¹, Gomes, I.F.², Matos, G.C.³, Neumann, V.H.M.L.¹, Santos, R.F.², Falcão, T.³, Alencar, M.L.¹, Ribeiro, B.⁴, Ramos, G.M.S⁴

¹Programa de Pós-Graduação em Geociências/Universidade Federal de Pernambuco; ²Programa de Pós-Graduação em Engenharia Civil/Universidade Federal de Pernambuco. ³Centro de Pesquisa e Desenvolvimento/Petrobras. ⁴Departamento de Geologia/Universidade Federal de Pernambuco.

RESUMO:

A caracterização de reservatórios naturalmente fraturados é um grande desafio para a exploração e produção de petróleo. Em geral, é muito difícil realizar uma modelagem geológica/geomecânica com base unicamente em dados de poços e sísmica devido aos limites de resolução que não permitem a caracterização ideal de algumas estruturas em escala de reservatório. O modelo discreto de fraturas de um reservatório é um elemento chave no entendimento do fluxo de fluido, principalmente em carbonatos de baixa porosidade e permeabilidade. A caracterização geológica das fraturas naturais de reservatórios carbonáticos análogos, permite uma predição mais acurada de modelos geológicos reais que por sua vez podem ser utilizados como elementos de contorno na simulação numérica de fluxo de fluido. Um método comumente utilizado na caracterização de um sistema de fraturas naturais, e que permite uma previsão aproximada da densidade e localização de *clusters* de fraturas em diferentes escalas, é a técnica de *scanline*. O presente estudo foi realizado nos calcários laminados da Formação Crato, depósito lacustre aptiano, que afloram na Bacia do Araripe, NE do Brasil. A Formação Crato apresenta similaridades de natureza física, faciológica e idade com um reservatório carbonático localizado na camada pré-sal da Bacia de Santos. A pesquisa foi baseada na aplicação da técnica de *scanline* em afloramentos e lâminas petrográficas, o que permitiu a aquisição de atributos geológico-estruturais, tais como: orientação de fraturas, morfologia, relação de intersecção, composição e textura de veios, distribuição da abertura das fraturas (frequência), distribuição espacial e cálculo de *strain*, para cada população de fraturas. As principais estruturas identificadas na Formação Crato foram: fraturas de cisalhamento e de extensão (juntas e veios), e também estilólitos. O foco principal deste estudo foi dado para as fraturas de extensão – veios - verticais, as quais possuem duas direções principais: NNW-SSW (*set 1*) e NE-SW (*set 2*), que são preenchidas por calcita recristalizada. As fraturas do *set 2* possuem maior abertura, são mais espaçadas e ocorrem em *clusters*, comparado ao *set 1* (NE-SW). A Formação Crato, apesar dos valores médios de porosidade, na ordem de 12%, é classificada como um análogo de reservatório de baixa permeabilidade (tipo *tight*), cuja a permeabilidade é muito baixa (<0,01 mD), conforme resultado dos testes petrofísicos em *plugs*. Os resultados deste trabalho tem sido usados na elaboração de cenários geológicos aplicados à simulação numérica (hidromecânica) que combinam os sistemas de fraturas, permeabilidade e porosidade, para concepção de modelos geomecânicos de reservatórios fraturados mais realistas e com menor grau de incertezas.

PALAVRAS-CHAVE: ROCHAS CARBONÁTICAS, MODELAGEM DE FRATURAS, SIMULAÇÃO NUMÉRICA, RESERVATÓRIO ANÁLOGO