



XXXIII SIC SALÃO INICIAÇÃO CIENTÍFICA

Evento	Salão UFRGS 2021: SIC - XXXIII SALÃO DE INICIAÇÃO CIENTÍFICA DA UFRGS
Ano	2021
Local	Virtual
Título	Relações entre os Padrões Petrográficos de Rochas do Pré-Sal da Bacia de Santos e seus Aspectos Petrofísicos: Implicações para a Qualidade dos Reservatórios
Autor	WILLIAM DA SILVEIRA FREITAS
Orientador	LUIZ FERNANDO DE ROS

Relações entre os Padrões Petrográficos de Rochas do Pré-Sal da Bacia de Santos e seus Aspectos Petrofísicos: Implicações para a Qualidade dos Reservatórios

William da Silveira Freitas
Orientador: Luiz Fernando De Ros
Instituto de Geociências – UFRGS

A Bacia de Santos é a maior produtora de óleo e gás do país. O preenchimento sedimentar da bacia é dividido em três supersequências: rift, sag e drift. A maior parte das reservas de hidrocarbonetos do Pré-sal estão contidas na Formação Barra Velha (Aptiano), da seção sag. A Formação Barra Velha é constituída por agregados esferulíticos e fasciculares de calcita precipitados em uma matriz argilosa magnésiana laminada, parcialmente substituída por calcita, dolomita e/ou sílica, e por calcarenitos e calcirruditos de intraclastos carbonáticos retrabalhados dos agregados de calcita. O objetivo deste estudo é mostrar a influência dos aspectos petrográficos primários e diagenéticos sobre as propriedades petrofísicas básicas de porosidade e permeabilidade que definem a qualidade dos reservatórios. Uma caracterização petrográfica sistemática foi realizada através da descrição detalhada dos constituintes primários, diagenéticos e tipos de poros em amostras de um poço no centro da Bacia. Dados de porosidade e permeabilidade foram utilizados para calcular índices de qualidade e caracterizar os intervalos do reservatório. Valores do Índice de Qualidade de Reservatório (RQI) e do Indicador de Zona de Fluxo (FZI) foram calculados a partir dos dados petrofísicos de porosidade e permeabilidade. Os resultados preliminares mostram que as rochas com os maiores valores de porosidade e permeabilidade da seção superior do poço estudado são rochas intraclásticas retrabalhadas, seguidas por shrub-spherulstones de agregados fasciculares e esferulíticos *in situ*. Na seção inferior, rochas intraclásticas e shrubstones apresentam as melhores características de reservatório, entretanto intercaladas com rochas de baixa qualidade, indicando diferentes zonas de fluxo no intervalo estudado.