

PSEUDOPROPERTIES DISTRIBUTION ESTIMATION IN APTIAN CARBONATIC RESERVOIRS (SANTOS BASIN) BY QUANTITATIVE GEOPHYSICAL ANALYSIS**ESTIMATIVA DA DISTRIBUIÇÃO DE PSEUDOPROPRIEDADES EM RESERVATÓRIOS CARBONÁTICOS APTIANOS (BACIA DE SANTOS) POR MEIO DE ANÁLISE GEOFÍSICA QUANTITATIVA****Maíra Gabriela Borges Izeli**

Advisor: Dr. José Alexandre de Jesus Perinotto (Unesp)

Co-advisor: Dra. Ma. Gabriela Castillo Vincentelli (Unesp)

122 p. – Master Dissertation – April 6, 2017

ABSTRACT. Discoveries of large hydrocarbon reservoirs, associated with Aptian carbonate's rocks, at ultra-deep waters of Santos Basin, generated a high expectation related to economic return for the oil industry. In order to better understand this kind of reservoirs and improve the process of geological facies definition, distribution and prediction, this study was carried out in an oil field from Santos basin. The study was based on wirelogs, 3D seismic cube (time/depth scales), 2D seismic lines and well core; as result, it was possible to obtain an understanding of this reservoir and the porosity and density distribution was estimated for an oil producer level at the area. To reach the proposed objective, a stratigraphic well correlation, petrophysical analyzes, well-seismic calibration, and seismic interpretation were performed, including generation of attribute maps that allow the comprehension of the porous system. The analysis of the correlation of the seismic attributes with the reservoir properties was performed in a quantified way, using crossplots of correlation between amplitude and rock property. From the stratigraphic sections generated, a structural high was observed in the Northeast portion of the studied area and an expressive low to the Southwest, with great increase of the thickness of the rift sequence zones in this direction. The structural interpretation of the 3D seismic cube suggested a division of the area in three blocks with NE-SW direction, separated by expressive normal faults, with dip to SE. The crossplots show, at the studied level, that the porosity is reflected by the attribute map of Maximum Negative Amplitude and the density property is reflected by the RMS attribute map (extracted from the acoustic impedance cube filtered, bandpass). Finally, it was possible to conclude that the pseudoporosity and pseudo-density distribution follows the main trend of the NE-SW faults.

RESUMO. As descobertas de grandes reservatórios de hidrocarbonetos associados a rochas carbonáticas, nas águas ultra profundas da Bacia de Santos, geraram uma alta expectativa de retorno econômico para a indústria do petróleo. Com o objetivo de melhor compreender esses reservatórios e contribuir para a definição e predição da distribuição geológica das melhores fácies reservatório e seu sistema poroso, foi realizado o estudo na região de um campo produtor de hidrocarbonetos de Idade aptiana da Bacia de Santos. Com base em perfis elétricos de poços, cubo sísmico 3D (tempo/profundidade), linhas sísmicas 2D e testemunho de um dos poços foi possível obter uma compreensão desse reservatório e estimar a distribuição da porosidade e da densidade na área de estudo. Para alcançar o objetivo proposto, o trabalho foi iniciado com a correlação estratigráfica dos poços, que permitiu a divisão da coluna litológica do pré-sal na área em seis zonas, nas quais foram realizadas as análises petrofísicas, com cálculo de porosidade e saturação de água. Em seguida, foi realizada a calibração poço-sísmica e a interpretação sísmica, com geração de mapas de atributos sísmicos. A análise da correlação dos atributos sísmicos com as propriedades do reservatório foi realizada de forma quantificada, utilizando gráficos cruzados, e avaliada com a calibração dos perfis com a rocha (correlação rocha-perfil-sísmica). A partir das seções estratigráficas geradas observou-se um alto estrutural na porção Nordeste da área estudada e um baixo expressivo para sudoeste, com grande aumento da espessura, principalmente das zonas da sequência rifte, nesta direção. A interpretação estrutural na área do cubo sísmico 3D permitiu dividi-la em três blocos de direção NE-SW, separados por falhas normais expressivas, com mergulho para SE. Os gráficos cruzados indicam que, para a zona reservatório estudada da sequência pós-rifte, a porosidade é melhor refletida pelo atributo de Máxima Amplitude Negativa (Valor máximo negativo das amplitudes no intervalo) e a densidade pelo atributo RMS (Root Mean Square – Valor quadrático médio) extraídos do cubo de impedância acústica filtrado. Apesar do dado sísmico apresentar problemas de iluminação, foi possível concluir que a distribuição da pseudoporosidade e da pseudodensidade segue a tendência principal das falhas, de direção NE-SW.