

PARÂMETROS CONTROLADORES DA POROSIDADE E DA PERMEABILIDADE NOS RESERVATÓRIOS CLÁSTICOS PROFUNDOS DO CAMPO DE MERLUZA, BACIA DE SANTOS, BRASIL

PARAMETERS CONTROLLING POROSITY AND PERMEABILITY IN CLASTIC RESERVOIRS OF THE MERLUZA DEEP FIELD, SANTOS BASIN, BRAZIL

Cristiano L. Sombra¹⁾, Luci M. Arienti¹⁾, Márcio J. Pereira²⁾ e Juliano M. Macedo²⁾

RESUMO – Os arenitos turbidíticos cretácicos (Turoniano), da Formação Itajaí/Membro Ilhabela, apresentam porosidade média de 21% a 4 700 m de profundidade, no poço 1-SPS-20 (Campo de gás de Merluza, Bacia de Santos). No poço 1-SPS-25, que perfurou estrutura adjacente à de Merluza, estes arenitos encontram-se também saturados de gás com porosidade média de 16% na profundidade de 4 900 m. Estas porosidades são muito superiores às porosidades médias de reservatórios brasileiros situados a tais profundidades. A porosidade, quase que totalmente intergranular, é considerada predominantemente de origem primária. A preservação da porosidade se deu devido ao desenvolvimento de espessas franjas de clorita em estágio diagenético precoce, as quais inibiram a dissolução por pressão e a precipitação de cimentos. Por outro lado, os arenitos da base da Formação Juréia, a 4 450 m, no poço 1-SPS-25, apresentam porosidade média de apenas 12%. Constituem depósitos de plataforma rasa, possivelmente de complexo de ilhas de barreira. A inexistência das franjas de clorita nestes arenitos propiciou uma maior atuação da compactação química e da cimentação silicosa, o que resultou em maior destruição da porosidade. A composição detrítica do arcabouço e o ambiente deposicional foram os principais fatores controladores da diagênese e da preservação da porosidade dos arenitos do Membro Ilhabela e da base da Formação Juréia.

(Originais recebidos em 22.10.90.)

ABSTRACT – The Cretaceous (Turonian) turbidite sandstones of the Itajaí Formation/Ilhabela Member display an average porosity of 21% at a depth of 4,700 m in well 1-SPS-20 (Merluza gas field, Santos Basin). In adjacent well 1-SPS-25 these sandstones are also found saturated with gas and display an average porosity of 16% at a depth of 4,900 m. These porosities are much greater than the average porosities of most Brazilian reservoirs located at such depths. Almost wholly intergranular, the porosity is believed to be predominantly primary. The preservation of porosity was due to the development of thick chlorite fringes at an early stage of diagenesis, which inhibited both pressure solution as well as the precipitation of cements. On the other hand, the sandstones of the base of the Juréia Formation, at a depth of 4,450 m in well 1-SPS-25, display an average porosity of only 12%. They constitute shallow platform deposits, possibly originating from a comprising barrier bar deposits. The absence of any chlorite fringes in these sandstones prompted more active chemical compaction and silica cementation, which resulted in greater destruction of porosity. The detrital composition of the structural framework and the depositional environment were the main factors that controlled both diagenesis and the preservation of porosity in the sandstones of the Ilhabela Member and the base of the Juréia Formation.

(Expanded abstract available at the end of the paper.)

1 - Setor de Geologia para Exploração (SEGEX), Divisão de Geologia de Reservatórios (DIGER), Centro de Pesquisas (CENPES), Cidade Universitária, Quadra 7, Ilha do Fundão, CEP 21910, Rio de Janeiro, RJ, Brasil.

2 - Setor de Interpretação e Exploração das Bacias da Costa Sul (SESUL), Divisão de Interpretação da Região Sul e Sudeste (DIRSUL), Departamento de Exploração (DEPEX), Av. República do Chile, 65, Centro, CEP 20035, Rio de Janeiro, RJ, Brasil.

1 – INTRODUÇÃO

O Campo de Merluza corresponde à primeira descoberta comercial de gás em perfurações sob contratos com cláusulas de risco na plataforma continental brasileira, a cargo da Pecten Brazil Exploratory Company. O primeiro poço perfurado na área, o 1-SPS-11, não foi devidamente avaliado, devido a problemas mecânicos. O poço

1-SPS-21, perfurado em seguida, atingiu reservatórios da base da Formação Juréia, saturados de gás. A perfuração do poço 1-SPS-20, em 1984, em cota batimétrica de 122 m, constatou a ocorrência dos reservatórios da Formação Itajaí/Membro Ilhabela, saturados de gás.

Os reservatórios Juréia e Ilhabela apresentam espessuras da ordem