

de. Da mesma forma, o Campo de Serraria (porção emersa da Bacia Potiguar) foi considerado "jazida profunda", embora a sua principal zona produtora (Zona I, seção *rift*) situa-se a uma profundidade de apenas 1 300 m. Neste caso, tratou-se da primeira descoberta na Formação Pendência, sendo mais profunda do que as demais descobertas realizadas, até então, nas formações Alagamar e Açú. As acumulações de gás do campo supergigante de Elsworth, oeste canadense, compõem o que classicamente é denominado "campo de gás em bacia profunda" ("deep basin gas field"). Os principais reservatórios deste campo, arenitos do Cretáceo Inferior (Neocomiano a Albiano), distribuem-se entre 900 e 3 000 m de profundidade (Masters, 1984), mas a maior parte da produção provém de horizontes situados entre 1 800 e 2 700 m de profundidade (Myers, 1984). Assim, comparando com os reservatórios brasileiros de mesma idade, os equivalentes canadenses não seriam considerados reservatórios profundos. Estas comparações têm o objetivo de enfatizar dois importantes aspectos relacionados com os critérios sugeridos na tabela II: eles são baseados em uma ampla amostragem, na maioria dos casos incluindo bacias diferentes, de forma a ter uma aplicação mais geral (embora a definição de critérios regionais também possa ser bastante útil); e eles não devem ser aplicados em bacias com evoluções bastante distintas das brasileiras, como é o caso, exemplificado, da bacia tipo *foreland* de Alberta, Canadá.

Os comportamentos diferenciados das variações de porosidades e permeabilidades com a profundidade têm forte influência no tipo de fluido (óleo ou gás) que as diferen-

tes famílias de reservatórios contêm (fig. 8), bem como na distribuição em profundidade das suas jazidas (fig. 9). Assim, as jazidas de gás não-associado tendem a se concentrar nas seções mais anti-

gas (fig. 8) e em horizontes mais profundos (fig. 9), em função das porosidades e permeabilidades mais baixas. Entretanto, ressalva-se que esta não é a única razão para tal distribuição, uma vez que o

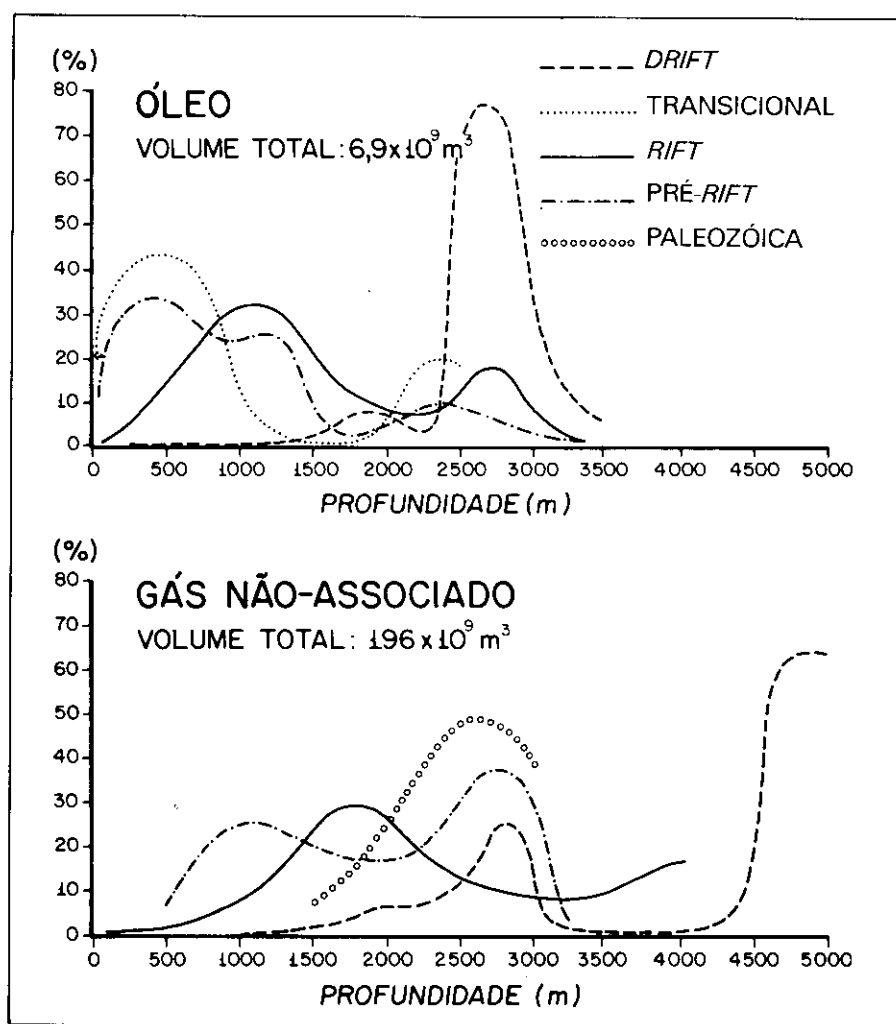


Fig. 9 - Distribuição em profundidade dos volumes originais de óleo e gás não-associado contidos nas diferentes seções de preenchimento das bacias sedimentares brasileiras (situação em dezembro de 1988). A seção *drift* apresenta uma moda bastante destacada na distribuição dos volumes de óleo, entre 2 500 e 3 000 m, que é produzida pelos campos gigantes de Albacora e Marlim, Bacia de Campos. A seção *drift* também apresenta uma moda prominente na distribuição dos volumes de gás não-associado, entre 4 500 e 5 000 m, condicionada pelos campos de Merluza e Tubarão na Bacia de Santos, e Pirapema na Bacia da Foz do Amazonas. Os volumes de óleo da seção paleozóica e de gás não-associado da seção transicional não foram incluídos nos diagramas por serem bastante subordinados.

Fig. 9 - Distribution with depth of the original volumes of oil and non-associated gas for each one of the filling-sections of the Brazilian sedimentary basins (situation as of December, 1988). The drift section presents an important mode (between 2,500 and 3,000 m) in the distribution of oil, which is produced by the giant oil-fields of Albacora and Marlim (Campos Basin). The drift section shows another important mode (between 4,500 and 5,000 m) in the distribution of non-associated gas, which is derived from study of the volume of gas in Tubarão and Merluza (Santos Basin), and Pirapema (Foz do Amazonas Basin) fields only. Subordinate volumes of oil in the Paleozoic section, and non-associated gas in the transicional section were not included in the diagrams.