

O PAPEL DA HISTÓRIA DE SOTERRAMENTO NA EVOLUÇÃO DA POROSIDADE DE ARENITOS (BACIAS MARGINAIS BRASILEIRAS)

THE ROLE OF BURIAL HISTORY IN THE EVOLUTION OF THE POROSITY OF SANDSTONES IN BRAZILIAN MARGINAL BASINS

Cristiano Leite Sombra

RESUMO – No presente trabalho, é definido e aplicado um novo parâmetro (Índice tempo-profundidade) para investigação quantitativa e empírica da influência da história de soterramento na evolução da porosidade de arenitos de algumas bacias da margem continental brasileira (Santos, Campos, Espírito Santo, Cumuruxatiba, Recôncavo, Sergipe-Alagoas e Potiguar). O Índice tempo-profundidade para um dado reservatório é definido a partir do diagrama da história de soterramento, e equivale à área compreendida entre a curva de soterramento do reservatório e os eixos do diagrama. O conceito de Índice tempo-profundidade do reservatório, utilizado juntamente com sua caracterização textural e composicional, explica as principais variações de porosidade nos arenitos das bacias estudadas, o que credencia a sua utilização com finalidade preditiva. Os reservatórios que apresentam melhores valores de porosidades são aqueles que possuem melhor seleção granulométrica, maior teor de quartzo na sua composição detrítica e menor Índice tempo-profundidade.

(Originais recebidos em 22.10.90.)

ABSTRACT – A new parameter – the time-depth index – is defined and applied to a quantitative and empirical investigation of the influence of burial history on the evolution of sandstone porosity in some basins of the Brazilian continental margin (i.e., the Santos, Campos, Espírito Santo, Cumuruxatiba, Recôncavo, Sergipe-Alagoas, and Potiguar). The time-depth index for a reservoir is calculated based on burial history diagram. It is equivalent to the area enclosed by the reservoir burial curve and the axes of the diagram. Used in conjunction with textural and compositional characterizations, the concept explains the main variations in the porosity of sandstones in the basins studied, which makes it a useful forecasting tool. The reservoirs presenting the best porosity values are those that display better grain sorting, greater quartz contents in terms of detrital composition, and smaller time-depth indices.

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

1 – INTRODUÇÃO

Diversos trabalhos têm apontado a importância da história de soterramento na evolução da porosidade. Em geral, apresentam-se: enfoques qualitativos, a exemplo de Bruhn *et al.* (1988), que estudaram arenitos da fase *rift* do Brasil; ou, simulações de eventos diagenéticos isolados, tais como: compactação (Angevine e Turcotte, 1983), cimentação silicosa (Leder e Park, 1986), entre outros. Apesar da inestimável contribuição apresentada, estes trabalhos têm se mostrado de difícil aplicação prática na previsão de porosidade de arenitos.

O presente trabalho avalia quantitativamente a importância da história de soterramento na evolução da porosidade de arenitos, considerando suas características texturais e composicionais e propõe uma nova metodologia preditiva de qualidade de reservatórios. Para tal, foi definido um novo parâmetro, o índice tempo-profundidade, calculado a partir da história de soterramento do reservatório. As porosidades de arenitos saturados com hidrocarbonetos das bacias de Santos, Campos, Espírito Santo, Cumuruxatiba, Recôncavo, Sergipe-Alagoas e Potiguar foram correlacionadas com os respectivos índices tempo-pro-

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

fundidade. A dispersão da amostragem em diversas bacias sedimentares foi proposital, com o intuito de se obter reservatórios com um amplo espectro de características texturais, composicionais e de histórias de soterramento.

2 – PARÂMETROS CONTROLADORES DA POROSIDADE

A porosidade inicial dos arenitos depende fortemente da sua seleção granulométrica (Beard e Weyl, 1973). Quanto melhor a seleção granulométrica melhor a porosidade, conforme ilustra a figura 1. A figura 1a mostra uma lâmina delgada hipotética de um arenito bem selecionado, com porosidade 20,6%, calculada a partir de contagem de pontos em malha quadrangular. Substituindo-se a área englobada pela linha tracejada por um grão de tamanho maior (fig. 1b), a porosidade cai para 16,9%.

Nos estágios iniciais de soterramento, a redução de porosidade nos arenitos é governada principalmente pela compactação mecânica. Já nos estágios moderados e avançados de soterramento, as alterações na porosidade passam a ser governadas por reações químicas (compactação química, cimentação e dissolução). A velocidade destas reações depende da natureza dos reagentes, da pressão, da temperatura e do tempo. O somatório destes fatores resulta na diminuição da porosidade com o aumento da profundidade. Contudo, esta diminuição não ocorre de maneira uniforme, podendo variar de bacia para bacia, ou dentro de uma mesma bacia. Tais variações dependem de diversos parâmetros ligados à diagênese dos reservatórios, tais como: cimentação preco-

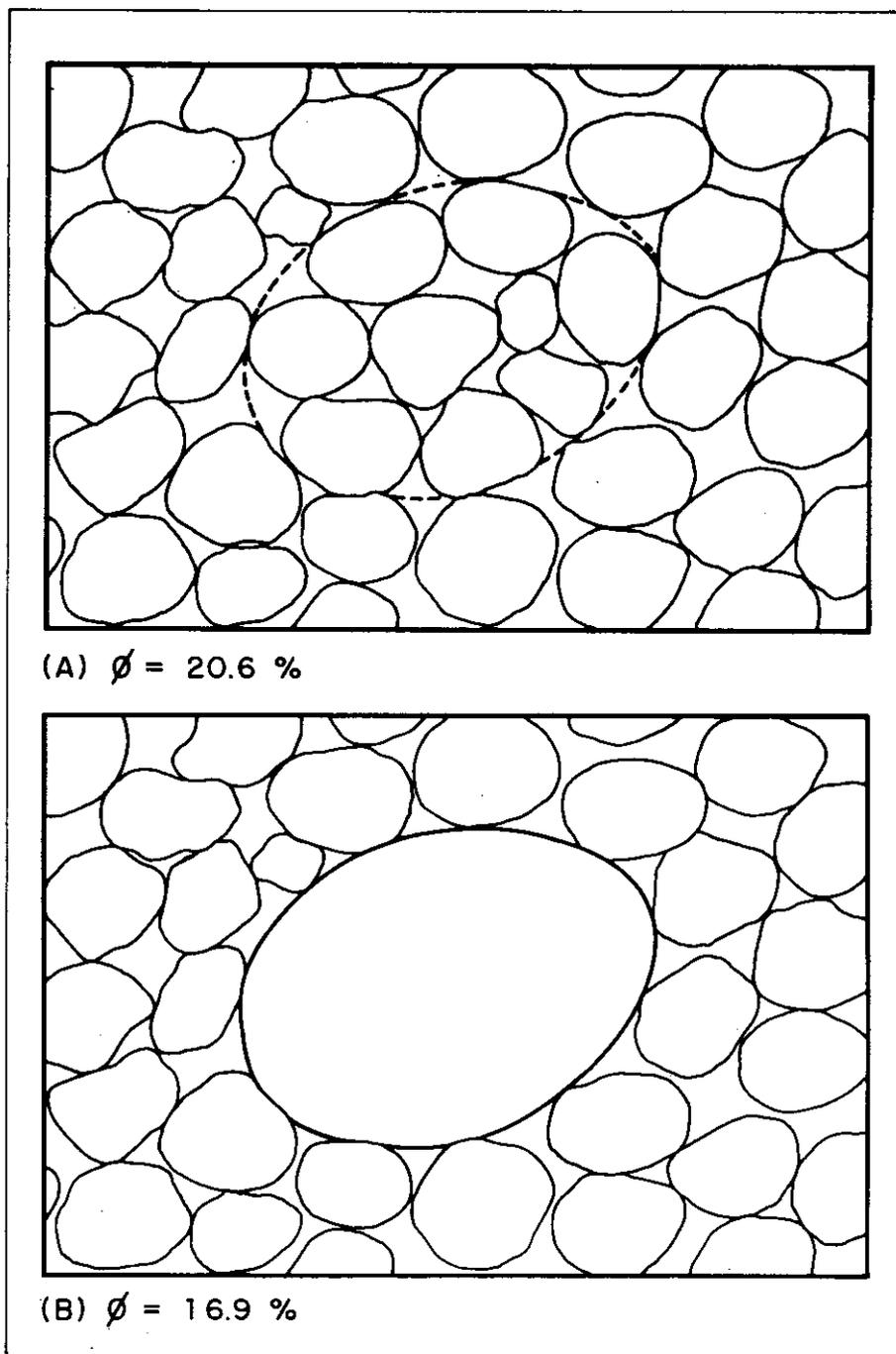


Fig. 1 - Representação hipotética de lâmina delgada de arenito exemplificando a importância da textura (seleção granulométrica) na porosidade.

Fig. 1 - Hypothetical representation of sandstone thin section, exemplifying the importance of texture (granulometric sortedness) in porosity.

ce, cimentação tardia, dissolução, tipo de fluido saturante, pressão anormal, películas argilosas, composição do arcabouço (Nagtegaal, 1980), gradiente geotérmico (Galloway, 1974), história de tempo/temperatura (Schmoker e Gautier, 1988) etc. Alguns destes parâmetros, contudo, exercem um controle mais efetivo na evolução da porosidade.

Estudos diagenéticos efetuados na seqüência clástica terrígena da margem equatorial brasileira (Chang, 1983) sugerem que a compactação é o principal fator controlador da perda de porosidade nos arenitos. Desta forma, a composição do arcabouço é um parâmetro de importância primordial na evolução da porosidade, pois diferentes litologias apresentam dife-

rentes respostas às pressões efetivas atuantes durante o soterramento. Dickinson (1984) comparou os valores de porosidades de reservatórios de diversas composições provenientes de diversas bacias (fig. 2), verificando serem os arenitos quartzosos os menos afetados pela perda de porosidade com o aumento da profundidade. Os arenitos líticos apresentam a maior perda de porosidade, enquanto os arcósios comportam-se de forma intermediária entre os líticos e os quartzosos.

Ao simular experimentalmente a redução da porosidade de arenitos quartzosos em função da pressão, da temperatura, do tempo e do fluido saturante (óleo ou água), De Boer (1974) verificou que estes parâmetros são de grande importância na evolução da porosidade (fig. 3). Dentre as conclusões obtidas,

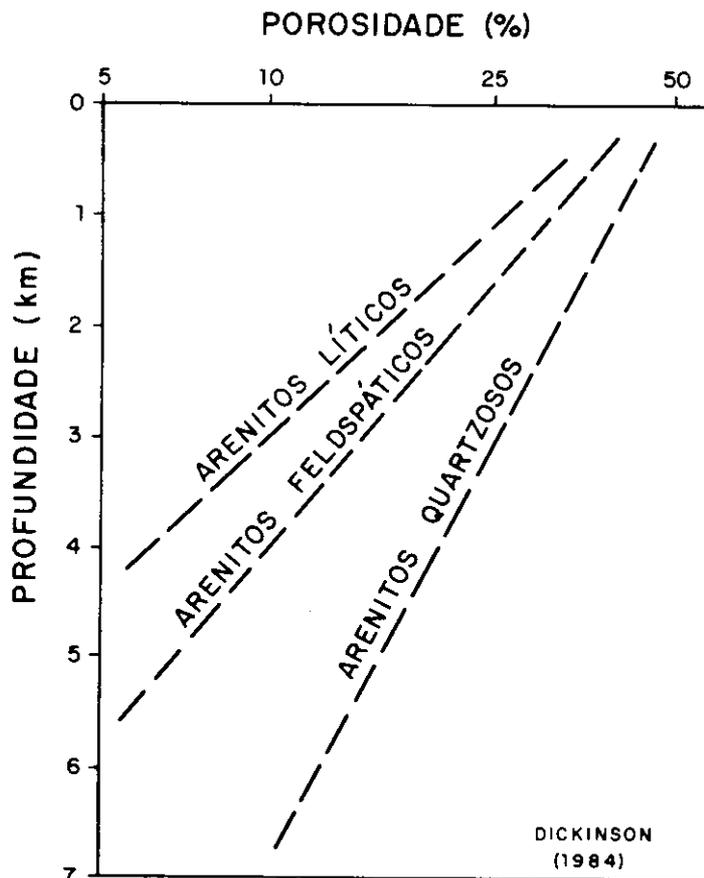


Fig. 2 - Variação média da porosidade com a profundidade para diferentes litologias. Compilado a partir de dados de diversas bacias.

Fig. 2 - Average variation in porosity as a function of depth for different lithologies. Compiled based on data from several basins.

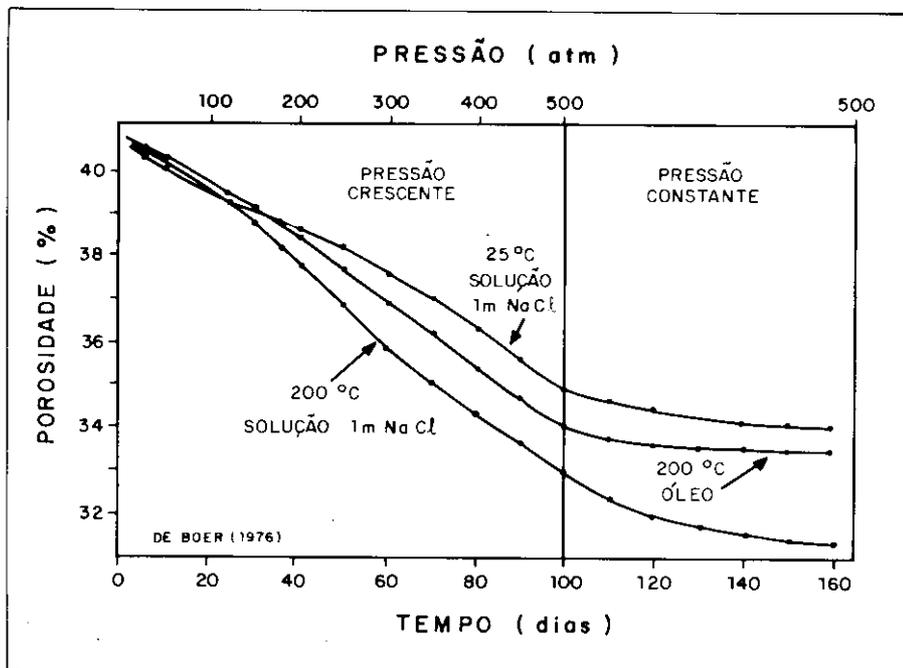


Fig. 3 - Simulação experimental da variação da porosidade em função do tempo, temperatura, pressão e tipo de fluido.

Fig. 3 - Experimental simulation of variations in porosity plotted against time, temperature, pressure, and type of fluid.

deve-se destacar que: o aumento da pressão, da temperatura e do tempo são fatores causadores de redução de porosidade; a redução de porosidade é ligeiramente inferior quando o fluido saturante é óleo; e, o fator tempo, isoladamente, contribui para a diminuição da porosidade mesmo que se mantenham constantes as demais variáveis.

Scherer (1987) realizou um estudo estatístico acerca da influência de 13 parâmetros distintos sobre a compactação em amostras de arenitos de um extenso banco de dados da Shell. As amostras eram provenientes de diversas bacias sedimentares. Dentre os parâmetros utilizados, os de maior significado estatístico foram: idade do reservatório (tempo de soterramento), conteúdo de quartzo detrítico, pro-

fundidade máxima de soterramento e seleção granulométrica.

Schmoker e Gautier (1988) prestaram importante contribuição ao estudo da porosidade de arenitos, ao verificarem a interdependência da porosidade com os parâmetros de maturação térmica TTI (*time-temperature-index*) e reflectância da vitrinita. O inconveniente na utilização de parâmetros de maturação térmica na previsão de porosidade de reservatórios é que a modelagem termomecânica de bacias sedimentares é uma disciplina dominada por um pequeno número de exploracionistas. Além disto, envolve a estimativa de um grande número de variáveis que podem induzir a erros se não forem muito bem selecionadas.

3 – ÍNDICE TEMPO-PROFUNDIDADE

A influência da profundidade (temperatura e pressão) sobre a porosidade deve ser investigada num

contexto evolutivo, já que a profundidade atual representa uma amostragem infinitamente pequena de toda a história do reservatório. Atendendo a esta necessidade, é definido neste trabalho o índice tempo-profundidade, calculado a partir da história de soterramento do reservatório e que, portanto, reflete a sua história evolutiva.

O índice tempo-profundidade é aqui definido como sendo a área compreendida, no diagrama de história de soterramento, entre a curva de soterramento e os eixos do diagrama (fig. 4), o que significa a integração do tempo de residência do reservatório em cada profundidade durante toda a sua história de soterramento. A integração das profundidades do reservatório durante a sua história de soterramento em intervalos regulares de tempo tem o mesmo significado. Assume-se, neste procedimento, a premissa da pressão e da temperatura variarem em relativa concordância com a profundidade (o que obviamente não se verifica nos re-

servatórios que apresentam pressão anormal ou nas bacias com gradiente geotérmico anômalo), exercendo um forte controle nas reações diagenéticas. Além de embasado em princípios geológicos, o conceito de índice tempo-profundidade é de fácil entendimento, e apresenta boa correlação com os parâmetros de maturação térmica dos folhelhos adjacentes aos reservatórios estudados (fig. 5).

A construção do diagrama de história de soterramento para cálculo de índice tempo-profundidade dispensa a estimativa da paleobatimetria, pois a cota batimétrica não exerce influência sobre a porosidade dos reservatórios. A compactação (mecânica e química) é influenciada pela pressão exercida no contato entre os grãos (pressão efetiva, PE), e não pela pressão total exercida pelo peso da coluna de água mais sedimento (PT) situada sobre o reservatório. Define-se a pressão efetiva como:

$$PE = PT - PF$$

onde:

PF é a pressão da fase fluida (equivalente aproximadamente à pressão hidrostática nos reservatórios com pressão normal). Um incremento no valor de PT, ocasionado pelo aumento da cota batimétrica, resulta num incremento de igual valor em PF nos reservatórios com pressão hidrostática, de modo que a pressão efetiva (PE) permaneça inalterada.

4 – RESERVATÓRIOS ESTUDADOS

Os arenitos estudados neste trabalho localizam-se nas bacias Potiguar, Sergipe-Alagoas, Recôncavo, Espírito Santo, Cumuruxatiba,

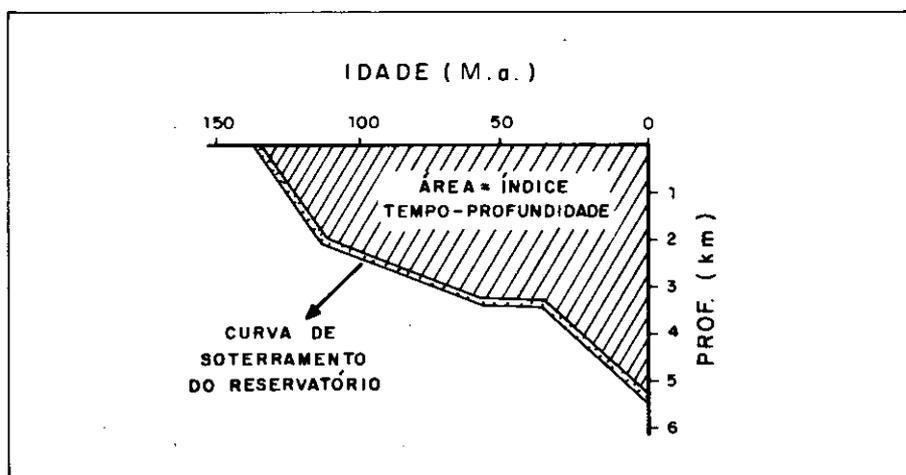


Fig. 4 - Diagrama de história de soterramento de um reservatório hipotético ilustrando o significado do índice tempo-profundidade (área entre os eixos do diagrama e a curva de soterramento do reservatório).
Fig. 4 - Diagram of burial history for a hypothetical reservoir, illustrating the significance of the time-depth index (i.e., area enclosed by the axes and reservoir burial curve).

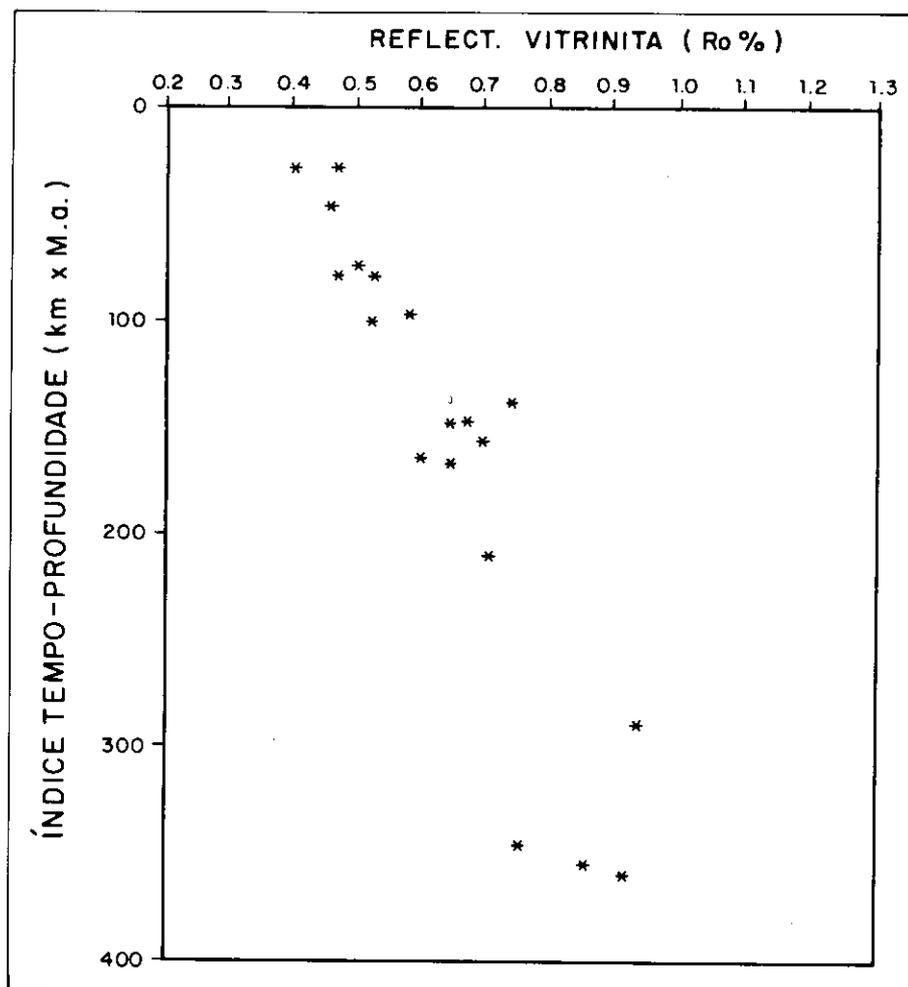


Fig. 5 - Índice tempo-profundidade de alguns reservatórios versus reflectância da vitrinita nos folhelhos associados.

Fig. 5 - Time-depth index for some reservoirs as a function of the vitrinite reflectance of associated shales.

Campos e Santos, todos saturados de hidrocarbonetos, com as seguintes características: idade variável do Terciário ao Jurássico (Dom João); profundidade entre 700 m e 4 900 m; granulometria desde finos até conglomeráticos; seleção granulométrica de muito boa até muito pobre; composicionalmente quartzarenitos, arcósios, subarcósios ou arcósios líticos; e depósitos turbidíticos, deltaicos, fluviais e eólicos.

A restrição aos reservatórios saturados de água foi imposta na tentativa de minimizar os efeitos produzidos por diferentes fluidos saturantes na evolução da porosidade, embora não tenha sido levado em consideração o tempo de preenchimento das estruturas pelos hidrocarbonetos, o que pode vir a ser

também um fator influenciador na porosidade.

Procurou-se estudar preferencialmente reservatórios testemunhados, com valores de porosidades provenientes de análises petrofísicas. Alguns dos reservatórios não foram testemunhados nos poços estudados, e os dados de porosidades utilizados são provenientes de análises de perfis.

5 - TEXTURA E COMPOSIÇÃO

Com base nas características texturais e composição do arcabouço, os arenitos-reservatório analisados foram agrupados em três tipos: reservatórios dos tipos I, II e III (fig. 6, tabelas I, II e III). As princi-

pais características destes reservatórios são:

Reservatórios do tipo I: arenitos de granulometria predominante areia fina a grossa (seixos ausentes ou presentes em baixos teores), seleção granulométrica moderada a moderada/pobre, de composição quartzo-feldspática (arcósios/subarcósios com teores médios de quartzo de 50-70%). Foram classificados como do tipo I os reservatórios turbidíticos estudados das formações Itajai/Membro Ilhabela (Bacia de Santos), Campos e Macaé (Bacia de Campos), Candeias/Membro Gomo (Bacia do Recôncavo), Piaçabuçu/Membro Calumbi (Bacia de Sergipe-Alagoas) e Pendência (Bacia Potiguar), bem como os reservatórios fluviais e deltaicos da Formação Pendência (Bacia Potiguar). Os reservatórios fluviais da Formação Sergi podem apresentar as características dos reservatórios do tipo I como definidas acima, contudo, não foram incluídos neste estudo devido ao elevado teor de argilas de infiltração mecânica que comumente apresentam (De Ros, 1987).

Reservatórios do tipo II: arenitos e arenitos conglomeráticos de granulometria predominante areia muito grossa, cascalhosa (teores moderados a elevados de seixos), seleção granulométrica de pobre a muito pobre, de composição quartzo-feldspática como nos reservatórios do tipo I, porém, com teores de quartzo mais baixos do que naqueles (devido à presença de teores variados de fragmentos de rochas graníticas concentrados nas classes granulométricas mais grosseiras, ou simplesmente devido a um maior teor de feldspatos na sua composição detrítica). Foram classificados como do tipo II os reservatórios turbidíticos estudados da

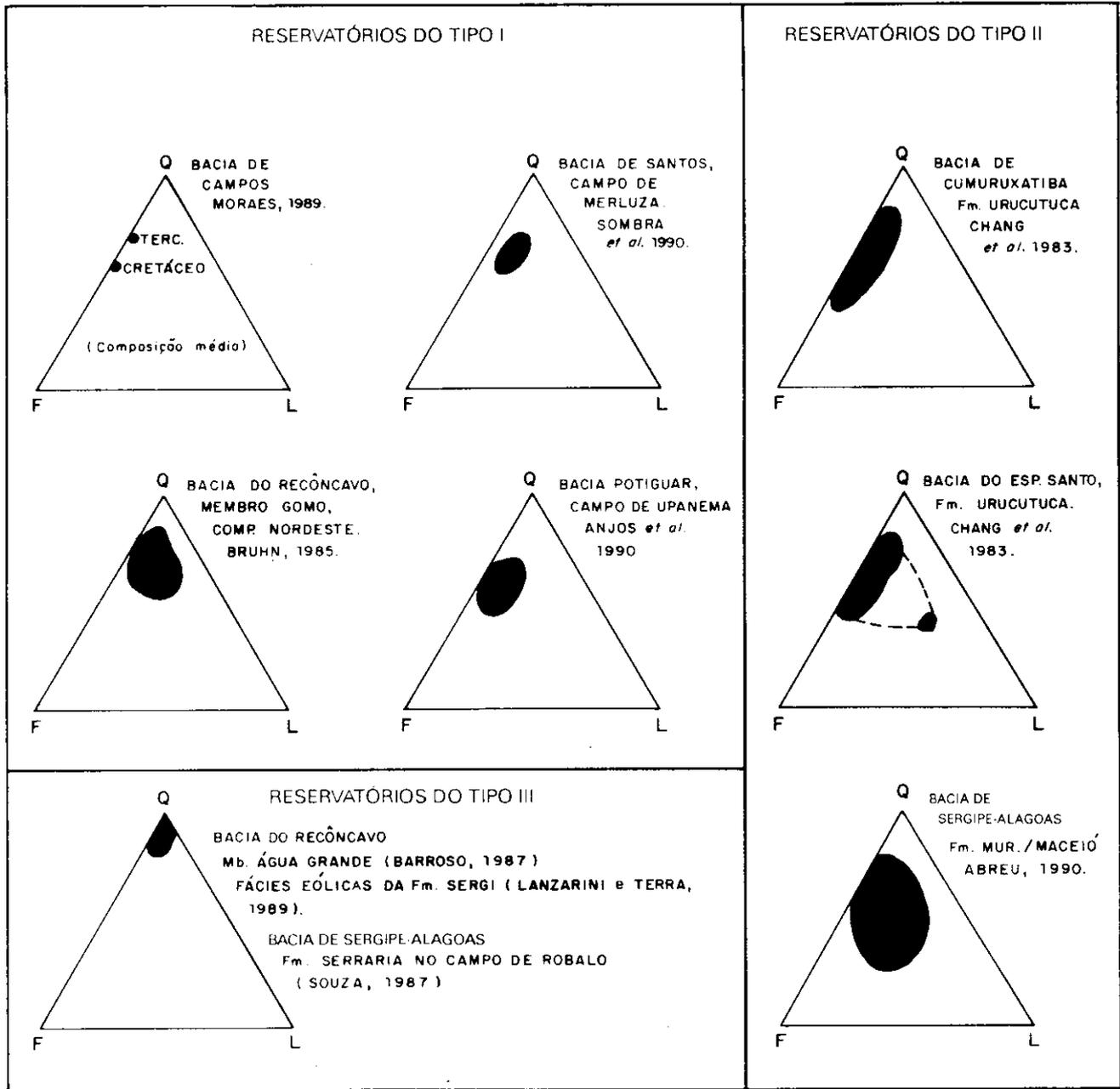


Fig. 6 - Composição dos reservatórios estudados.
Fig. 6 - Compositions of reservoirs studied.

Formação Urucutuca (bacias de Cumuruxatiba e Espírito Santo) e os da Formação Muribeca/Membro Maceió (próximo à linha de charneira da Bacia de Sergipe-Alagoas). Na Formação Urucutuca, Chang *et al.* (1988) reportam teores de quartzo variando em média de 50% a 70%, contudo, a amostragem de lâminas delgadas foi direcionada nas granulometrias medianas e finas. Nestas, os teores de líticos são baixos, não refletindo por-

tando a composição média da unidade.

Reservatórios do tipo III: arenitos de granulometria predominante fina a grossa, moderadamente a muito bem selecionados, de composição essencialmente quartzosa (quartzarenitos ou subarcósios com teores de quartzo superiores a 85%). Entre os reservatórios ricos em quartzo incluem-se o Membro

Água Grande no Campo de Araçás (Barroso, 1987) e as fácies eólicas da Formação Sergi (Lanzarini e Terra, 1989), ambos na Bacia do Recôncavo, e os depósitos fluviais da Formação Serraria no Campo de Robalo (Souza, 1987), na Bacia de Sergipe-Alagoas. Na Formação Sergi, Lanzarini e Terra (1989) apontam que os depósitos eólicos são predominantemente quartzosos, ao passo que os de canais fluviais são mais ricos em feldspatos.

TABELA I / TABLE I
RESERVATÓRIOS DO TIPO I
TYPE I RESERVOIRS

Poço/Campo	Bacia	Profundidade (m)	Porosidade média/máxima (%)	Idade/Formação	Índice Tempo-Profundidade (km x M.a.)
1-SPS-20 Merluza	Santos	4683/4701	21.0/22.4 Petrofísica	Turoniano Itajaí/Ilhabela	293
1-SPS-25	Santos	4910/4920	15.8/16.9 Petrofísica	Turoniano Itajaí/Ilhabela	300
7-NA-44D-RJS Namorado	Campos	3287/310	25.0/30.6 Petrofísica	Cenomaniano Macaé	73
4-RJS-403 Marlim	Campos	2578/85 2014/22*	30.0/32.0 Perfil	Oligoceno Campos	32
4-RJS-328 Albacora	Campos	2578/85 2159/72	27.0/31.0	Oligoceno Campos	33
		3169/88 2750/69*	19.0/26.3 Petrofísica	Albiano Macaé	82
7-CX-15-BA Cexis	Recôncavo	2743/53	10.8/15.3 Petrofísica	Rio da Serra Candeias/Gomo	357
7-FBM-22-BA Faz. Balsamo	Recôncavo	1120/90	13.2/15.5 Petrofísica	Rio da Serra Candeias/Gomo	150
7-RBU-6-BA Rio do Bu	Recôncavo	895/935	14.0/16.7 Petrofísica	Rio da Serra Candeias/Gomo	160
7-RCB-11-BA R. da Barra	Recôncavo	1658/793	16.0/19.9 Petrofísica	Rio da Serra Candeias/Gomo	212
3-GA-8-SES Guaricema	Sergipe-Alagoas	1167/71	32.4/35.9 Petrofísica	Paleoceno Piaçabuçu/Calumbi	48
1-SES-2	Sergipe-Alagoas	1963/67	22.5/24.0 Perfil	Paleoceno Piaçabuçu/Calumbi	95
		2630/33	16.7/20.0 Perfil	Maestrichtiano Piaçabuçu/Calumbi	144
1-SES-29	Sergipe-Alagoas	2384/93	17.5/19.5 Perfil	Campaniano Piaçabuçu/Calumbi	146
1-SES-54	Sergipe-Alagoas	3108/15	15.4/16.5 Perfil	Paleoceno Piaçabuçu/Calumbi	156
1-SES-92	Sergipe-Alagoas	3151/63 2051/63*	18.2/22.2 Perfil	Maestrichtiano Piaçabuçu/Calumbi	96
4-LOR-2-RN Lorena	Potiguar	675/747	20.9/28.5 Petrofísica	Rio da Serra Pendência	73
7-UPN-12 Upanema	Potiguar	1509/16	16.5/20.4 Petrofísica	Rio da Serra Pendência	175
1-PX-1-RN Poço Xavier	Potiguar	1651/66	17.2/20.5 Petrofísica	Rio da Serra Pendência	195
1-RFQ-1-RN R. Forquilha	Potiguar	2583/99	10.8/12.4 Petrofísica	Rio da Serra Pendência	313
		2893/2909	8.8/11.8 Petrofísica	Rio da Serra Pendência	356
3-RNS-85 Pescada	Potiguar	3429/32	14.3/15.6 Petrofísica	Jiquiá Pendência	273

(*) Profundidades diminuídas da lâmina d'água

TABELA II/TABLE II
RESERVATÓRIOS DO TIPO II
TYPE II RESERVOIRS

Poço/Campo	Bacia	Profundidade (m)	Porosidade média/máxima (%)	Idade/Formação	Índice Tempo-Profundidade (km x M.a.)
1-ESS-22	Espírito Santo	3945/62	12.0/14.0 Perfil	Campaniano? Urucutuca	170
		4180/95	7.5/10.0 Perfil	Campaniano? Urucutuca	192
1-ESS-25	Espírito Santo	3577/616	11.0/12.0 Perfil	Santoniano? Urucutuca	180
1-BAS-39	Cumuruxatiba	2854/71	14.7/19.4 Petrofísica	Paleoceno Urucutuca	100
1-FGT-2	Sergipe-Alagoas	3133/37	3.8/5.2 Petrofísica	Alagoas Muribeca/Maceió	360
1-ALS-11	Sergipe-Alagoas	1975/2014	7.5/11.4 Perfil	Alagoas Muribeca/Maceió	165
1-ALS-26	Sergipe-Alagoas	2577/2624	11.4/17.0 Perfil	Albiano/Alagoas Muribeca/Maceió	137
1-ALS-39	Sergipe-Alagoas	2111/39	12.3/17.7 Petrofísica	Turoniano Muribeca/Maceió	92

TABELA III/TABLE III
RESERVATÓRIOS DO TIPO III
TYPE III RESERVOIRS

Poço/Campo	Bacia	Profundidade (m)	Porosidade média/máxima (%)	Idade/Formação	Índice Tempo-Profundidade (km x M.a.)
7-AR-65 Araçás	Recôncavo	2701/08	14.5/15.7	Rio da Serra Itaparica/Água Grande	347
7-AR-233 Araçás	Recôncavo	3123/38	15.0/18.1 Petrofísica	Rio da Serra Itaparica/Água Grande	367
9-AR-215 Araçás	Recôncavo	2694/99	16.6/19.7 Petrofísica	D. João Sergi	320
7-SI-17 Sesmaria	Recôncavo	2459/66	17.5/18.5 Petrofísica	D. João Sergi	297
7-FBE-31 Faz. B. Esp.	Recôncavo	2418/30	16.5/18.5 Petrofísica	D. João Sergi	303
7-FBM-26 Faz. Bálamo	Recôncavo	1144/52	26.0/28.0 Petrofísica	D. João Sergi	149
7-BA-196 Buracica	Recôncavo	790/800	26.0/30.0 Petrofísica	D. João Sergi	110
6-RB-18 Robalo	Sergipe-Alagoas	4221/26	15.5/18.2 Petrofísica	D. João Serraria	468

A origem dos reservatórios do tipo III nas bacias estudadas está intimamente relacionada à deposição eólica ou a discordâncias regionais. O transporte eólico, extremamente abrasivo, desagrega os feldspatos, os quais são carreados na fração silte com conseqüente enriquecimento em quartzo das areias de dunas. Por sua vez, os arenitos próximos a discordâncias podem

ser enriquecidos em quartzo através de lixiviação de feldspatos associada a influxo de águas meteóricas.

6 - POROSIDADE VERSUS PROFUNDIDADE

As porosidades médias dos reservatórios estudados foram plotadas

em função da profundidade (fig. 7). Percebe-se uma enorme dispersão dos valores, inexistindo tendências bem definidas. Apesar disto, observa-se que os reservatórios do tipo II tendem a apresentar menores valores de porosidade do que os reservatórios dos tipos I e III.

Nas figuras 8 e 9 estão plotadas apenas as porosidades médias dos reservatórios do tipo I, em função da profundidade. Os melhores valores de porosidade ocorrem nos poços de mar (fig. 8) e nos reservatórios mais jovens (fig. 9). Bruhn *et al.* (1988), ao estudarem reservatórios brasileiros da fase *rift*, já haviam observado esta tendência de maiores porosidades nos poços da plataforma continental do que nos terrestres, atribuindo este comportamento a diferenças nas histórias de soterramento.

7 - HISTÓRIA DE SOTERRAMENTO

O modelo de desenvolvimento e evolução de bacias sedimentares proposto por McKenzie (1978) presuppõe um rápido estiramento uniforme da litosfera (crosta e manto), produzindo o seu afinamento e a ascensão da astenosfera quente. A este estágio estariam associados falhamentos normais e subsidência. Com o resfriamento da astenosfera sob a litosfera afinada segue-se uma nova fase de subsidência, inicialmente rápida e decaindo exponencialmente com o tempo (subsidência térmica, não associada a falhamentos). Este modelo explica as histórias de soterramento nas bacias brasileiras da margem continental, as quais apresentaram duas fases principais de sedimentação (continental na fase *rift* e marinha na fase de deri-

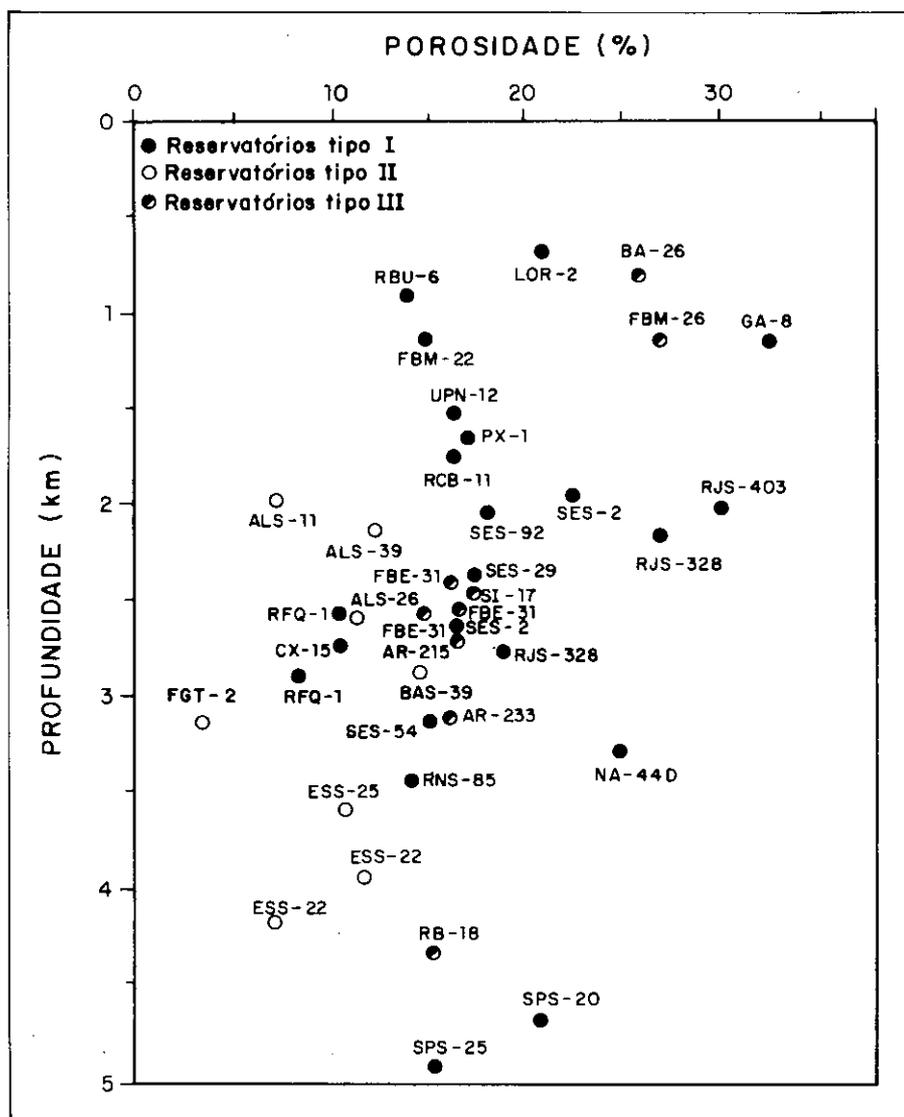


Fig. 7 - Porosidade média dos reservatórios estudados versus profundidade.
Fig. 7 - Average porosity for reservoirs studied as a function of depth.

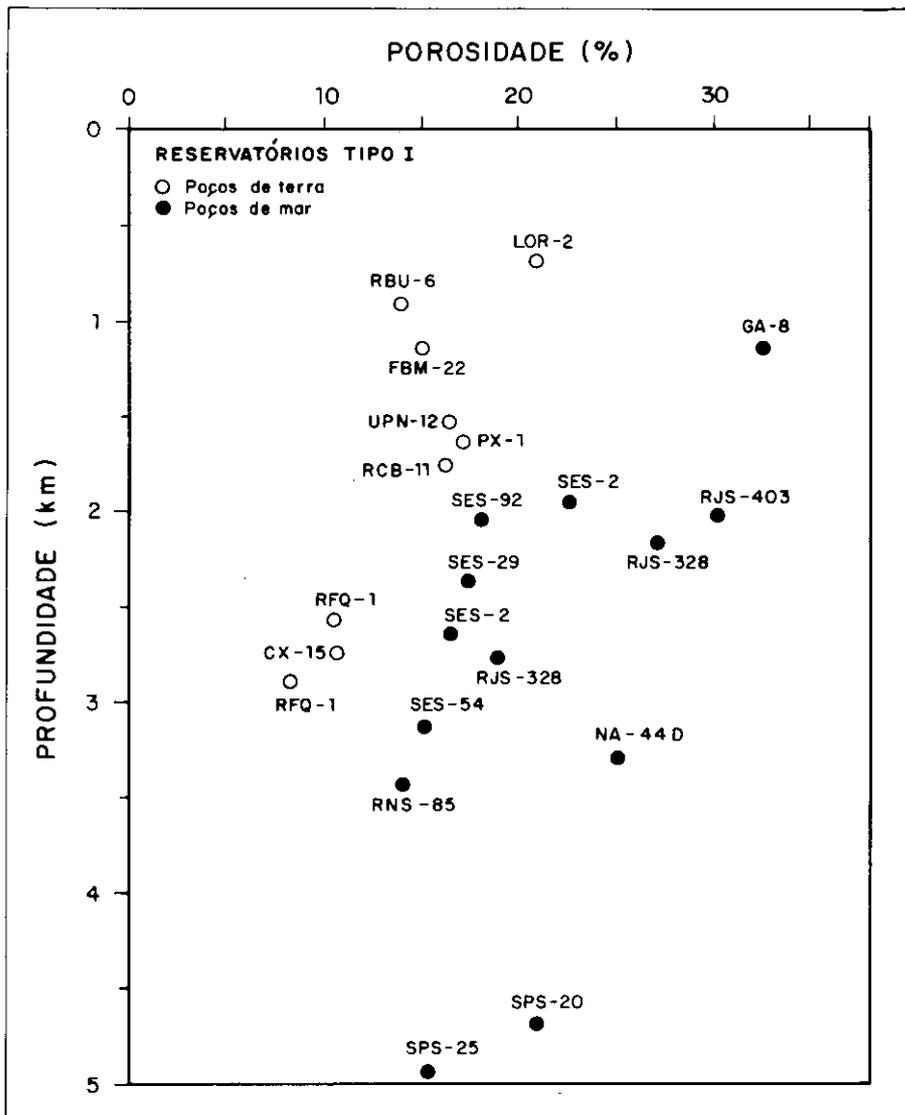


Fig. 8 - Porosidade média versus profundidade dos reservatórios do tipo I nos poços de terra e nos da plataforma continental.

Fig. 8 Average porosity as a function of depth, type I reservoirs, onshore and offshore wells.

va continental). A sedimentação na fase *rift* foi controlada principalmente pelo grau de extensão da litosfera, ao passo que a subsequente foi também influenciada por fatores outros além da subsidência tectônica, tais como clima, variações do nível do mar e suprimento sedimentar (Chang *et al.* 1988).

Nas porções terrestres das bacias marginais, contudo, predominou apenas uma forte subsidência inicial (fase *rift*), e nenhuma ou muito pouca subsidência posterior. Nestas bacias, a coluna de sedimentos é composta quase que exclusivamente por depósitos eocretácicos continentais. Não teria havido as-

cenção considerável da astenosfera nestas bacias e, conseqüentemente, o estiramento da litosfera ocorreu apenas na sua parte mais superficial, isto é, na crosta (segundo, por exemplo, os modelos de extensão não uniforme de Royden e Keen, 1980; Wernicke, 1985).

As curvas de soterramento de todos os reservatórios estudados foram reconstituídas a partir de dados de paleontologia dos próprios poços estudados ou vizinhos, desconsiderando a paleobatimetria e a cota batimétrica atual: o *datum* no diagrama de tempo-profundidade é a superfície deposicional. Os seguintes padrões principais foram identificados (fig. 10):

a - reservatórios rapidamente soterrados no Eocretáceo (fase *rift*), com pouco soterramento posterior (alguns até soerguidos). Este padrão é comum a todos os reservatórios da fase *rift* situados nas porções terrestres das bacias de Sergipe-Alagoas, Recôncavo e Potiguar. Estes reservatórios permaneceram por um longo tempo de residência em profundidades parecidas com as atuais (fig. 10a);

b - reservatórios cretácicos e terciários que foram gradativamente soterrados até a profundidade atual. Apesar de terem sido soterrados de uma maneira gradual, podem ter apresentado algumas fases de soterramento mais efetivo, seja no Cretáceo ou no Terciário. Apresentaram este comportamento os reservatórios estudados das formações Itajai/Membro Ilhabela (Bacia de Santos), Urucutuba (bacias do Espírito Santo e Cumuruxatiba), Piaçabuçu/Membro Calumbi e Muribeca/Membro Maceió (próximo à charneira da Bacia de Sergipe-Alagoas (fig. 10b);

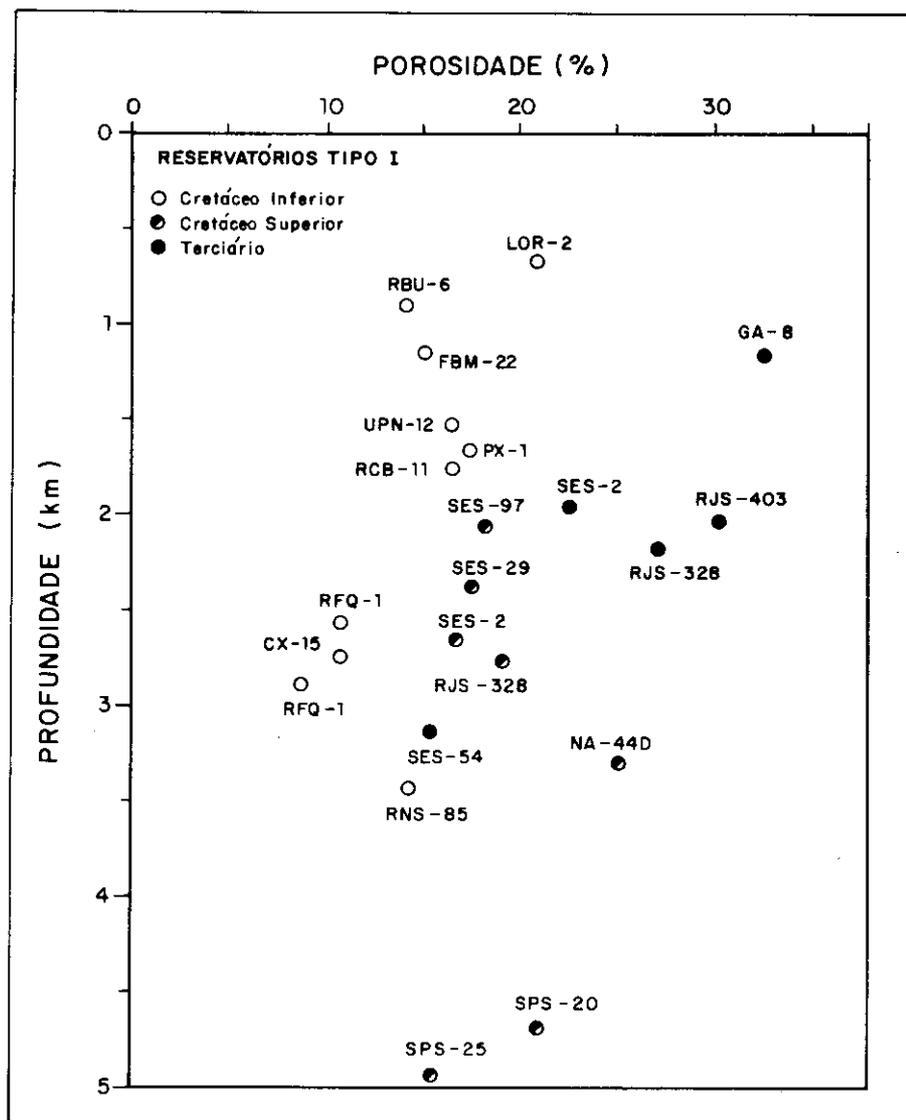


Fig. 9 - Porosidade média versus profundidade dos reservatórios do tipo I diferenciados por idade.
Fig. 9 - Average porosity as a function of depth, type I reservoirs, by age.

c - reservatórios cretácicos e terciários que só foram efetivamente soterrados no Oligoceno, há cerca de 30 M.a, permanecendo, portanto, muito pouco soterrados em grandes profundidades. Apenas os reservatórios estudados das formações Campos e Macaé (Bacia de Campos) apresentaram este padrão de história de soterramento (fig. 10c).

Comparando reservatórios de mesma profundidade, mas que foram soterrados conforme os modelos a, b e c, o tempo de residência em profundidade e, conseqüentemente, também o índice tempo-profundidade será muito maior no reservatório soterrado conforme o modelo a, bem menor no modelo c, com valor intermediário no modelo b. Esta diferença tem uma forte implicação na evolução da porosidade destes reservatórios, e explica porque os reservatórios localizados nas bacias terrestres tendem a apresentar menores valores de porosidade do que aqueles localizados na plataforma continental (fig. 8) ou porque os reservatórios estudados da Bacia de Campos tendem a apresentar altas porosidades (RJS-328, RJS-403 e NA-44D, nas figuras 7, 8 e 9).

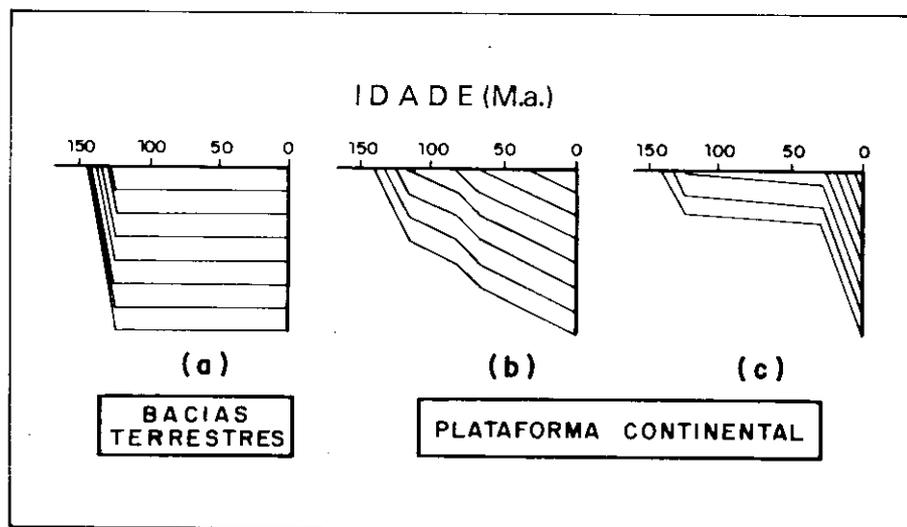


Fig. 10 - Diagramas esquemáticos de história de soterramento típicos dos reservatórios estudados.
Fig. 10 - Typical schematic diagrams of burial histories of reservoirs studied.

8 - POROSIDADE VERSUS ÍNDICE TEMPO-PROFUNDIDADE

A profundidade atual e a idade exercem um controle efetivo sobre a porosidade dos reservatórios, porém de baixo valor preditivo quando analisadas individualmente (figs. 8 e 9). Quando estes parâmetros são integrados em função da história de soterramento (figs. 11, 12 e 13) observa-se uma nítida tendência de diminuição da porosi-

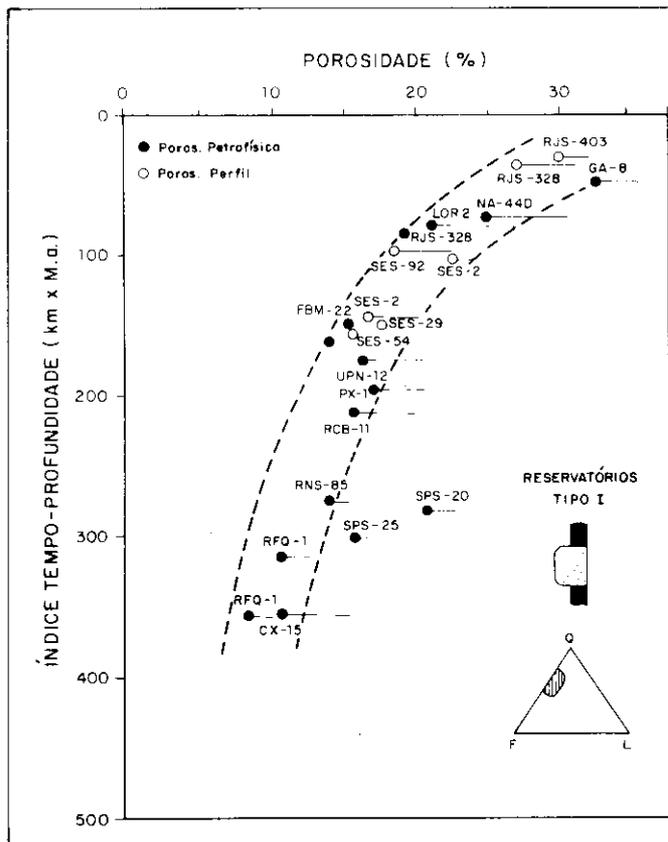


Fig. 11 - Porosidade (média e máxima) versus índice tempo-profundidade para reservatórios do tipo I. As linhas tracejadas são envoltórias aos valores de porosidades médias, exceto aos poços SPS-20 e SPS-25, que constituem anomalias.

Fig. 11 Porosity (average and maximum) as a function of time depth index, type I reservoirs. Broken lines indicate average porosity values, except for wells SPS 20 and SPS 25, which are anomalies.

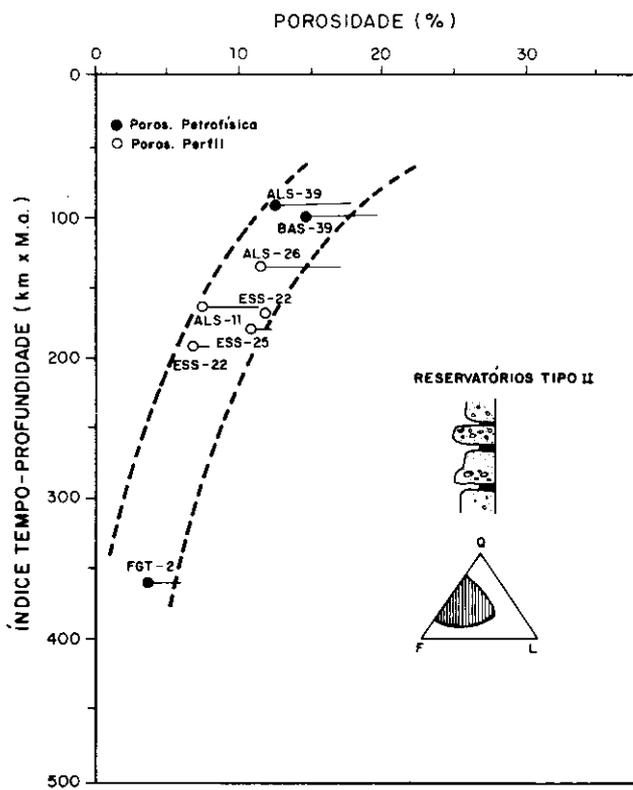


Fig. 12 - Porosidade (média e máxima) versus índice tempo-profundidade para reservatórios do tipo II. As linhas tracejadas são envoltórias aos valores de porosidades médias.

Fig. 12 Porosity (average and maximum) as a function of time depth index, type II reservoirs. Broken lines indicate average porosity values.

dade com o aumento do índice tempo-profundidade. A taxa de redução da porosidade varia em função das características texturais e composicionais dos reservatórios analisados (tipos I, II e III), com algumas exceções relacionadas a particularidades da diagênese.

Os reservatórios do tipo II são os que apresentam maior redução de porosidade, pois são texturalmente e composicionalmente os mais imaturos. Pelas suas características texturais (seleção granulométrica muito pobre), infere-se que a porosidade inicial destes reservatórios era menor que as dos reservatórios dos tipos I e III.

Os reservatórios do tipo III são os que apresentam a menor redução de porosidade, pois são textural e composicionalmente os mais maduros. A grande estabilidade química e mecânica do quartzo é fator pre-

ponderante na preservação da porosidade destes reservatórios. Além disto, em função das suas características texturais, estes reservatórios teriam boa porosidade inicial. Nos estágios avançados de soterramento dos reservatórios ricos em quartzo (quartzoarenitos/subarcósios) é comum a intensa cimentação tardia por sílica (crescimentos secundários de quartzo), especialmente na faixa de temperatura 100-150 °C (Bjørlykke *et al.* 1989). Nestes casos, a presença dos hidrocarbonetos é fundamental para inibir a cimentação, conforme observado no poço 6-RB-18-SES (Souza, 1987) a 4300 m de profundidade: a porosidade média acima do contato óleo-água é de 15,5%, com valores de até 18%; porém, abaixo do contato a porosidade encontra-se completamente obliterada pelo cimento quartzoso (macroporosidade de lâmina delgada zero).

Os reservatórios do tipo I apresentam maturidades mineralógica e textural intermediárias entre os tipos II e III, o que explica um comportamento também intermediário da sua porosidade. O conceito de índice tempo-profundidade explica os principais desvios observados nos gráficos porosidade versus profundidade destes reservatórios. Por exemplo, os reservatórios dos campos de Lorena (profundidade por volta de 700 m, Bacia Potiguar emersa) e Namorado (profundidade por volta de 3000 m, Bacia de Campos) apresentam porosidade e índice tempo-profundidade parecidos, apesar da discrepância nas profundidades.

Os reservatórios da Formação Itajaí/Membro Ilhabela (Bacia de Santos) não se comportam da mesma forma que os demais reservatórios do tipo I. A porosidade nos poços 1-SPS-20 e 1-SPS-25 é cerca de

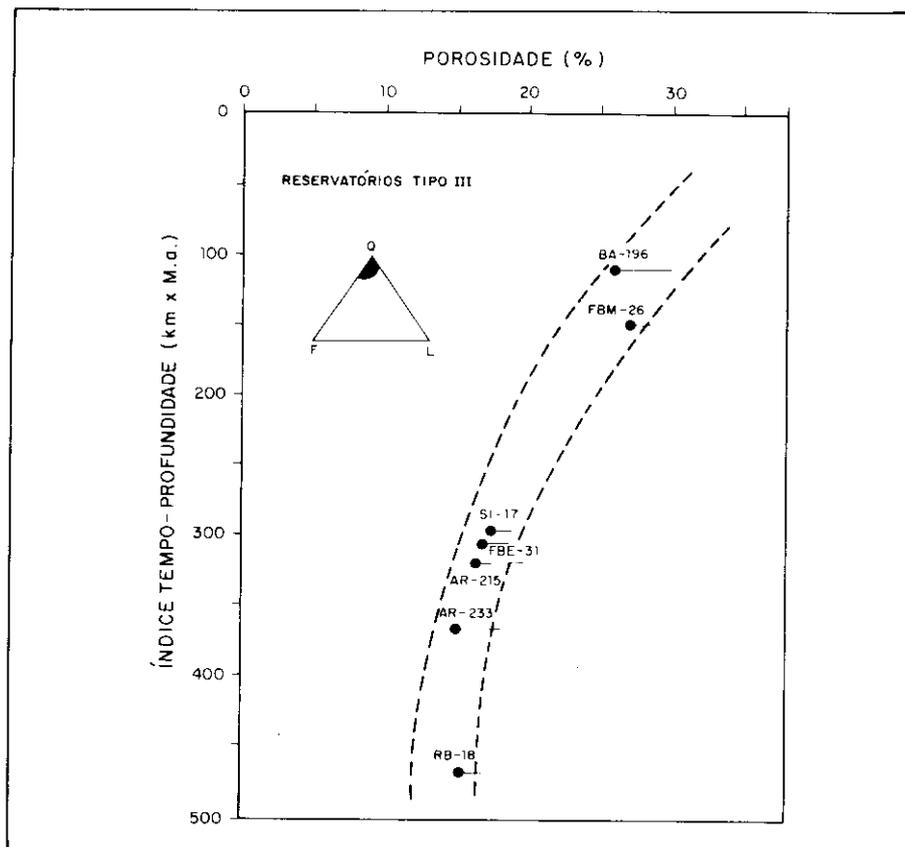


Fig. 13 - Porosidade (média e máxima) versus índice tempo-profundidade para reservatórios do tipo III. As linhas tracejadas são envoltórias aos valores de porosidades médias.
 Fig. 13 - Porosity (average and maximum) as a function of time-depth index, type III reservoirs. Broken lines indicate average porosity values.

tram que a profundidade atual do reservatório é um parâmetro de pouco valor preditivo: os índices de ajustes de curvas (r^2) são muito baixos, com exceção dos reservatórios do tipo III, por apresentarem histórias de soterramento parecidas nos poços estudados.

Conforme se observa nas figuras 11, 12 e 13, a regressão linear não é adequada para explicar o comportamento da porosidade em função da área de soterramento. Foram feitas regressões exponenciais e multiplicativas (tabela V) da porosidade no índice tempo-profundidade, obtendo-se bons ajustes de curvas (r^2 entre 78,1% e 89,7%). Apesar das similaridades apresentadas nos valores de r^2 , a equação multiplicativa parece refletir um pouco melhor o comportamento da porosidade do que a equação exponencial. Contudo, deve ser lembrado que a curva gerada pela equação multiplicativa é assintótica à reta de índice tempo-profundidade de zero, não sendo adequada para reservatórios com valores de índice tempo-profundidade muito pequenos. É possível também que esta curva apresente valores otimistas de porosidade em reservatórios muito profundos (por exemplo, > 5 000 m), os quais são ainda pouco conhecidos.

10% e 5% superior, respectivamente, à porosidade esperada. Este fato está relacionado com a presença de espessas franjas contínuas de clorita recobrimo os grãos, as quais inibiram a compactação e a precipitação de cimentos tardios. Sombra *et al.* (1990, neste volume) compararam as porosidades destes reservatórios com as de reservatórios da mesma região, porém livres de clorita, concluindo também que a preservação da porosidade induzida pela clorita foi desta magnitude (9% e 4% nos dois poços citados). A inibição da compactação e da cimentação devido à presença de franjas contínuas de clorita tem sido apontada como importante fator controlador da preservação da porosidade em outros reservatórios (Formação Wodbine/Tuscaloosa (Thomson, 1979); Formação Norphlet (Dixon *et al.* 1989).

9 - DISCUSSÃO

Os dados aqui apresentados demonstram a importância da textura, da composição do arcabouço e da história de soterramento na evolução da porosidade dos arenitos. As regressões lineares da porosidade na profundidade (tabela IV) mos-

TABELA IV / TABLE IV
 REGRESSÃO DA POROSIDADE (%) NA PROFUNDIDADE (m).
 EQUAÇÃO DO TIPO: POROSIDADE = b + a . PROFUNDIDADE (eq. i)
 REGRESSION OF POROSITY (%) AT DEPTH (m)
 EQUATION: POROSITY = b + a . DEPTH (eq. i)

Regressão	Tipo de Reservatório	b	a	R ² (%)
Linear	I	20.2	-8.30E-4	1.3
	II	11.3	-4.33E-4	1.0
	III	28.1	-3.88E-3	73.3

TABELA V / TABLE V

REGRESSÃO DA POROSIDADE (%) NO ÍNDICE TEMPO-PROFUNDIDADE
(km x M.a.)

EQUAÇÕES DO TIPO: POROSIDADE = exp (b + a. ITP) (exponencial, eq. ii)

ln (POROSIDADE) = b + a. (ln (ITP)) (multiplicativa, eq. iii)

REGRESSION OF POROSITY (%) ON TIME-DEPTH INDEX (km x m.y.)

EQUATIONS: POROSITY = exp (b + a. TDI) (exponential, eq. ii)

ln (POROSITY) = b + a. (ln (TDI)) (multiplicative, eq. iii)

Regressão	Tipo de Reservatório	b	a	R ² (%)
Exponencial	I	3.34	-3.08E-3	82.2
	II	3.07	-4.79E-3	84.7
	III	3.46	-1.92E-3	82.9
Multiplicativa	I	4.98	-4.40E-1	85.9
	II	6.82	-9.03E-1	78.1
	III	5.54	-4.73E-1	89.7

Os parâmetros textura, composição e história de soterramento, analisados em conjunto, podem ser utilizados na predição de qualidade de reservatórios. Contudo, pressupõem algum conhecimento prévio da estratigrafia da bacia, dos modelos deposicionais e composição dos arenitos, o que encoraja a realização de estudos regionais envolvendo técnicas multidisciplinares integradas. Esta metodologia pode fornecer dados especialmente úteis na elaboração de prospectos profundos, sempre que a qualidade dos reservatórios for um parâmetro de importância crítica.

Convém ressaltar que a maioria dos dados analisados originaram-se de reservatórios não muito profundos. É possível que outros parâmetros ainda pouco conhecidos possam influenciar na evolução da porosidade de reservatórios situados em grandes profundidades. Adicionalmente, o intervalo de idades dos reservatórios analisados (Terciário até Jurássico) não permite a extrapolação dos resultados para reservatórios paleozóicos. O conceito de índice tempo-profundi-

dade atribui peso igual aos parâmetros tempo e profundidade, superestimando ligeiramente a importância do tempo. Num intervalo de tempo muito grande, como no caso do Paleozóico, os erros da metodologia aqui utilizada tendem a ser amplificados.

10 - CONCLUSÕES

– Neste trabalho, foi definido um novo parâmetro (índice tempo-profundidade) para investigar quantitativamente o efeito da história de soterramento na evolução da porosidade de arenitos. O índice tempo-profundidade equivale, no diagrama de história de soterramento, à área compreendida entre a curva de soterramento do reservatório e os eixos do diagrama.

– O conceito de índice tempo-profundidade, utilizado juntamente com as características texturais e composicionais, explica as principais tendências de variação da porosidade nos arenitos das bacias da margem continental brasileira. Quanto maior o índice tempo-pro-

fundidade de um reservatório, maior a redução de porosidade verificada, independente da sua profundidade atual. Comparando reservatórios que apresentam mesmos valores de índice tempo-profundidade, as melhores porosidades ocorrem naqueles que apresentarem maior maturidade textural e mineralógica (melhor seleção granulométrica e maior teor de quartzo).

AGRADECIMENTOS

Diversos colegas da PETROBRÁS colaboraram na realização deste trabalho. Foram especialmente importantes as contribuições, na fase de coleta de dados, de Cristóvão Penteadó Sanches, Fernando Colo, Mauro R. Becker, Wilson L. Lanza-rini, Eduardo B. Rodrigues e Rogério S. Souza; e, na revisão crítica do texto, as de Chang Hung Kiang, Airton H. Okada, Giuseppe Bacocoli e Ademar Masao Fugita. Igualmente importantes foram as sugestões e o incentivo dos colegas Sylvia M. C. Anjos e Luiz F. De Ros.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- ABREU, C.J. *Predicting reservoir quality in the Cretaceous Maceió Member of the Sergipe-Alagoas basin, northeast Brazil*. Ohio: University of Cincinnati, 1989. 106p. (Tese de mestrado).
- ANGEVINE, C.L., TURCOTTE, D.L. Porosity reduction by pressure solution: a theoretical model for quartz arenites. *Geological Society of America Bulletin*, v.94, p.1129-1134. 1983.

- ANJOS S.M.C., DE ROS, L.F., SOMBRA, C.L., SOUZA, R.S., SANTOS NETO, E.V., WAICK, R.N., SOUTO FILHO, J.D., SURDAM, R.C., HEASLER, H.P. *Projeto Modelagem diagenética preditiva da Formação Pendência, Bacia Potiguar emersa*. [Rio de Janeiro]: PETROBRÁS/CENPES/DIGER, 1990. (Relatório interno).
- BARROSO, A.S. *Diagênese e eficiência de recuperação dos reservatórios do Campo de Araçás, Bacia do Recôncavo, Brasil*. Ouro Preto: Universidade Federal de Ouro Preto, 1987. (Tese de mestrado).
- BEARD, D.C. WEYL, P.K. Influence of texture on porosity and permeability of unconsolidated sands. *AAPG Bulletin*, v.57, p.349-369. 1973.
- BJØRLYKKE, K., RAM, M., SAIGAL, G.C. Sandstone diagenesis and porosity modification during basin evolution. *Geologische Rundschau*, v.78, n.1, p.243-268. 1989.
- BRUHN, C.H.L. *Sedimentação e evolução diagenética dos turbiditos eocretácicos do Membro Gomo, Formação Candeias, no compartimento nordeste da Bacia do Recôncavo, Bahia*. Ouro Preto: Universidade Federal de Ouro Preto, 1985. 203p. (Tese de mestrado).
- BRUHN, C.H.L., CAINELLI, C., MATOS, R.M.D. *Habitat do petróleo e fronteiras exploratórias nos rifts brasileiros*. *Boletim de Geociências da PETROBRÁS*, v.2, n.2/4, p.217-254. 1988.
- CHANG, H.K. *Diagenesis and mass transfer in cretaceous sandstone-shale sequences, offshore Brazil*. Evanston: Northwestern University, 1983. 339p. (Tese de doutorado).
- CHANG, H.K., KOWSMANN, R.O., FIGUEIREDO, M.F. New concepts on the development of east brazilian marginal basins. *Episodes*, v.11, n.3, p.194-202. 1988.
- DE BOER, R.B. Thermodynamical and experimental aspects of pressure solution. In: CADEK, J., PACES, T. *Proc. Int. Symposium on water-rock interactions*. Prague: Geological Survey, p.381-387. 1974.
- DE ROS, L.F. *Petrologia e características de reservatório da Formação Sergi (Jurássico) no Campo de Sesmaria, Bacia do Recôncavo, Brasil*. [s.l.]: [s.n.], 1987. 107p. (Ciência Técnica Petróleo. Seção exploração de petróleo, 19).
- DICKINSON, W.R. Interpreting provenance relations from detrital modes of sandstones. In: ZUFFA, G.G. *Provenance of Arenites*. Dordrecht: D. Reidel, p.333-361. 1984.
- DIXON, S.A., SUMMERS, D.M., SURDAM, R.C. Diagenesis and preservation of porosity in Norphlet Formation (Upper Jurassic), Southern Alabama. *AAPG Bulletin*, v.73, n.6, p.707-728. 1989.
- FOLK, R.L. *Petrology of sedimentary rocks*. Austin: Hemphill, 170p. 1968.
- GALLOWAY, W.E. Deposition and diagenetic alteration of sandstone in a northeast Pacific arc-related basin: implications for gray-wacke genesis. *Geological Society of America Bulletin*, v.85, p.379-390. 1974.
- LANZARINI, W.L., TERRA, G.J.S. Fácies sedimentares, evolução da porosidade e qualidade de reservatório da Formação Sergi, Campo de Fazenda Boa Esperança, Bacia do Recôncavo. *Boletim de Geociências da PETROBRÁS*, v.3, n.4, p.365-375. 1989.
- LEDER, F., PARK, W.C. Porosity reduction in sandstone by quartz overgrowth. *AAPG Bulletin*, v.70, n.11, p.1713-1728. 1986.
- MARZANO, M.S., PENSE, G.M., ANDRONACO, P. A look at the Norphlet in Mary Ann field. *Oil & Gas Journal*, p.55-58, Mar. 1989.
- MCKENZIE, D. Some remarks on the development sedimentary basins. *Earth and Planetary Science Letters*, n.40, p.25-32. 1978.
- MORAES, M.S. Diagenetic evolution of Cretaceous - Tertiary turbidite reservoirs, Campos basin, Brazil. *AAPG Bulletin*, v.73, n.5, p.598-612. 1989.
- NAGTEGAAL, P.J.C. Diagenetic models for predicting clastic reservoir quality. *Revista del Instituto de Investigaciones Geológicas*, v.34, p.5-19. 1980.
- ROYDEN, L., KEEN, C.E. Rifting processes and thermal evolution of the continental margin of eastern Canada determined from

subsidence curves. *Earth and Planetary Science Letters*, v.51, p.343-361. 1980.

SCHERER, M. Parameters influencing porosity in sandstones: a model for sandstone porosity prediction. *AAPG Bulletin*, v.71, n.5, p.485-491. 1987.

SCHMOKER, J., GAUTIER, D.L. Sandstone porosity as a function of thermal maturity. *Geology*, n.16, p.1007-1010. 1988.

SOMBRA, C.L. ARIENTI, L.M., PEREIRA, M.J., MACEDO, J.M.

Parâmetros controladores da porosidade e da permeabilidade nos reservatórios clásticos profundos do Campo de Merluza, Bacia de Santos, Brasil. *Boletim de Geociências da PETROBRÁS*, v.4, n.4, p.451-466. 1990.

SOUZA, R.S. *Análise seqüencial dos testemunhos do poço 6-RB-18-SES, Bacia de Sergipe-Alagoas*. Rio de Janeiro: PETROBRÁS/CENPES/DIGER, 1987 (Relatório interno).

Reservatórios Profundos da Formação Pendência no Campo de Pescada, Bacia

Potiguar: Potencial e Fatores controladores da porosidade. *Boletim de Geociências da PETROBRÁS*, v.4, n.4, p.531-553. 1990.

THOMSON, A. Preservation of porosity in the deep Woodbine/Tuscaloosa trend, Louisiana. *Gulf Coast Association of Geological Society Transactions*, v.29, p.1156-1162. 1979.

WERNICKE, B. Uniform-sense simple shear of the continental lithosphere. *Can. Jour. Sci.*, v.22, p.108-125. 1985.

EXPANDED ABSTRACT

A new parameter – the time-depth index – is defined and applied to a quantitative investigation of the influence of burial history on the evolution of sandstone porosity. This index represents the area enclosed by the curve and the axes of a burial history diagram of the reservoir. Paleobathymetry is disregarded in calculations.

This study analyzes sandstone reservoirs from several sedimentary basins along the Brazilian continental margin (ie., the Santos, Campos, Espírito Santo, Cumuruxatiba, Recôncavo, Sergipe-Alagoas, and Potiguar). These Jurassic to Tertiary sandstones lie at depths ranging from 700 to 4,900 m and are hydrocarbon-saturated (oil or gas). Average porosities for most reservoirs were obtained through petrophysical analysis, while a small

quantity of porosity data was obtained from well-log interpretations.

The sandstones have been grouped into three main reservoir types, based on texture and composition:

Type I: Fine – to coarse-grained (absence of pebbles or pebbles occurring only in small percentages), moderately sorted arkoses whose quartz content usually ranges from 50% to 70%.

Type II: Very coarse to conglomeratic, poorly to very poorly sorted lithic arkoses whose rock fragments are mainly granitic and coarse grained.

Type III: Fine to coarse, moderately to well-sorted quartzarenites and subarkoses, with a quartz content usually higher than 85%.

Porosity-depth plots reveal a great variation in porosity values, even within each specific reservoir type, mostly due to differences in reservoir burial histories. However, when porosity values are plotted against time-depth indices for individual reservoir types, well-defined trends can be seen. The decrease in porosity is slower in Type III reservoirs, intermediate in Type I, and faster in Type II. These plots suggest that it is possible to make good porosity predictions based on the reservoir time-depth index, texture, and composition, within the constraints of the reservoir depth/age and basin tectonics analyzed in this study.