

Porosidade em reservatórios carbonáticos: algumas considerações

Carbonate porosity: some remarks

Adali Ricardo Spadini | Rosely de Araújo Marçal

(originais recebidos em 20.04.2005)

Palavras-chave: carbonatos | porosidade | diagênese meteórica | preservação de porosidade | diagênese em subsuperfície

Keywords: carbonates | porosity | surface diagenesis | porosity preservation | subsurface diagenesis

introdução

O grande interesse em carbonatos justifica-se pelo fato de que cerca de 50% do petróleo no mundo é produzido nesse tipo de rocha.

Na Arábia Saudita, maior produtor do mundo, metade da produção diária de petróleo provém do supergigante Ghawar, campo de onde são extraídos cinco milhões de barris de petróleo por dia, a partir dos reservatórios jurássicos Arab D, constituídos por *grainstones* oolíticos e fácies associadas, que apresentam altas porosidades e permeabilidades (Explorer, 2005).

No México, o principal campo petrolífero é Cantarell, também um super-gigante que pro-

duz 1,5 milhão de barris diários, a partir de brechas calcárias e dolomitas do Cretáceo Superior (Mitra *et al.* 2005). Os reservatórios apresentam porosidades de 8 a 13% e permeabilidades médias da ordem de centenas de mD, com importante influência de fraturas.

Entre outros grandes produtores em reservatórios carbonáticos, estão os campos gigantes Asmari, do Oligo-Mioceno no Irã, compostos por calcários de plataforma rasa. O Campo de Gachsaran possui uma coluna vertical de hidrocarbonetos de 2 000 m, com reservas de 8,5 bilhões de barris.

No Campo de Agha Jarí a produção diária alcançou 1 milhão de barris diários, com alguns poços produzindo 80.000 barris de óleo por dia (Hull e Warman, 1970). As porosidades e as permeabilidades são relativamente baixas, porém as produções são altas em função da presença de fraturas.

Portanto, rochas carbonáticas constituem os reservatórios dos maiores campos petrolíferos do mundo, abrangendo uma variada gama de fácies deposicionais e um complexo meio poroso.

Pretende-se, aqui, discutir alguns aspectos da preservação e criação de porosidade em reservatórios carbonáticos albianos das bacias de Campos e Santos, à luz de estudos diagenéticos e de dados petrofísicos. Isso porque, apesar de toda a evolução dos estudos diagenéticos, do surgimento de uma nova suíte de perfis e do extraordinário avanço da sísmica 3D, o entendimento do meio poroso em reservatórios carbonáticos continua a demandar pesquisas, seja na indústria ou nos meios acadêmicos.

preservação de porosidade em rochas carbonáticas

As porosidades em sedimentos carbonáticos recentes, sem soterramento, são bastante elevadas. Calcários de granulação fina (*mudstones*) têm porosidades da ordem de 60 a 70% (Ginsburg, em Scholle e Halley, 1985), enquanto em calcários grossos (*grainstones*), com o arcabouço suportado pelos grãos, os valores situam-se entre 40 a 50% (Halley e Harris, 1979).

Como os sedimentos carbonáticos de águas rasas são quimicamente muito reativos, muitos dos processos diagenéticos e conseqüentes modificações do meio poroso, que afetam os reservatórios, ocorrem antes de soterramento significativo. Segundo Longman (1980, em Spadini 1990) "*muita (talvez a maior parte) da cimentação e da formação de porosidade secundária em rochas carbonáticas (exceto fraturas) ocorrem em profundidades relativamente rasas em um dos quatro principais ambientes diagenéticos: zona vadosa, zona freática meteórica, zona de mistura (entre águas meteórica e marinha) e zona freática marinha*".

Ao encontro dos postulados de Longman, estudos de carbonatos holocênicos e pleistocênicos evidenciam a rapidez das modificações diagenéticas, tanto na dissolução como na cimentação.

No caso de sedimentos holocênicos, a cimentação fornece um grau de litificação bastante consistente, tanto em ambiente diagenético meteórico, como em ambiente diagenético marinho. No primeiro, os processos diagenéticos podem

ocorrer a partir de lentes instaladas em ilhas formadas nos últimos 30 anos, enquanto no ambiente diagenético marinho a cimentação é ainda mais rápida, podendo ocorrer em apenas 20 meses (Grammer *et al.* 1999).

A cimentação marinha é observada em *beach-rocks* ou, menos freqüentemente, em zonas inframaré onde pode formar crostas descontínuas. Normalmente restringe-se a delgadas franjas, suficientes apenas para dar coesão à rocha, sem causar maiores modificações na porosidade original (fig. 1). Eventualmente, pode ser tão intensa que oblitera completamente a porosidade deposicional (fig. 2).

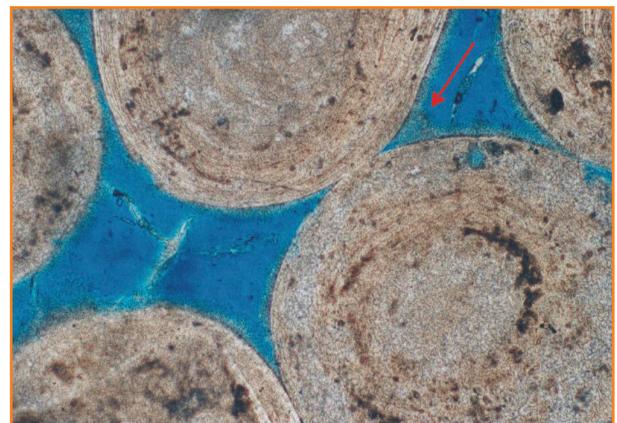


Figura 1 – Bahamas (Holoceno): *grainstone* com franja marinha muito delgada, constituída de diminutas agulhas de aragonita (seta). Porosidade em azul.

Figure 1 – Bahamas (Holocene): *grainstone* with a very slim marine fringe, constituted by small aragonite needles (arrow). Porosity in blue.



Figura 2 – Margem da plataforma, Bacia de Campos (Holoceno): *grainstone* com espessa franja (seta) marinha fechando totalmente os poros.

Figure 2 – Platform margin, Campos Basin (Holocene): *grainstone* with thick marine fringe (arrow) totally closing the pores.

Adicionalmente, estudos realizados recentemente nas Bahamas mostram que no ambiente diagenético marinho, além da cimentação, pode ocorrer dissolução e dolomitização (Melim *et al.* 2004).

A diagênese meteórica, por sua vez, pode causar alterações expressivas na textura deposicional, com drásticas modificações no meio poroso, nas mais variadas escalas. Em *grainstones* oolíticos pleistocênicos da Província Flórida/Bahamas, sem nenhum soterramento, ocorrem significativas dissolução e cimentação decorrentes dos processos diagenéticos meteóricos. No exemplo da Flórida (fig 3) verifica-se, na escala microscópica, que a modificação diagenética mais proeminente é a dissolução de grãos, com a formação de porosidade móldica/intragranular e intensa cimentação associada. Nas Bahamas observa-se o desenvolvimento de feições cársticas, com a formação de vugues e cavernas, originadas por dissolução (fig. 4).

No primeiro caso, apesar da porosidade permanecer alta, a permeabilidade torna-se praticamente nula, já que não há conexão entre os poros. No outro caso, a permeabilidade vai depender do grau de conexão entre os vugues e as cavernas, tornando o reservatório muito mais complexo e de difícil caracterização.

Desse modo, modificações diagenéticas precoces podem ocasionar significativas mudanças na geometria do meio poroso e ter como principal consequência a redução dramática da permeabilidade.

Por outro lado, é importante considerar que os valores da porosidade deposicional não variam substancialmente após a atuação dos processos diagenéticos de superfície, sejam meteóricos ou marinhos. Halley e Evans (1983, em Scholle e Halley, 1985), estudando carbonatos holocênicos e pleistocênicos da Província Flórida/Bahamas, demonstraram que as porosidades médias dessas rochas permanecem essencialmente constantes mantendo seus altos valores, mesmo quando submetidas às profundas alterações diagenéticas, incluindo aí a transformação quase total da aragonita em calcita.

Estudos de espessas seções carbonáticas confirmam que a maior parte das rochas mantém al-

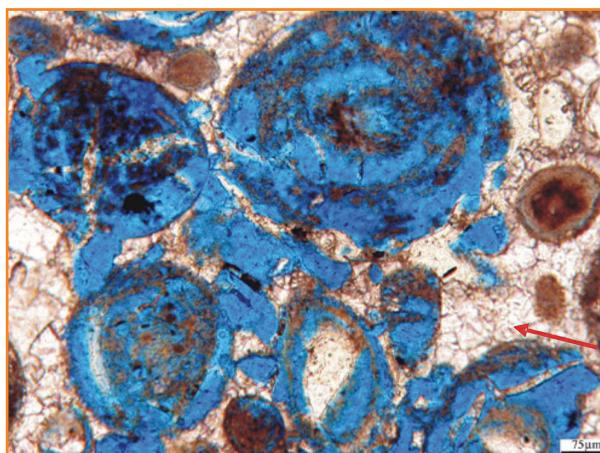


Figura 3

Miami Oolite - Flórida - Pleistoceno: *grainstone* cimentado por mosaico de calcita (seta). Dissolução parcial a total dos oolitos, com formação de porosidade móldica/intragranular.

Figure 3

Miami Oolite - Florida - Pleistocene: *grainstone* cemented by calcite mosaic (arrow). Partial to total dissolution of oolites, with moldic/intragranular porosity formation.

tas porosidades até que tenham atingido pelo menos algumas centenas de metros de soterramento (Scholle e Halley, 1985). Utilizando dados da plataforma carbonática da Flórida, com subsidência contínua, submetidos a todo espectro de diagênese superficial, Schmocker e Halley (1982), mostram o decréscimo da porosidade à medida que aumenta a profundidade. Assim, a perda de porosidade é essencialmente um processo relacionado ao soterramento, através do rearranjo dos grãos, da compactação físico-química e da cimentação.

Portanto, em relação ao atributo porosidade, a questão relevante é a preservação de parte da mesma após soterramento significativo, notadamente em profundidades superiores a 2 500 m.

Em várias bacias produtoras de petróleo são freqüentes os casos de reservatórios carbonáticos cuja porosidade é anormalmente alta quando se considera a profundidade de soterramento. Este é

Figura 4

Bahamas - Pleistoceno: Caverna formada por dissolução não-seletiva.

Figure 4

Bahamas - Pleistocene: Cave formed by non-selective dissolution.



o caso da Formação Smackover, Estados Unidos, onde por vezes os reservatórios são muito mais porosos do que o previsto pelas curvas teóricas (Scholle e Halley, 1985).

Na Bacia de Santos, na margem leste brasileira, *grainstones* albianos soterrados a mais de 4 500 m mantêm excelentes características permeoporosas (Carvalho *et al.* 1990).

Entre os mecanismos de manutenção de altas porosidades em profundidade os principais são:

1. pressão anormal;
2. rigidez do arcabouço/estabilização mineralógica;
3. interrupção dos processos diagenéticos de subsuperfície devido à entrada de petróleo;
4. barreiras de permeabilidade que isolam intervalos porosos.

Estes e outros mecanismos de preservação de porosidade em subsuperfície foram abordados com profundidade por Faezal e Schatzinger (1985).

criação de porosidade em subsuperfície

A porosidade em rochas carbonáticas pode ser originada em subsuperfície, através de processos de dissolução, associados a salmouras corrosivas ou soluções hidrotermais. Exemplos são citados desde o final da década de 70, incluindo os trabalhos de Fischbuch e Havard (1977), Depowski e Peryt (1985), Moore e Druckman (1981), em Faezal e Schatzinger (1985).

Recentemente, o especialista em rochas carbonáticas, Mateo Estebán (2004, comunicação verbal), estudando reservatórios de diferentes contextos deposicionais, concluiu que em pelo menos 16% dos campos estudados a porosidade foi originada em subsuperfície, após significativo soterramento. Dentre os processos diagenéticos que contribuíram para a geração da porosidade, os mais importantes são os fluidos termobáricos, os fluidos corrosivos de frente de migração de hidrocarbonetos e as frentes de H₂S. Estebán sugere várias evidências petrográfi-

cas tais como: microvugues ao longo de estilolitos e na matriz da rocha, dissolução de cimento que preenche fraturas e estilolitos com betume. Também cita a ocorrência de uma suíte de minerais cuja presença indicaria sua formação a partir de fluidos de altas temperaturas: dolomita ferrosa, dickita, caulinita cristalina, quartzo autigênico, anidrita tardia, barita, fluorita, marcassita e celestita.

preservação ou criação de porosidade: alguns exemplos brasileiros

A análise de diversos reservatórios carbonáticos albianos das bacias de Campos e Santos, na margem continental brasileira, permite fazer algumas inferências em relação aos atributos porosidade/permeabilidade e à sua gênese.

No Campo de Pampo, Bacia de Campos, onde a profundidade de soterramento dos reservatórios calcários albianos é de cerca de 1 800 m, observa-se que *packstones* peloidais da base de ciclos de rasamento ascendente (*shoaling-up cycles*) apresentam porosidades da ordem de 30%, enquanto os *grainstones* oolíticos do topo dos ciclos mostram porosidades menores (fig. 5).

Por outro lado, as permeabilidades mostram uma relação inversa, ou seja, os *packstones* apresentam permeabilidades relativamente baixas, contudo os *grainstones* as apresentam bastante altas. Portanto, as permeabilidades estão relacionadas à textura deposicional: as altas permeabilidades dos *grainstones* respondem à porosidade intergranular deposicional, enquanto as baixas permeabilidades das rochas peloidais refletem a predominância de microporos.

Ainda em relação a Pampo, o que se pode concluir é que as altas porosidades das fácies peloidais indicam que a entrada de óleo interrompeu a diagênese de subsuperfície antes de significativa compactação, certamente em profundidades menores que a atual. Abaixo do contato óleo/água verifica-se uma diminuição na porosidade, com a presença concomitante de estiloli-

tos, evidenciando o prosseguimento da diagênese de subsuperfície.

Ainda na Bacia de Campos, em uma seqüência calcária albiana com soterramento superior a 3 000 m, observa-se um intervalo caracterizado por um padrão cíclico muito bem marcado nos perfis de resistividade e de porosidade (figs. 6a e 6b). Esse arranjo reflete a repetição de ciclos de rasamento ascendente (*shoaling-up cycles*), os quais são constituídos por calcários de granulação fina, sendo que as rochas do topo dos ciclos, mais limpas, mostram porosidades significativamente maiores que aquelas da base, mais micríticas, com alguma argila.

A perfeita ritmicidade observada nos perfis elétricos é uma evidência de que a porosidade reflete o arranjo das fácies deposicionais e essa regularidade indica que a perda de porosidade obedece aos efeitos do soterramento. Portanto, houve preservação de parte da porosidade deposicional.

No topo da seção desse poço, abaixo de um intervalo bastante fechado, impermeável, esses calcários peloidais apresentam porosidades anormalmente altas, considerando-se a profundidade de soterramento. Como os mecanismos de preservação de porosidade (tais como presença de óleo, pressão anormal ou um arcabouço deposicional favorável) não podem ser aventados, a presença de feições de dissolução, como microvugues, sugere que pelo menos parte da porosidade tenha resultado da atuação de fluidos de subsuperfície.

Em outra área da Bacia de Campos, onde os reservatórios estão soterrados a menos de 2 000 m, é extraordinário o arranjo rítmico da permeabilidade (fig. 7a). Este arranjo mostra uma relação estreita com as fácies deposicionais, ou seja, as maiores permeabilidades são observadas em *grainstones* oolíticos/oncolíticos. Assim, a curva de permeabilidade mostra uma relação direta com os ciclos de rasamento ascendente, aumentando à medida que as fácies passam de *wackestones/ packstones* para *grainstones*. Já a curva de porosidade apresenta valores compatíveis com a profundidade de soterramento, não mostrando diferenciação entre as diversas fácies deposicionais (fig. 7b). Essas relações sugerem que a porosidade atual resultou da preservação significativa da porosidade deposicional.

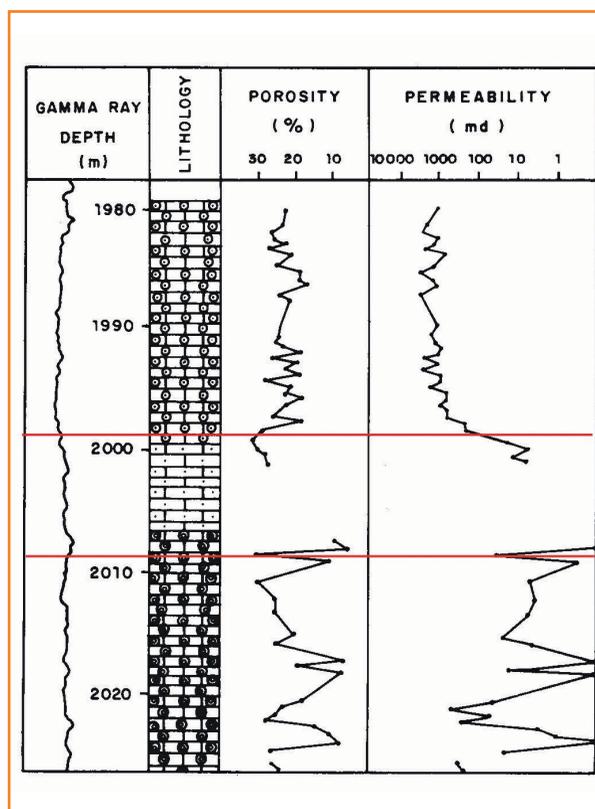


Figura 5

Gráfico mostrando a relação das fácies deposicionais com a porosidade e permeabilidade (Guardado et al. 1989). As altas permeabilidades do topo correspondem a *grainstones* oolíticos. Notar a diminuição abrupta da permeabilidade nas fácies peloidais finas (intervalo 2000 a 2007 m), a despeito das altas porosidades.

Figure 5

Graph showing the relationship between depositional facies with porosity and permeability (Guardado et al, 1989). Top high permeability values correspond to oolitic *grainstones*. Note the sudden reduction of permeability in the fine-grained peloidal facies (2000 to 2007 m interval), regardless of high porosities.

No caso dos reservatórios calcários albianos da Bacia de Santos, soterrados a mais de 4 500 m, é notável a relação entre a textura deposicional e a porosidade, já que somente *grainstones* e *packstones* oolíticos e oncolíticos mostram porosidade, enquanto as rochas de granulação mais fina, associadas, apresentam-se extremamente fechadas (fig. 8a).

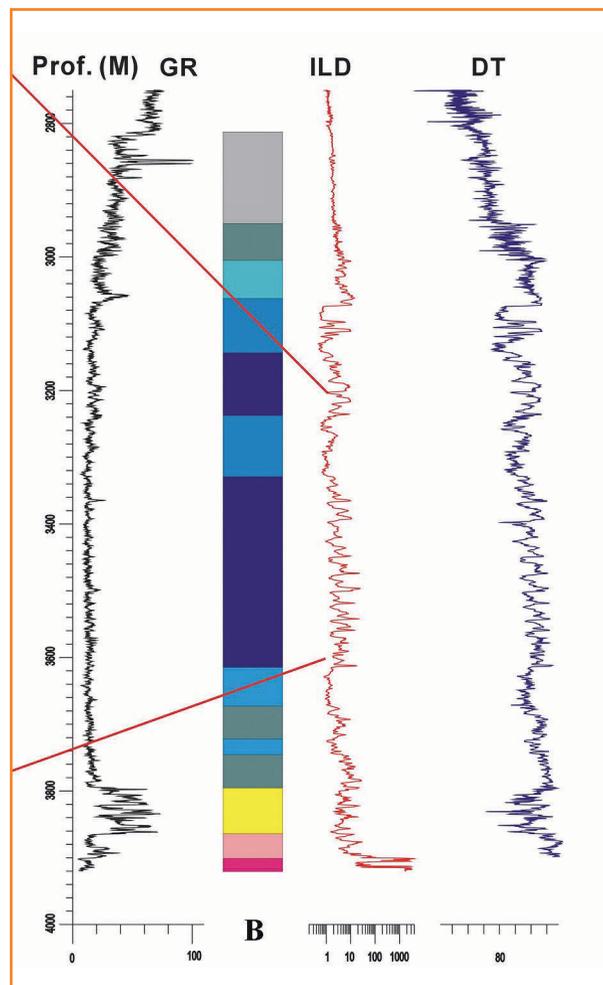
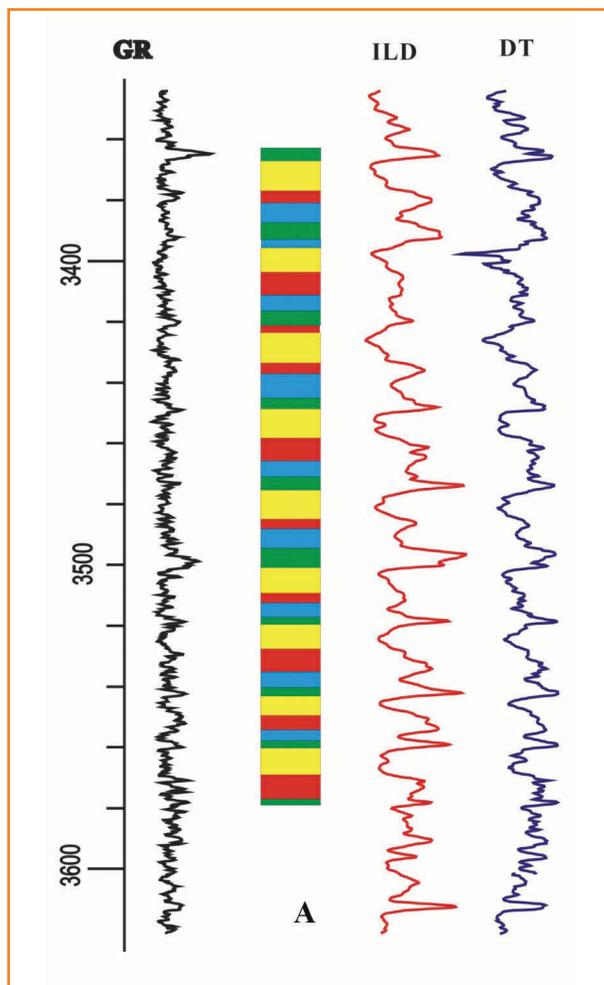
Os reservatórios oolíticos do topo da seqüência apresentam essencialmente porosidade intra-granular e móldica. Tal porosidade está associada à intensa cimentação do espaço intergranular. O arcabouço aberto, com ampla predominância de contatos pontuais, mostra que a cimentação foi bastante precoce, antes de qualquer soterramento. Os reservatórios imediatamente abaixo, ao contrário, mostram evidências de compactação física. Esta compactação é evidenciada pela predominância de contatos côncavo-convexos, por vezes suturados, com algum cimento de subsuperfície associado, sem evidências de dissolução ou cimentação em ambiente meteórico superficial. Esses *grainstones* oolíticos/oncolíticos apresentam porosidade intergranular, constituindo-se em excelentes reservatórios (fig. 8b).

Figura 6

Albiano Inferior, Bacia de Campos. a) Perfis elétricos mostrando o arranjo rítmico da porosidade, evidenciado nos perfis sônico e resistividade (em amarelo = *packstone* peloidal fino, poroso; verde = *mudstone* com planctônicos, com baixa porosidade). b - Seqüência calcária albiana onde se observa o arranjo cíclico (nos perfis sônico e resistividade) evidenciado nas rochas de granulação fina. Essa ciclicidade não é evidente nos calcários mais grossos da base da seqüência.

Figure 6

Campos Basin, Lower Albian. a) Electric logs showing the cyclical arrangement of porosity, shown by the sonic and resistivity logs (in yellow = porous peloidal *packstone*; green = *mudstone* with planktonic biota; low porosity). b) Albian carbonate sequence where a cyclic arrangement can be observed (by the sonic and resistivity logs), restricted to fine-grained rocks. Cyclicity is not observed in the coarser grained carbonates at the base.



As baixíssimas porosidades das fácies de menor energia são compatíveis com a profundidade de soterramento onde elas se encontram, considerando-se a curva de Schmocker e Halley (1982). É notória a maior susceptibilidade das rochas de granulação fina aos efeitos da compactação físico-química e à cimentação, tornando muito mais dramática a perda de porosidade sob os efeitos do soterramento.

Por que as fácies de maior energia preservam a porosidade na Bacia de Santos? Conforme já sugerido por Carvalho *et al.* (1990), no caso da zona superior, a presença de cimento sem evidências de dissolução mostra que a porosidade intragranular/móldica, secundária, foi formada precocemente, de maneira semelhante àquela observada nos calcários pleistocênicos da Flórida. A preservação da porosidade, portanto, deve ser creditada ao arcabouço rígido, resultante da cimentação meteórica.

No caso dos *grainstones* da zona inferior, com porosidade intergranular, com algum cimentamento de subsuperfície, a questão não é tão clara. Spadini e Terra (1988, em Spadini, 1990) aventaram que pelo menos, parte da porosidade pode ter se formado em subsuperfície, já que se observa corrosão superficial dos grãos. Porém, a ausência de dissolução nos cimentos sugere que a dissolução em subsuperfície não foi o fator relevante na formação da porosidade.

A possibilidade de que a presença de óleo seja o mecanismo predominante na preservação da porosidade, no exemplo da Bacia de Santos, fica aparentemente descartada pela presença de reservatórios de igual porosidade em zonas de água. Uma hipótese plausível para explicar a presença das altas porosidades é que o rearranjo dos grãos (junto com a cimentação, resultantes dos efeitos do soterramento) cria um arcabouço rígido, o que

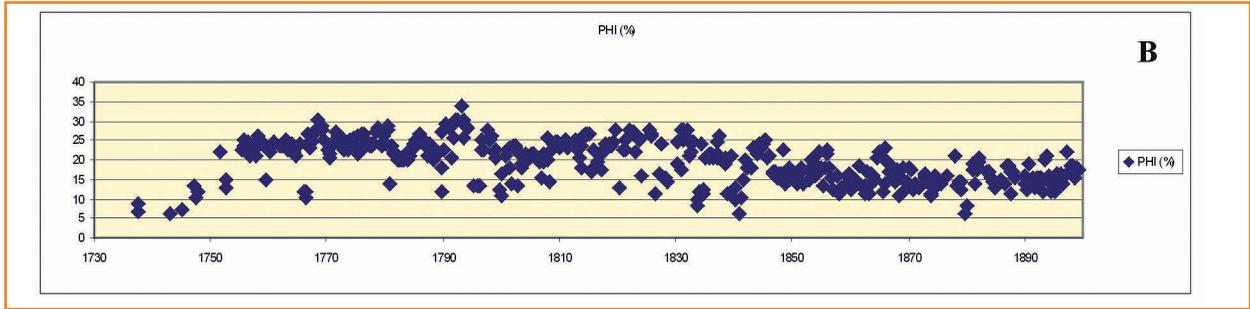
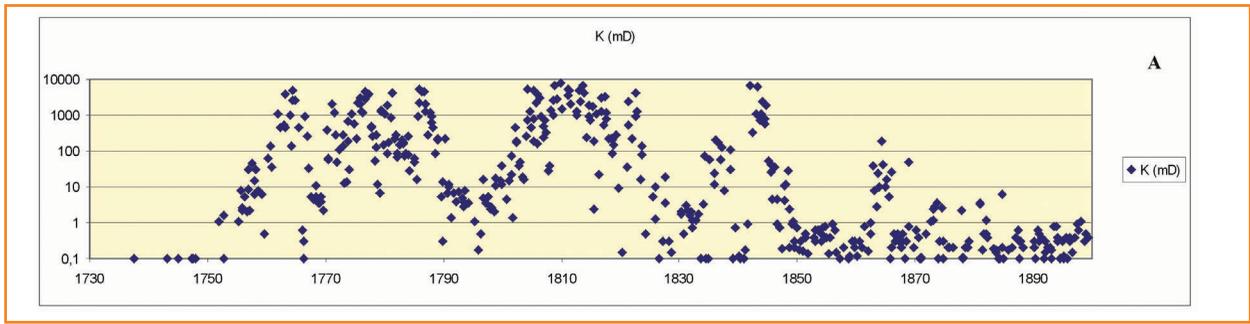


Figura 7

a) Gráfico profundidade X permeabilidade. As altas permeabilidades mostram uma relação direta com os ciclos deposicionais, com as altas permeabilidades correspondendo a *grainstones* oolíticos do topo de cada ciclo.

b) Gráfico profundidade X porosidade. Notar que as fácies peloidais da base do ciclo superior (intervalo 1 750/1 760 m) mostram altas porosidades, porém baixas permeabilidades, refletindo a predominância de microporosidade típica de rochas peloidais finas.

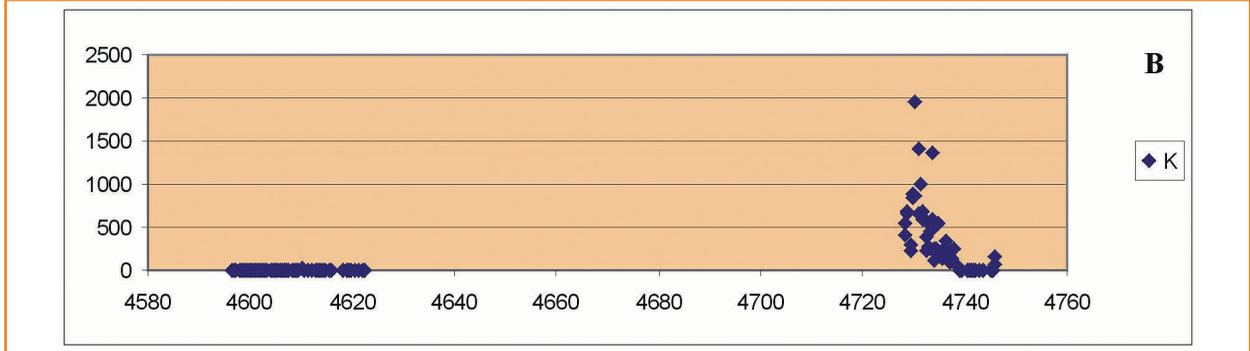
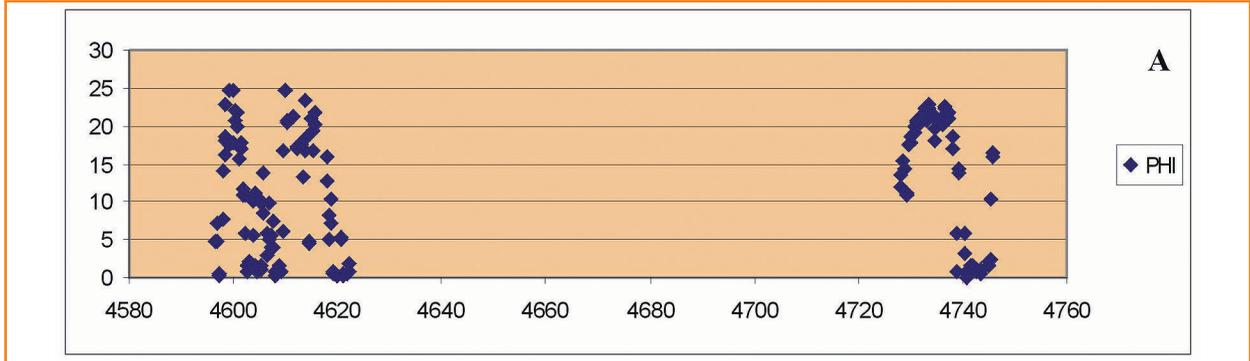


Figure 7

a) Depth X permeability graph. High permeability values show a direct relationship with depositional cycle, and high permeabilities correspond to oolitic grainstones at each cycle top.

b) Depth X porosity graph. Note that peloidal facies of the base of the superior cycle (1 750/1 760 m interval) show high porosity values, in spite of low permeability values, thus reflecting the predominance of typical microporosity of peloidal facies.

Figura 8 – a) Gráfico profundidade X porosidade. Notar a extrema variação da porosidade, com os *grainstones* do topo dos ciclos de rasamento ascendente apresentando altas porosidades, ao contrário das fácies de menor energia, na base dos ciclos, que estão muito fechadas. **b)** Gráfico profundidade X permeabilidade. As baixas permeabilidades no intervalo de 4 595 m a 4 622 m devem-se à predominância de porosidade móldica. A porosidade dos *grainstones* do intervalo inferior (4 730/4 736 m) é intergranular e é refletida pelas boas permeabilidades.

Figure 8 – a) Depth X porosity graph. Note the extreme variation of porosity with grainstones of the top of the shallowing-up cycles showing high porosity values, opposite to the low energy facies of the base, which are closed. **b)** Depth X permeability graph. Low permeability values in the 4 595 to 4 622 m interval are due to the predominance of moldic porosity. The intergranular porosity of grainstones from the lower interval (4 730/4 736 m) is reflected by good permeabilities.

associado às barreiras de permeabilidade fornecidas pelas rochas encaixantes, seria um mecanismo apropriado na preservação da porosidade.

considerações finais

Considerando-se que a diagênese superficial não causa mudanças significativas nos valores médios de porosidade, duas questões fundamentais devem ser colocadas em relação aos reservatórios carbonáticos: (a) as modificações no meio poroso e seu efeito na permeabilidade; e (b) a preservação da porosidade em subsuperfície.

A primeira delas refere-se às modificações impressas na geometria do meio poroso, que pode afetar diretamente a permeabilidade. Visto sob esse ângulo, o reconhecimento dos fatores que controlam a diagênese precoce e a magnitude dos processos diagenéticos são de fundamental importância na caracterização de reservatórios carbonáticos, já que isso é que vai determinar a transmissibilidade das rochas-reservatório.

A preservação da porosidade em subsuperfície é outra questão relevante. Mesmo que uma rocha com textura deposicional favorável (*grainstones*) mantenha, após a diagênese superficial, suas características permo-porosas originais, a tendência é a perda contínua de porosidade, o que é muito mais dramático abaixo de 2 500 m de soterramento. Como a manutenção de porosidade significativa em subsuperfície depende da conjugação de uma série de fatores favoráveis, reservatórios muito porosos, em princípio, seriam exceções. Porém, os exemplos em calcários albianos nas bacias de Campos e de Santos, além dos vários exemplos citados na literatura, mostram que os mecanismos de preservação podem ser bastante efetivos.

Por outro lado, na própria Bacia de Campos há casos em que a presença de porosidades anormalmente altas não pode ser explicada adequadamente por nenhum dos mecanismos de preservação aventados. Isto sugere que pelo menos parte da porosidade foi formada em subsuperfície, após soterramento significativo.

Deve-se ressaltar que, mesmo quando gerada em subsuperfície, as maiores porosidades são en-

contradas em intervalos formados por fácies deposicionais de maior energia, com menor quantidade de lama calcária.

Portanto, apesar de todas as alterações impostas pela diagênese, seja em superfície ou em subsuperfície, o entendimento dos fatores que controlaram a sedimentação e o arranjo estratigráfico constituem a base para o entendimento da qualidade e da distribuição dos reservatórios carbonáticos.

referências bibliográficas

CARVALHO, M. D. DE; PRAÇA, U. M.; MORAES JÚNIOR, J. J.; SPADINI, A. R. Reservatórios Carbonáticos Profundos do Eo-Mesoalbiano da Bacia de Santos. **Boletim de Geociências de Petrobras**, Rio de Janeiro, v. 4, n. 4, p. 429-450, 1990.

EXPLORER, 2005, Saudi Arabia's Ghawar Field - The Elephant of All Elephants. **AAPG Explorer**, Tulsa, Okla., v. 26, n. 1, p. 4, Jan. 2005.

FAEZAL, C. T.; SCHATZINGER, R. A. Prevention in Carbonate Cementation in Petroleum Reservoir. In: SCHNEIDERMANN, N.; HARRIS, P. M. (Eds.), **Carbonate Cements**, Tulsa, Okla., Society of Economic Paleontologists and Mineralogists. 1985. p. 97-106. (Society of Economic Paleontologists and Mineralogists. Special Publication, n. 36).

GRAMMER, G. M.; CRESCINI, C. M.; MCNEILL, D. F.; TAYLOR, L. H. Quantifying rates of syndepositional marine cementation in deeper platform environments: new insight into a fundamental process. **Journal of Sedimentary Research**, Tulsa, Okla., v. 69, p. 202-207, 1999.

GUARDADO, L. R.; GAMBOA, L. A. P.; LUCCHESI, C. F. Petroleum geology of Campos Basin, a model for a producing Atlantic Type Basin. In: J. D. EDWARDS; P. A. SANTAGROSSI. (Eds.), In: **Divergent/Passive Margin Basins**. Tulsa, Okla., American Association of Petroleum Geologists, 1989. p. 3- 79 (American Association of Petroleum Geologists. Memoir, n. 48).

HALLEY, R. B.; HARRIS, P. M. In: **Diagenesis of carbonate rocks: cement-porosity relationships**. In: FRIEDMAN, G. M.; ALI, S. A. (Eds.). Tulsa, Okla., Society of Economic Paleontologists and Mineralogists. 1979.

295 p. (Society of Economic Paleontologists and Mineralogists. Reprint Series, n. 10).

HULL, C.; WARMAN, H. R. **Asmari oil fields of Iran.** In: *Geology of giant petroleum fields*, Tulsa, Okla., American Association of Petroleum Geologists, 1970. (American Association of Petroleum Geologists. Memoir, n. 14).

MELIM, L. A.; SWART, P. K.; EBERLI, G. P. Mixing-zone diagenesis in the subsurface of Florida and the Bahamas. **Jornal of Sedimentary Research**, Tulsa, Okla., v. 74, n. 6, p. 160-169, 2004.

MITRA, S.; FIGUEROA, G. C.; GARCIA, J. H.; ALVARADO, A. M. Three dimensional structural model of the Cantarell and Sihil structures, Campeche Bay, Mexico. **American Association of Petroleum Geologists. Bulletin**, Tulsa, Okla., v. 89, n. 1, p. 1-26. jan. 2005

SCHOLLE, P. A.; HALLEY, R. B. Burial Diagenesis: out of sight, out of mind! In: SCHNEIDERMAN, N.; HARRIS, P. M. (Eds.) In: **Carbonate Cements**, Tulsa, Okla., Society of Economic Paleontologists and Mineralogists. 1985. p. 309 -334. (Society of Economic Paleontologists and Mineralogists. Special Publication, n. 36).

SCHMOKER, J. W. & HALLEY, R. B., 1982 - **Carbonate porosity versus depth:** A predictable relation for South Florida: American Association of Petroleum Geologists, Bulletin, v. 66, p. 2561-2570.

SPADINI, A. R. Ocorrência de reservatórios carbonáticos a grandes profundidades: algumas considerações. **Boletim de Geociências de Petrobras**, Rio de Janeiro, v. 4, n. 4, p. 405-412, 1990.

abstract

Carbonate rocks are the major reservoirs of the largest super-giants fields in the world, including the Ghawar Field in Saudi Arabia, where the producing oil reservoir is the late Jurassic Arab-D limestone with five million barrels per day.

Despite the great susceptibility to early diagenesis, that can dramatically modify the porous media, porosity values of carbonates remain essentially the same as that of deposition before burial. Porosity loss is essentially a subsurface process with a drastic reduction below 2500 m of burial depth. The occurrence of good reservoirs deeply buried, sometimes below 4,000 m, indicate that porosity can be preserved in subsurface in response to a series of mechanisms such as early oil emplacement, framework rigidity, abnormal pore pressure, among others. Percolation of geothermal fluids is a process considered to be responsible for generation of porosity in subsurface resulting in some good reservoir rocks.

In Campos Basin, areas with burial around 2000 m, petrophysical data show a cyclic distribution that coin-

cides with the shoaling upward cycles typical of the Albian carbonates. The greatest permeabilities coincide with the grainstones of the top of the cycles while the peloidal/oncolite wackestones/packstones at the base show low values, reflecting the depositional texture. These relationships indicate that preservation of depositional porosity was very effective. The preservation of high porosity values for all the facies are related to early oil entrance in the reservoirs.

In some cases, the presence of porosities of almost 30% in fine-grained peloidal carbonates, 3000 m of burial, without any clear effective preservation mechanism, suggest that corrosive subsurface brines have played an important role in porosity evolution.

In Santos Basin, where reservoirs are deeply buried, only the grainstones have preserved porosity. The associated low energy facies has virtually no porosity. In this case, the depositional texture certainly played a fundamental role in the porosity preservation.

In all examples, no matter if preserved or created in subsurface, porosity always shows a good correlation with depositional texture, so its distribution is controlled by the stratigraphic arrangement.

autor author



Adali Ricardo Spadini

E&P - Exploração

e-mail: spadini@petrobras.com.br

Adali Ricardo Spadini nascido em Santa Catarina, graduou-se em Geologia em 1973 pela Universidade Federal do Rio Grande do Sul. Em 1974 ingressou na Petrobras, na antiga Renor, em Belém do Pará, tendo atuado como geólogo de poço nas bacias do Amazonas, Foz do Amazonas, Ceará, Maranhão, Potiguar, Recôncavo, Espírito Santo e Campos. Em 1977 foi transferido para o Rio de Janeiro, onde atuou no antigo Laboratório de Exploração e depois no Centro de Pesquisas da Petrobras, especializando-se em reservatórios carbonáticos. Em 1995 foi para a área de Exploração na Sede da Companhia, onde atuou como gerente de Sistemas Petrolíferos e Estratigrafia. Atualmente é Consultor Senior.