

OCORRÊNCIA DE RESERVATÓRIOS CARBONÁTICOS A GRANDES PROFUNDIDADES: ALGUMAS CONSIDERAÇÕES

OCCURRENCE OF DEEP CARBONATE RESERVOIRS: SOME CONSIDERATIONS

Adali Ricardo Spadini

RESUMO – A presença de reservatórios carbonáticos a grandes profundidades está primordialmente relacionada a: criação de um arcabouço rígido capaz de suportar os esforços de soterramento, como no caso de reservatórios dolomitizados e interrupção dos processos diagenéticos de subsuperfície, principais responsáveis pela destruição da porosidade. Um mecanismo efetivo para isso é a entrada de hidrocarbonetos nos poros e conseqüente expulsão da água, o que inibe os processos diagenéticos destruidores da porosidade em subsuperfície. A efetividade desses processos está intrinsecamente relacionada a uma série de outras variáveis, incluindo-se: as fácies deposicionais, a diagênese precoce e de subsuperfície, a história de soterramento e a história térmica. A conjugação favorável no tempo e no espaço dos diversos processos e parâmetros envolvidos é que vai propiciar a manutenção de porosidade significativa em seqüências carbonáticas soterradas a grandes profundidades.

(Originais recebidos em 21.12.90.)

ABSTRACT – *The presence of carbonate reservoirs at great depths is primarily related to: the creation of a rigid structural framework capable of withstanding burial forces, as is the case of dolomitized reservoirs, and the interruption of subsurface diagenetic processes that are the main cause of destruction of subsurface porosity. An effective mechanism for inhibiting these destructive processes is the entrance of hydrocarbons into the pores and the consequent displacement of water. The effectiveness of these diagenetic processes is intrinsically linked to a series of other variables, including: depositional facies, early and subsurface diagenesis, burial history, and thermal history. Within the different processes and parameters involved, a favorable conjugation of time and space factors will preserve significant porosity in carbonate sequences buried at great depths.*

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

1 – INTRODUÇÃO

Ao contrário da crença tradicional, rochas carbonáticas podem constituir excelentes reservatórios de hidrocarbonetos mesmo a grandes profundidades (superiores a 4 000 m). Exemplos de campos produtores a grandes profundidades são encontrados em diversos contextos deposicionais das mais variadas idades. O Campo de La Luna, no México, produz em reservatórios carbonáticos cretácicos a profundidades superiores a 4 000 m (Stewart-Gordon e Baker, 1987), com porosidades da ordem de 8% e permeabilidades acima de 1 000 mD. Reservatórios dolomíticos da Formação Smackover, Ju-

rássico do Golfo do México, ocorrem a profundidades superiores a 5 000 m (Halley e Schmocker, 1983). Na Bacia de Anadarko, nos Estados Unidos, dolomitos paleozóicos são alvos exploratórios a profundidades superiores a 7 000 m (Shirley, 1989). No Brasil, reservatórios oolíticos/oncolíticos da Formação Guarujá, Albiano da Bacia de Santos, apresentam ótimas condições permoporosas a profundidades superiores a 4 700 m (Morales Junior *et al.* 1989; Carvalho *et al.* 1990, neste volume).

Que fatores controlam a ocorrência de reservatórios carbonáticos a grandes profundidades? A resposta engloba uma série de variáveis, in-

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

cluindo as fácies deposicionais, os processos diagenéticos, história de soterramento, estruturação, janela de migração de hidrocarbonetos, entre outras.

O objetivo deste trabalho é discutir os diversos parâmetros que condicionam a ocorrência de reservatórios carbonáticos a grandes profundidades, notadamente o papel da diagênese na evolução da porosidade, desde a deposição dos sedimentos até o soterramento profundo.

1.1 – Porosidade em Rochas Carbonáticas

As porosidades em carbonatos recentes, sem nenhum soterramento, são bastante elevadas. Os dados disponíveis, ainda que bastante esparsos, mostram que as rochas de granulação fina (*mudstones*) têm porosidades da ordem de 60-70% (Ginsburg, 1956, *In*: Scholle e Halley, 1985), enquanto que em rochas de granulação grosseira suportadas por grãos (*grainstones*), os valores situam-se entre 40-50% (Enos e Sawatsky, 1979 e 1981; Halley e Harris, 1979, *In*: Scholle e Halley, 1985).

Estudos recentes têm mostrado que os sedimentos carbonáticos holocênicos e pleistocênicos, mesmo quando submetidos à intensa diagênese meteórica e vadosa, não mostram alterações substanciais em relação à porosidade deposicional (Halley e Harris, 1979, *In*: Scholle e Halley, 1985 e Halley e Evans, 1983, *In*: Scholle e Halley, 1985). Mesmo que o material carbonático se desloque de um sítio para outro, através de dissolução e reprecipitação, as porosidades médias permanecem altas e, em alguns casos, essencialmente constantes (Scholle e Halley,

1985). Estudos de espessas seqüências carbonáticas confirmam que as seções situadas próximo à superfície tendem a manter a maior parte de sua porosidade, até que sejam mais profundamente soterradas, o que é exemplificado por rochas de granulação fina, como os *chalks*, que apresentam porosidade média de 40% em estratos que nunca foram soterrados a profundidades maiores do que 500 m (Schlanger e Douglas, 1974; Scholle, 1977, *In*: Scholle e Halley, 1985). O que a diagênese precoce faz é modificar, em maior ou menor escala, a textura original da rocha, podendo, inclusive, como no caso de dolomitização e carstificação, alterar completamente as suas características permoporosas originais. Por meio de processos como cimentação e estabilização mineralógica, a diagênese precoce condiciona a atuação dos processos diagenéticos de subsuperfície, influenciando assim a evolução da porosidade.

Só mais recentemente o papel da diagênese de superfície *versus* a diagênese de subsuperfície na evolução da porosidade tem recebido maior atenção. Um exemplo significativo dessa abordagem é o trabalho de Moore (1989).

O que se depreende dos dados de vários contextos deposicionais e diagenéticos é que as rochas carbonáticas são em sua maioria porosas no início da sua história de soterramento, mesmo quando submetidas a intensa diagênese em superfície ou próximo a esta. Assim, a questão fundamental na pesquisa de reservatórios carbonáticos não reside na geração de porosidade, mas sim na preservação desta em subsuperfície, o que se torna mais crucial quando se trata de reservatórios soterrados a gran-

des profundidades. Essas considerações alinham-se com um postulado de Feazel e Schätzing (1985), que diz que a questão significativa em relação aos reservatórios carbonáticos não é "como os poros se originaram" e sim "por que eles ainda estão lá".

Feazel e Schatzinger (1985) creditam a preservação de porosidade a sete mecanismos distintos: a) soterramento pouco significativo; b) pressão de soterramento reduzida, geralmente devido à pressão anormal; c) aumento na rigidez do arcabouço; d) exclusão de água de poro devido à entrada de petróleo; e) mineralogia estável; f) barreiras de permeabilidade isolando intervalos porosos de fluidos diagenéticos externos; g) ressurreição do poro, geralmente pela dissolução de cimento que preencheu temporariamente a porosidade inicial, preservando o arcabouço dos efeitos de soterramento. Todas essas variáveis, por sua vez, estão intrinsecamente ligadas a outros fatores, tais como a história de soterramento da bacia, maturação termal, taxa de subsidência, taxa de sedimentação, entre outros.

Todos os mecanismos de preservação de porosidade listados por Feazel e Schatzinger (1985), com exceção evidentemente do primeiro, podem condicionar a presença de reservatórios em profundidade, e é normalmente a conjunção de mais de um desses fatores que determina a sua ocorrência. No caso de grandes profundidades de soterramento, a conjugação de fatores favoráveis é muito mais importante que no caso de reservatórios pouco soterrados, pois, com o aumento de profundidade, a porosidade tende a ser gradativamente destruída através dos processos diagenéticos de subsuperfície.

1.2 – O Papel da Diagênese na Evolução da Porosidade

A questão da preservação de porosidade dos carbonatos em subsuperfície passa necessariamente por uma série de conceitos relacionados à diagênese. Para Longman (1980), autor que no início da década de 80 influenciou sobremaneira os trabalhos de diagênese/porosidade, muito (talvez a maior parte) da cimentação e da formação de porosidade secundária (exceto fraturas) ocorre em profundidades relativamente rasas, em quatro ambientes diagenéticos principais: zona vadosa, zona freática meteórica, zona de mistura e zona freática marinha. Segundo Scholle e Halley (1985), esse enfoque surgiu em função de que a maior parte dos estudos diagenéticos nas décadas passadas concentraram-se em processos (cimentação e lixiviação) atuantes em sedimentos holocênicos e pleistocênicos. Essa idéia era reforçada pelas observações de que a compactação, notadamente sob a forma de fragmentação de fósseis, era rara em carbonatos, evidenciando, assim, que a cimentação tinha de preceder o soterramento.

No entanto, uma série de trabalhos tem mostrado que a diagênese precoce tem sido superestimada. Prezbindowski (1985) salienta que, uma vez soterrados, os carbonatos ficam sujeitos, muito pouco tempo, aos ambientes diagenéticos de superfície e próximos à superfície (até algumas dezenas de metros abaixo da superfície). De acordo com Scholle e Halley (1985), nos carbonatos pleistocênicos e holocênicos, pouco da porosidade é perdida na zona de circulação de água próximo à superfície, ou seja, nos ambientes definidos por Longman

(1980). Para esses autores, a transição de carbonatos bastante porosos para carbonatos litificados, com baixa porosidade, é predominantemente um processo de subsuperfície. Assim, tanto os carbonatos de águas rasas como os de águas profundas mostram uma contínua perda de porosidade com o aumento da profundidade de soterramento, indicando que os processos de redução de porosidade agem continuamente desde a superfície até profundidades maiores do que 4 000 m. Esses processos incluem tanto a compactação física e química, como também a cimentação. Assim sendo, a tendência seria sempre os carbonatos mostrarem altas porosidades a baixas profundidades, havendo um decréscimo contínuo da porosidade à medida que aumenta a profundidade de soterramento. Evidencia-se, assim, que a história de soterramento certamente desempenha um papel preponderante na evolução da porosidade. Schmoker (1984), baseando-se em dados de cinco sistemas carbonáticos distintos, acredita na hipótese de que a redução de porosidade em subsuperfície é um processo de maturação termal, levando irreversivelmente a uma maior estabilidade termodinâmica. Para o autor, o processo pode ser interrompido pela entrada de fluidos derivados externamente, estabelecendo-se novas condições para a evolução da porosidade em subsuperfície. Para Scholle e Halley (1985), trabalhos mais quantitativos são certamente necessários para avaliar com maior precisão o papel desempenhado pelos processos de subsuperfície.

Os dois enfoques diagenéticos abordados, diagênese precoce e diagênese de subsuperfície, contêm em seu cerne aspectos fundamentais na estratégia de explo-

ração de reservatórios carbonáticos: a) a concepção de Longman (1980) pressupõe alterações substanciais nas características deposicionais das rochas próximas à superfície, em função dos ambientes diagenéticos e eodiagenéticos. Isso, sem dúvida, origina uma dificuldade adicional significativa na predição da qualidade dos reservatórios, já que, em um caso extremo, a porosidade original poderia ser totalmente destruída durante a diagênese precoce; b) sendo os processos de subsuperfície os fatores dominantes na destruição da porosidade das rochas carbonáticas, a profundidade de soterramento torna-se um parâmetro relevante na avaliação da qualidade dos reservatórios em subsuperfície. A construção de curvas de porosidade *versus* profundidade, em associação com outros parâmetros, fornece elementos para prever as características dos reservatórios em subsuperfície.

Deve-se avaliar distintamente os processos diagenéticos discutidos anteriormente. A ênfase dada à diagênese de superfície (ou próximo à superfície) por Longman (1980) deve evidentemente ser levada em conta. Embora não altere significativamente o reservatório em termos de porosidade, esta pode causar modificações importantes na textura deposicional da rocha, modificando substancialmente a geometria do meio poroso original. Isso é particularmente evidente nos casos de dolomitização e de carstificação. Exemplos clássicos de reservatórios dolomitizados incluem o Paleozóico de Anadarko, de Williston, de Paradox e de Midland (Estados Unidos) e o Mesozóico do Golfo Pérsico, da Bacia de Paris e do sul da Flórida (Roehl e Choquette, 1985). A carstificação é exemplificada no Brasil pelo

Campo de Lagoa Piabanha, Bacia do Espírito Santo (Oliveira, 1989). A cimentação meteórica, através da obliteração do espaço intergranular por cimento de calcita precipitada num estágio diagenético precoce, pode destruir totalmente a permeabilidade existente à época da deposição. Esse último processo ocorre nos reservatórios albianos do Campo de Enchova, Bacia de Campos (Franz, 1987), e na porção superior dos reservatórios calcários albianos do Campo de Tubarão, Bacia de Santos (Moraes Junior *et al.* 1989).

Por outro lado, grandes acumulações ocorrem em rochas que mantiveram praticamente inalteráveis suas características deposicionais. Entre estas, incluem-se reservatórios da Costa do Golfo (Estados Unidos), Bacia de Paris e Golfo Pérsico (Roehl e Choquette, 1985), e inserem-se as acumulações da Formação Macaé da Bacia de Campos (Spadini e Paumer, 1983) e da Formação Guarujá, Bacia de Santos (Moraes Junior *et al.* 1989).

Utilizando-se dados em grande parte derivados de curvas de porosidade *versus* profundidade em seqüências carbonáticas cretácicas da Flórida feitas por Schmocker e Halley (1982) e de *chalks* do Mar do Norte e dos Estados Unidos (Scholle, 1977), Scholle e Halley (1985) mostram a ação efetiva dos processos de soterramento na destruição da porosidade. Os mecanismos que atuam na destruição da porosidade de subsuperfície são fundamentalmente a compactação, tanto física como química, e a cimentação. A compactação física rearranja os grãos, tornando o empacotamento mais denso, sendo particularmente atuante nos sedi-

mentos de granulação fina. Observa-se que perda significativa de porosidade ocorre quando sedimentos carbonáticos são soterrados a somente algumas dezenas a centenas de metros de profundidade. Muito dessa perda de porosidade próximo à superfície parece decorrer da perda de água e da reorientação dos grãos. Estudos experimentais e de campo em calcilitos e rochas suportadas por lama mostram que, para porosidade de 30-40%, a compactação mecânica torna-se ineficaz. Para valores de porosidade de cerca de 40%, uma fábrica suportada por grãos razoavelmente forte é estabelecida, mesmo em sedimentos micríticos. Scholle e Halley (1985) concluem que a compactação mecânica é responsável por cerca de 1/3 a 1/2 da redução da porosidade necessária para converter sedimentos suportados por lama em calcários litificados, através da expulsão de água, reorientação e quebra dos grãos.

Outro importante fator na redução da porosidade em subsuperfície é a compactação química. Este termo foi introduzido por Lloyd (1977) para descrever a perda de porosidade em calcários que se processa sem a adição de material novo ou alóctono. Três tipos de feições de compactação química são comuns às rochas carbonáticas: a) feições de dissolução inter ou intragranulares; b) filmes de segregação de argilas (*solution-seams*); c) estilólitos. O primeiro tipo é encontrado no contato entre os grãos onde as pressões litostáticas são concentradas. *Solution-seams* representam discretas superfícies de dissolução que se estendem continuamente através dos grãos. Geralmente formam-se em calcários de granulação fina, relacionando-se a

estruturas nodulares. Estilólitos são similares ao tipo anterior, caracterizando-se pela maior amplitude; normalmente formam-se em calcarenitos suportados por grãos, sem matriz (*grainstones*).

A cimentação em subsuperfície é certamente a feição diagenética mais controversa quanto à sua origem. Moore (1985) apresenta um exemplo de cimentação em subsuperfície, estabelecendo claramente as relações entre cimentação e a entrada de hidrocarbonetos. Utilizando-se de dados isotópicos, esse autor encontrou temperaturas da ordem de 42 a 67 °C para a formação de mosaico, e temperaturas da ordem de 84 °C para cimentos poiquilotópicos ricos em ferro. Nos calcarenitos albianos do Campo de Pampo, na Bacia de Campos, é notável o acréscimo de cimento na zona de água, quando comparado com a zona de óleo, indicando que a precipitação do cimento se processou na zona de água, após a entrada de hidrocarbonetos (Spadini e Paumer, 1983).

2 – MECANISMOS DE PRESERVAÇÃO DE POROSIDADE EM SUBSUPERFÍCIE

Entre os processos e mecanismos de preservação de porosidade em subsuperfície listados por Feazel e Schatzinger (1985), os mais efetivos na preservação de porosidade a grandes profundidades são: estabilização mineralógica, arcabouço rígido, pressão anormal, entrada de hidrocarbonetos e, potencialmente, a ressurreição de poros em subsuperfície.

É evidente que a manutenção de porosidade em subsuperfície implica, necessariamente, que a mesma

seja preservada em superfície ou próximo à mesma, ou seja, nos ambientes diagenéticos superficiais. Isto é de se esperar caso as observações de Scholle e Halley (1985), de que a perda de porosidade é um processo de subsuperfície, tiverem aplicação genérica. Porém, dentro dessa mesma ótica, a ocorrência de bons reservatórios estaria restrita a profundidades de soterramento de no máximo 2 000-3 000 m, já que a porosidade tende a ser perdida continuamente, à medida que as seqüências carbonáticas sejam soterradas.

Os processos diagenéticos de superfície são importantes à medida que moldam a atuação dos outros mecanismos de preservação de porosidade. A diagênese precoce, ao proporcionar alterações na mineralogia e textura das rochas, pode constituir-se em um fator positivo na preservação da porosidade a grandes profundidades, condicionando dois dos mais importantes mecanismos de preservação de porosidade: estabilidade mineralógica e aumento na rigidez do arcabouço. A dolomitização representa o melhor exemplo de estabilização mineralógica, fornecendo um arcabouço rígido capaz de suportar as pressões de soterramento a grandes profundidades, evitando assim os efeitos da compactação física e química, com a conseqüente preservação de porosidade mesmo a grandes profundidades. Dolomitização precoce, acompanhada de dissolução do sedimento intercrystalino, pode prevenir a rocha dos efeitos da diagênese de subsuperfície, com preservação de porosidade a profundidades próximas a 5 000 m, como ocorre na Formação Smackover (Feazel e Schatzinger, 1985). Na Bacia de Anadarko, dolomitas da Formação Arbuckle são alvos para exploração de gás a pro-

fundidades superiores a 7 000 m. Esses carbonatos, quando apresentam fraturas e porosidade secundária, constituem reservatórios com boa produtividade (Shirley, 1989).

A cimentação precoce pode fornecer à rocha um arcabouço rígido, que, associado à estabilização mineralógica, constitui-se também em um fator importante na preservação da porosidade. McLimans e Videtich (1989), estudando os calcários Great Oolite, Jurássico Médio da Inglaterra, concluem que a diagênese precoce forneceu um arcabouço de cimento de calcita e grãos mineralogicamente estabilizados, que são vitais para a preservação da porosidade à medida que aumenta o soterramento.

Os *chalks* do Mar do Norte (Cretáceo Superior/Terciário) caracterizam um exemplo clássico de preservação de porosidade devido à pressão anormal. Porosidades de até 50% são encontradas em profundidades superiores a 3 km, em contraposição a uma porosidade prevista de no máximo 10%. Segundo Feazel e Schatzinger (1985), os fluidos conatos são impedidos de escapar devido a barreiras de permeabilidade, fazendo com que a pressão de poro fique acima do nível hidrostático. Nessa situação, parte da pressão de soterramento é suportada pelos fluidos, e assim a pressão (*stress*) intergranular é menor do que em rochas normalmente pressurizadas, o que reduz a dissolução por pressão e, conseqüentemente, a precipitação de cimento.

A entrada de hidrocarbonetos é certamente um mecanismo preponderante na preservação da porosidade a grandes profundidades. Esse é um dos fatores aventados

por Feazel e Schatzinger (1985), juntamente com a pressão anormal, para explicar as altas porosidades dos *chalks* do Mar do Norte através da expulsão de água, a qual serve de transporte para os íons. Lá, segundo os autores, a presença do óleo evitou que a diagênese evoluísse posteriormente, o que é evidenciado pela grande quantidade de calcita esquelética (cocólitos) na zona de óleo, em contraste com a abundância de calcita autigênica na zona de água, apesar da pressão de poros ser idêntica nas duas zonas. A entrada precoce de óleo foi igualmente o fator fundamental para a preservação da porosidade primária e permeabilidade dos reservatórios oolíticos/oncolíticos da Formação Macaé, Bacia de Campos (Spadini e Paumer, 1983; Franz, 1987). Esses reservatórios, quando saturados de óleo, apresentam altos valores de porosidade-permeabilidade, em profundidades de soterramento variando de 1 800 m a mais de 3 000 m, enquanto que na zona de água a porosidade cai drasticamente.

Moraes Junior *et al.* (1989) também creditam à entrada de hidrocarbonetos as altas porosidades encontradas a profundidades superiores a 4 700 m nos calcários albianos do Campo de Tubarão, Bacia de Santos, estimando que os hidrocarbonetos entraram no reservatório quando este situava-se a profundidades inferiores a 2 000 m.

A geração de porosidade secundária a grandes profundidades é potencialmente um importante fator na pesquisa de reservatórios profundos. Esse processo é usualmente aventado para explicar a ocorrência de porosidade em reservatórios siliciclásticos (Schmidt e McDonald, 1979). Normalmente atribui-se à ação de ácidos carboxílicos a

causa da dissolução de feldspatos e carbonatos (Surdam *et al.* 1989). Em carbonatos são poucos os casos reportados de geração de porosidade em subsuperfície. Druckman e Moore (1985) documentaram o incremento de porosidade em calcários jurássicos da Costa do Golfo. Elliot (1982) mostra aumento semelhante de porosidade em calcários mississipianos na Bacia de Williston. Spadini e Terra (1988) admitem que parte da porosidade intergranular que ocorre nos reservatórios permeáveis do Campo de Tubarão, Bacia de Santos, foi criada por dissolução em subsuperfície. Até onde é de conhecimento, não é reportado nenhum reservatório carbonático em que a porosidade seja atribuída primordialmente a esse processo, de maneira que esse mecanismo deve ainda ser avaliado mais profundamente antes de ser utilizado como um parâmetro fundamental na exploração de reservatórios carbonáticos profundos.

Fraturas têm sido normalmente reportadas como um parâmetro muito mais importante sob o ponto de vista de produtividade do que armazenamento, o que é classicamente exemplificado pelo Campo de Ekofisk, no Mar do Norte. Raros são os casos em que fraturas compõem fração significativa da porosidade, como pode ser exemplificado nos reservatórios rasos (menos de 1 000 m) dos campos gigantes de Gachsaran e Bibi Hakimeh, no Irã (McQuillan, 1985), onde igualmente são de fundamental importância para a produção. Em relação, a reservatórios profundos, esse tipo de porosidade ocorre na seqüência terciária da Bacia Pará-Maranhão, na margem continental brasileira, onde se obteve produção de HC a 4 700 m em calcarenitos bioclásticos fraturados. Porém, o seu potencial de armazenamento

foi bastante pequeno, tendo a produção declinado após curto intervalo de tempo.

É provável que, em contextos tectônicos favoráveis, fraturas possam constituir parcela significativa da porosidade, porém sempre significando um alvo exploratório de difícil predição.

3 – CONCLUSÕES

A ocorrência de reservatórios carbonáticos a grandes profundidades depende da conjugação favorável de uma série de mecanismos, no tempo e no espaço. A fácies deposicional é, sem dúvida, um parâmetro relevante, uma vez que condiciona as características texturais e mineralógicas, assim como a permoporosidade, originais da rocha. Isso é importante sob dois aspectos: caso não haja alterações fundamentais em função da diagênese, a fácies é o fator determinante das características permoporosidade do reservatório; a fácies controla, através da textura e mineralogia, a atuação dos processos diagenéticos, tanto precoces como de subsuperfície. A diagênese precoce pode causar modificações profundas nas características de reservatório, além de formar o arcabouço que condiciona a evolução da porosidade em subsuperfície. A velocidade dos processos diagenéticos de subsuperfície, portanto a destruição da porosidade, é controlada, em parte, pela história de soterramento. Assim sendo, é a relação porosidade *versus* profundidade que melhores possibilidades oferece de previsões mais precisas, já que permite inferir até que profundidade as seqüências carbonáticas ainda preservam porosidade. A entrada de hidrocarbonetos é

um fator fundamental para a manutenção da porosidade, de modo que a janela de migração deve ser utilizada com as curvas de porosidade em profundidade na previsão da ocorrência de reservatórios a grandes profundidades. É evidente que quanto mais cedo o óleo entrar no reservatório menores serão os efeitos da diagênese de subsuperfície e melhores condições permoporosas serão preservadas. A geração de porosidade secundária em subsuperfície necessita ainda de estudos mais conclusivos que permitam uma melhor avaliação de sua real contribuição em relação aos reservatórios carbonáticos. Até o momento, não parece que isoladamente possa ser um mecanismo que permita a geração de reservatórios significativos.

Scholle e Halley (1985), em excelente artigo sobre a diagênese de subsuperfície, fazem as seguintes considerações sobre as perspectivas futuras em relação a reservatórios carbonáticos profundos: “A existência de reservatórios profundos em rochas carbonáticas é promissora e tais reservatórios podem razoavelmente ser postulados para outras áreas (...) uma vez que as causas controladoras sejam entendidas. É nossa crença que os processos da diagênese de soterramento são a chave do conhecimento dessas causas e que a predição da porosidade em profundidade em rochas carbonáticas seja controlada tanto pela diagênese de soterramento, bem como pela fácies deposicional e diagênese precoce”.

A exploração de hidrocarbonetos em reservatórios carbonáticos soterrados a grandes profundidades já é uma realidade na indústria petrolífera. No Brasil, isso foi confirmado pelas recentes descobertas, pelo Departamento de Exploração

da PETROBRÁS, em reservatórios carbonáticos profundos da Bacia de Santos. Torna-se fundamental que se tenha o máximo controle sobre os fatores que condicionam a ocorrência desses reservatórios, de maneira a minimizar os riscos na fase de exploração e entender a distribuição dos reservatórios na fase de exploração dos campos descobertos.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- CARVALHO, M.D., PRAÇA, U.M., MORAES JUNIOR, J.J., SPADINI, A.R. Reservatórios carbonáticos profundos do Eo/mesoalbio da Bacia de Santos. *BOLETIM DE GEOCIÊNCIAS DA PETROBRÁS*, v.4, n.4, p.429-450. 1990.
- DRUCKMAN, Y., MOORE, C.H. Late subsurface porosity in a Jurassic grainstone reservoir, Smackover Formation, Mt. Vernon field, southern Arkansas. *In: ROEHL, P.O., CHOQUETTE, P.W. Carbonate petroleum reservoirs*. New York: Springer-Verlag, p.371-383. 1985.
- ELLIOT, T.L. Carbonate facies, depositional cycles, and the development of secondary porosity during burial diagenesis: Mission Canyon Formation, Haas Field, North Dakota. *In: INTERNATIONAL WILLISTON BASIN SYMPOSIUM*, 4, 1982. *Proceedings...* [s.l.: s.n.], p.131-151. 1982.
- ENOS, P., SAWATSKY, L.H. Pore space in Holocene sediments. *AAPG Bulletin*, v.63, p.445. 1979.
- _____. Pore Networks in Holocene e carbonate sediments. *Sed. Petrology*, v.51, p.961-985, 1981.
- FEAZEL, C.T., SCHATZINGER, R.A. Prevention of carbonate cementation in petroleum reservoirs. *In: SCHNEIDERMAN, N., HARRIS, P.M. Carbonate Cements*. [s.l.]: SEPM, 1985. (SEPM special publication, 36). p.309-334.
- FRANZ, E.P., *Análise da geologia de reservatório dos carbonatos da Formação Macaé do Campo de Enchova: Bacia de Campos, Brasil*. Ouro Preto: Universidade Federal de Ouro Preto, 1987. (Tese de mestrado).
- HALLEY, R.B., SCHMOCKER, J.W. High porosity Cenozoic carbonate rocks of south Florida: progressive loss of porosity with depth. *AAPG Bulletin*, v.67, p.191-200. 1983.
- LLOYD, R.M. Porosity reduction by chemical compaction-stable isotope model. *AAPG Bulletin*, v.61, p.809. 1977.
- LONGMAN, M.W. Carbonate diagenetic textures from near surface diagenetic environments. *AAPG Bulletin*, v.64, p.461-478. 1980.
- McLIMANS, R.K., VIDETICH, P.E. Diagenesis and burial history of great oolite limestone, Southern England. *AAPG Bulletin*, v.73, n.10, p.1195-1205. Oct. 1989.
- McQUILLAN, H. Fracture-controlled production from the oligomiocene Asmari Formation in Gachsaran and Bibi Hakimeh fields, Southwest Iran. *In: ROEHL, P.O., CHOQUETTE, P.W. Carbonate petroleum reservoirs*. New York: Springer-Verlag, p.511-524. 1985.
- MOORE, C.H. Upper Jurassic subsurface: a case history. *In: SCHNEIDERMAN, N., HARRIS, P.M. Carbonate Cements*. [s.l.]: SEPM, 1985. p.291-308. (SEPM special publication, 36)
- _____. Carbonate diagenesis and porosity. [s.l.]: Elsevier, 338p. 1989.
- MOORE, C.H., DRUCKMAN, Y. Burial diagenesis and porosity evolution, Upper Jurassic Smackover, Arkansas and Louisiana. *AAPG Bulletin*, v.65, p.597-628. 1981.
- MORAES JUNIOR, J.J., SPADINI, A.R., SAITO, M., LUCCHESI, C.F. Campo de Tubarão, Bacia de Santos: uma nova fronteira em reservatórios carbonáticos profundos. *In: SEMINÁRIO DE INTERPRETAÇÃO EXPLORATÓRIA*, 1, 1989. Rio de Janeiro *Anais...* Rio de Janeiro, [s.n.], p.223-232. 1989.
- OLIVEIRA, R.M., Modelo deposicional e história diagenética dos calcários albianos da Formação Barra Nova no Campo de Lagoa Piabanha, Bacia do Espírito Santo. Ouro Preto: Univ. Fed. de Ouro Preto, 1989. (Tese de mestrado).
- PREZBINDOWSKI, D.R. Burial cementation - is it important? a case study, Stuarly City Trend, South Central Texas. *In: SCHNEIDERMAN, N., HARRIS, P.M. Carbonate Cements*. [s.l.]: SEPM, 1985. p.241-264. (SEPM special publication, 36).
- ROEHL, P.O., CHOQUETTE, P.W. *Carbonate petroleum reservoirs*.

New York: Springer-Verlag, 1985.

SHIRLEY, K. Anadarko's Arbuckle play heats Up. *AAPG Explorer*, 1989.

SCHLANGER, S.O., DOUGLAS, R.G. The pelagic oozechalk-limestone transition and its implication for marine stratigraphy. *In*: HSU, K.J., JENKINS, H.C. *Pelagic sediments: on land and under the sea*. [s.l.]: [s.n.], 1974. p.117-148. (International Association of Sedimentologists special publication, 1).

SCHMIDT, V., McDONALD, D.A. The role of secondary porosity in the course of sandstones diagenesis. *In*: SCHOLLE, P.A., SCHULUGER, P.R. *Aspects of diagenesis*. [s.l.]: SEPM, 1979. (SEPM special publication, 26).

SCHMOCKER, J.W. Empirical relation between carbonate porosity

and thermal maturity: an approach to regional porosity prediction. *AAPG Bulletin*, v.68, p.1697-1703. 1984.

SCHMOCKER, J.W., HALLEY, R.B. Carbonate porosity versus depth: a predictable relation for South Florida. *AAPG Bulletin*, v.66, p.2561-2570. 1982.

SCHOLLE, P.A. Chalk diagenesis and its relation to petroleum exploration: oil from chalk, a modern miracle? *AAPG Bulletin*, v.61, p.982-1009. 1977.

SCHOLLE, P.A., HALLEY, R.B. Burial diagenesis: out of sight, out of mind. *In*: SCHNEIDERMAN, N., HARRIS, P.M. *Carbonate Cements*. [s.l.]: SEPM, 1985. (SEPM special publication, 36). p.309-334.

SPADINI, A.R., PAUMER, M.L. Os reservatórios Macaé no Campo de Pampo: o meio poroso e a diagênese. Rio de Janeiro: PETROBRÁS, 1983. (Relatório interno).

SPADINI, A.R., TERRA, G.J.S. *Análise preliminar dos reservatórios carbonáticos Albianos do poço 1-PRS4, Bacia de Santos*. Rio de Janeiro: PETROBRÁS/CENPES, 1988. 10p. (Relatório interno).

STEWART-GORDON, T.J., BAKER, G.T. Mexico's Luna discovaries are more than moonshine. *World Oil*, May. 1987.

SURDAM, R.C. CROSSAY, L.J., HAGAN, E.S., HEASLER, H.P. Organic-inorganic interaction and sandstone diagenesis. *AAPG Bulletin*, n.13, p.1-32. 1989.

EXPANDED ABSTRACT

Exploration managers have always been very concerned about the exploratory risks involved in hydrocarbon reservoir research in deep horizons, especially since it has traditionally been believed that such horizons are unlikely to present favorable permo-porous conditions. However, the discovery of important deposits within carbonate reservoirs buried at great depths has opened new perspectives in hydrocarbon exploration. It has become essential to understand the factors prompting the occurrence of these reservoirs in order to minimize exploratory risks in researching new areas and also to establish reservoir geometry, so important to the development of discovered fields.

Recent studies have shown that a significant portion of the porosity in carbonate rocks is preserved in surface diagenetic zones (freatic, vadose, and mixing). This means that the transformation of porous carbonate sediments into lithified non-porous carbonate rocks is primarily a subsurface process. In the research of deep carbonate reservoirs, the goal is thus to identify situations in which the action of

subsurface diagenetic processes – especially chemical compaction and cementation – has been minimized or interrupted, consequently preserving permo-porous conditions favorable to hydrocarbon production.

Among the factors that may contribute to preserving porosity at great depths are mineralogical stabilization, the creation of a rigid structural framework, the entrance of hydrocarbons, abnormally high pore pressure, and, potentially, the resurrection of pores through dissolution of early cementation. The effectiveness of mechanisms that preserve porosity at great depths is intrinsically linked to a series of other variables, including depositional facies, early and subsurface diagenesis, burial history, and basin thermal history. The conjugation of part of these factors will determine the presence of deep reservoirs.

The depositional facies plays a fundamental role by providing the initial mineralogical and textural framework of the rock and decisively influencing early and subsurface diagenesis. In addition to provoking substantial changes in the original rock texture, early diagenesis

influences two of the most important parameters in the preservation of subsurface porosity: mineralogical stabilization and the creation of a rigid structural framework. These two factors determine whether the rock will be able to withstand the effects of burial and thus preserve permo-porous conditions. The role of mineralogical stabilization is especially notable in the case of dolomitization, which enables the rock to resist major burial forces, mainly by inhibiting chemical compaction.

The continuous process of loss of subsurface porosity can be interrupted by the entrance of hydrocarbons and the consequent displacement of interstitial water, which prevents the evolution of subsurface diagenesis and especially of chemical compaction. The use of porosity curves in conjunction with the oil migration window can be helpful in providing fine-tuned forecasts of porosity.

Another factor important in the preservation of porosity is abnormal pore pressure. This mechanism likewise inhibits chemical compaction, thereby preserving the initial porous framework.