

Prefácio

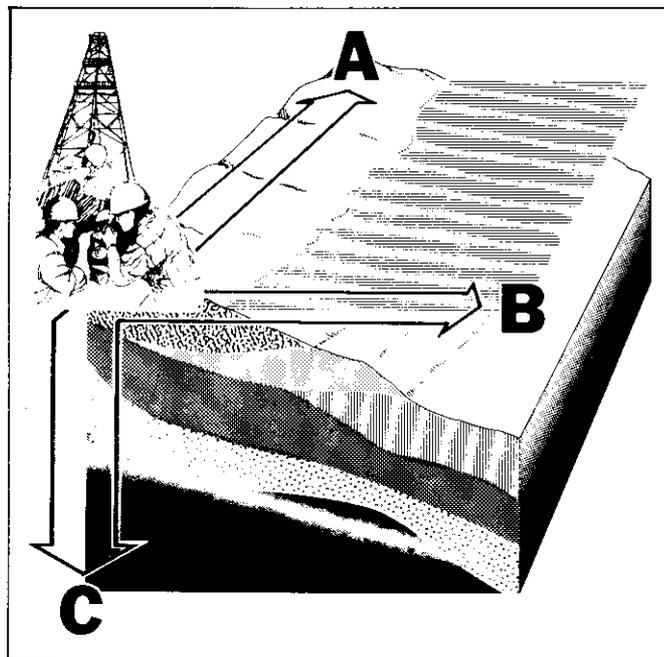
“O petróleo é descoberto em primeiro lugar na cabeça do geólogo”. Esta velha afirmativa continua sendo uma verdade. Usando seus conhecimentos e sua criatividade, os geólogos continuam descobrindo petróleo em bacias exploradas há mais de 100 anos no exterior e há mais de 50 no Brasil. Deixando momentaneamente de lado este conceito, o esquema ao lado ilustra as atuais fronteiras exploratórias da indústria de petróleo. Na busca de novas jazidas, quando escasseiam as descobertas nas áreas já investigadas, só nos resta procurar novas áreas prospectáveis; (A) explorar em águas cada vez mais profundas; (B) ou pesquisar reservatórios mais profundos; (C) abaixo do universo já explorado.

Em todo o mundo, a época da exploração fácil já passou. No Brasil nunca foi fácil, sempre necessitamos, e hoje mais do que nunca, de técnicas cientificamente fundamentadas. Conhecer e entender nossas descobertas é, sem dúvida alguma, o melhor passo para se desenvolver modelos preditivos para orientar a exploração futura.

Este último número de 1990 do “Boletim de Geociências da PETROBRÁS” é temático, dedicado a uma destas principais fronteiras exploratórias: reservatórios profundos nas bacias sedimentares brasileiras. E o que é profundo? Nos primeiros 22 poços perfurados no Brasil pelo Serviço Geológico, a média de profundidade não passou de 425 m (Carvalho, 1958)* e eram considerados profundos. Entre 1956 e 1990 a PETROBRÁS havia perfurado 402 poços pioneiros com a profundidade média da ordem de 2 000 m na parte emersa da Bacia de Sergipe-Alagoas. Atualmente na Bacia de Santos a profundidade média dos pioneiros perfurados pela Companhia é superior a 4 000 m.

O conceito de reservatório profundo tem se modificado com o tempo, primeiramente em função da evolução das ferramentas de perfuração, depois em função do limite de ocorrência de reservatórios e da nossa capacidade de prevê-los e mapeá-los. Finalmente, em função de restrições econômicas, já que campos profundos podem ser mais onerosos, há de existir, também, preço adequado para o óleo ou gás produzidos.

Até os anos 70, por exemplo, a porosidade nos arenitos era tida como quase que totalmente primária. Originada durante a deposição, sofria progressiva e inexorável redução com o aumento de profundidade. A partir dessa década, demonstrou-se, através de tra-



balhos clássicos, a natureza secundária de grande parte da porosidade encontrada em arenitos em subsuperfície. Estes estudos forneceram a base científica necessária à indústria do petróleo para que poços gradativamente mais profundos fossem perfurados. O conceito de porosidade secundária atingiu tamanha aceitação que, em alguns reservatórios, a porosidade foi considerada quase que exclusivamente como secundária. Os últimos anos caracterizaram-se pelo maior equilíbrio entre os conceitos de porosidade primária e secundária. Aceita-se tanto o conceito da porosidade primária preservada quanto o da geração secundária em subsuperfície.

Os artigos deste número especial do “BGP” mostram que o termo reservatório profundo refere-se não apenas à profundidade absoluta atingida, mas também ao tempo de residência destas rochas em profundidade, que é função da sua história de soterramento. Os artigos apresentam também exemplos de reservatórios profundos com porosidades tidas como essencialmente primárias e outros de origem predominantemente secundária.

O conjunto traduz a experiência dos geólogos da PETROBRÁS preocupados em compreender os reservatórios profundos em bases científicas, abrindo os caminhos para novas descobertas. Revelam também a crescente integração entre geólogos do Centro de Pesquisas (CENPES) e do Departamento de Exploração (DEPEX) da PETROBRÁS. Os conceitos e idéias hoje publicados já estão sendo utilizados na definição de prospectos exploratórios.

Na apresentação tentou-se ordenar os artigos dos mais gerais para os mais específicos. Os três primeiros são sobre o “estado da arte”, o quarto é conceitual, e os demais tratam da caracterização regional de reservatórios profundos e da sua potencialidade.

* CARVALHO, E. *O drama da descoberta do petróleo brasileiro*. São Paulo: Brasiliense, p. 20, 1958.

Carlos Henrique Lima Bruhn apresenta um histórico das várias fronteiras da exploração de petróleo no Brasil e define o limite a partir do qual os reservatórios podem ser considerados profundos. Isto com base no levantamento de todos os reservatórios profundos já perfurados no Brasil.

Luiz Fernando De Ros trata da porosidade em arenitos, fazendo uma revisão bibliográfica extensa sobre os principais processos e condições geológicas atuantes em reservatórios clásticos. Aborda a relação preservação *versus* geração de porosidade em subsuperfície, enfatizando reservatórios profundos.

Porosidade em carbonatos a grandes profundidades é o tema abordado por Adali Ricardo Spadini. O autor descreve reservatórios carbonáticos profundos no mundo e cita os principais mecanismos de preservação de porosidade. Ele tende a privilegiar a preservação, e não a geração como o principal fator responsável pela ocorrência de reservatórios carbonáticos profundos.

O quarto artigo intitula-se "O papel da história de soterramento na evolução da porosidade em arenitos". Cristiano Leite Sombra vai mais longe do que sugere o título, definindo um novo parâmetro (índice tempo-profundidade) para a investigação quantitativa e empírica da influência da história de soterramento na evolução da porosidade em arenitos. Trata-se de um método que fornece valores quantitativos de porosidade, constituindo-se em ferramenta preditiva de fácil aplicação e de uso imediato em prospectos exploratórios.

Os demais artigos, de caráter regional, obedecem a uma seqüência geográfica de apresentação de sul para norte.

Os reservatórios profundos da Bacia de Santos são apresentados em dois artigos. Cristiano Leite Sombra, Luci Maria Arienti, Marcio José Pereira e Juliano Magalhães de Macedo descrevem os arenitos do Campo de Merluzza, a única jazida descoberta pelas companhias com contrato de risco. Este trabalho considera predominantemente primária a porosidade de 21% em arenitos a 4 700 m de profundidade, atribuindo às franjas de clorita (capa deste "BGP") e à entrada precoce dos hidrocarbonetos nos reservatórios a preservação da porosidade.

Os reservatórios carbonáticos do Campo de Tubarão, hoje alvos prioritários na exploração da Bacia de Santos, foram detalhadamente descritos por Maria Dolores de Carvalho, Uyara Mundim Praça, José Jorge de Moraes Júnior e Adali Ricardo Spadini. Porosidades de até 24% a profundidades de 4 500 m são encontradas em fácies oolíticas/oncolíticas. Estes valores foram considerados resultantes da preservação de porosidade primária.

Na Bacia de Sergipe-Alagoas, Antônio Jorge Vasconcellos Garcia, Luiz Fernando De Ros, Rogério Schiffer de Souza e Carlos Henrique Lima Bruhn descrevem os reservatórios da Formação Serraria em vários campos. Os autores discutem os fatores controladores da

porosidade nos campos de Caioba e Robalo, 18% a cerca de 4 200 m de profundidade e avaliam a potencialidade da Formação Serraria como reservatório profundo nas diversas porções da Bacia.

Gustavo de Carvalho Pinho e Manoel Nabuco Chaves descrevem porosidades de cerca de 15% a 4 300 m de profundidade em rochas da Formação Barra de Itiúba, registradas pelo poço 1-MAS-1-AL (Massagueira) na porção alagoana terrestre da Bacia de Sergipe-Alagoas. É um interessante exemplo de excelentes características permoporosas da litofácies eólica.

Sylvia Maria Couto Anjos, Cristiano Leite Sombra, Rogério Schiffer de Souza e Ricardo Nunes Waick fazem um estudo regional de todos os reservatórios da Formação Pendência na porção emersa da Bacia Potiguar. Os autores mostram como a litofácies, a história de soterramento, a composição detrítica e a diagênese afetam a qualidade dos reservatórios e avaliam o potencial exploratório da bacia para reservatórios profundos.

Rogério Schiffer de Souza descreve reservatórios à cerca de 4 000 m com 16% de porosidade em arenitos da Formação Pendência no Campo de Pescada, na porção emersa da Bacia Potiguar. A influência da história de soterramento, do sistema deposicional, da composição detrítica e da diagênese sobre a qualidade dos reservatórios são também avaliadas.

Estes dois últimos trabalhos evidenciam a forte influência da história de soterramento na qualidade dos reservatórios.

Por último, as evidências de vulcanismo básico na base da Formação Pendência (*rift*) da Bacia Potiguar são apresentadas por Sylvia Maria Couto Anjos, Rogério Schiffer de Souza, Cristiano Leite Sombra e Maximiano da Silva Scuta. Tais dados sugerem que a fase *pré-rift* esteja ausente ou seja de ocorrência restrita na bacia, o que tem implicações na avaliação do potencial de reservatórios profundos.

Este é um volume de leitura obrigatória para todos aqueles envolvidos na exploração de reservatórios profundos, como também na avaliação da qualidade de reservatórios em geral. Interessará ainda aos geocientistas dedicados à petrologia de arenitos.

Resta-nos agora agradecer a todos os que contribuíram para a realização deste volume, primeiramente aos autores que, mesmo envolvidos com outras atividades, dedicaram-se ao preparo de um artigo especial sobre o tema; aos revisores, pelas avaliações críticas e minuciosas que muito contribuíram para o aperfeiçoamento das versões originais dos artigos, bem como aos colegas L. F. De Ros e C. H. L. Bruhn pela participação na elaboração inicial deste volume.

Boa leitura.

Sylvia Maria Couto Anjos
Giuseppe Bacoccoli