

ESTUDOS DE AFLORAMENTOS PARA ANÁLISE QUANTITATIVA DE RESERVATÓRIOS

OUTCROP STUDIES FOR QUANTITATIVE RESERVOIR ANALYSIS

Mauro Roberto Becker¹, Benjamin Novais Carrasco¹, Luciane Bonet¹, Maria do Socorro de Souza¹, Osmar Carvalho Assis², Paulo Roberto C. de Farias³

1 – INTRODUÇÃO

As rochas-reservatório de hidrocarbonetos são corpos litológicos heterogêneos em suas várias escalas de observação. As variações petrológicas e petrofísicas são reconhecidas desde a escala micro — até a gigascópica (Dreyer *et al.* 1990, fig. 1). As microeterogeneidades referem-se às variações daquelas propriedades na escala do espaço poroso. Mesoeterogeneidades são decorrentes de variações texturais ou diagenéticas internas das camadas e podem ser consideradas dentro da escala de centímetros a decímetros. Macroeterogeneidades são identificadas na escala de litofácies sedimentares e, em geral, podem ser observadas no contexto de até poucos metros de espessura. Megaeterogeneidades associam-se a unidades genéticas com espessuras, geralmente, na escala de até dezenas de metros. Gigaeterogeneidades envolvem as dimensões da própria acumulação.

Um dos principais problemas para a modelagem de reservatórios consiste na variação lateral das características petrofísicas nas escalas de heterogeneidades de macro — a megascópicas, ou seja, nos espaços interpoços das malhas de exploração. As variações verticais são estudadas continuamente através da amostragem direta de rochas (calha e testemunhos) e de perfis elétricos sônicos e radioativos dos poços perfurados.

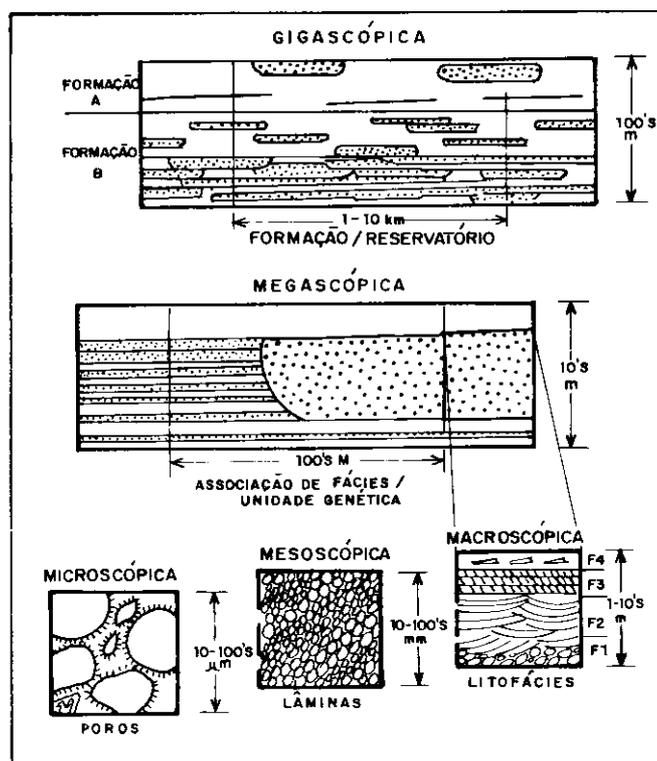


Fig. 1 - Escalas de heterogeneidades em reservatórios fluviais. Adaptado de Dreyer *et al.* (1990), modificado de Weber (1986) e Haldorsen (1986).

Fig. 1 - Scales of heterogeneities in fluvial reservoirs. Adapted from Dreyer *et al.* (1990), modified from Weber (1986) and Haldorsen (1986).

A utilização de métodos geofísicos, especialmente a sísmica de alta resolução ou "sísmica de reservatório", apresenta elevado potencial para a descrição de acumulações. No entanto, a escala em que as variações de características permoporosas devem ser modeladas requer uma resolução ainda não atingida por estas técnicas.

Os métodos geoestatísticos de simulação para variáveis regionalizadas, "importados" das áreas de mineração, vêm-se confirmando como altamente promissores para a caracterização de reservatórios de hidrocarbonetos. Na PETROBRÁS, neste sentido, vêm-se realizando um amplo esforço para aquisição, desenvolvimento e divulgação destas técnicas entre as áreas de controle e gerenciamento da exploração das acumulações de hidrocarbonetos.

Para a aplicação eficaz destas técnicas geomatemáticas, é necessário um bom conhecimento geológico das acumulações; em especial, uma avaliação quantitativa da variabilidade espacial das propriedades petrológicas e petrofísicas das unidades litológicas.

Na busca destas quantificações, vêm-se revitalizando os estudos de afloramentos com o intuito de descrever e modelar o arcabouço arquitetônico-estratigráfico dos elementos genéticos que compõem os depósitos sedimentares. Existe uma vasta carên-

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.

2 - Divisão de Geologia de Desenvolvimento (DIGED), Departamento de Exploração (DEPEX), Av. República do Chile, 65, Centro, CEP 20035, Rio de Janeiro, RJ, Brasil.

3 - Divisão de Interpretação (DINTER), Distrito de Exploração da Bacia Potiguar (DEBAR), R. Interventor Mario Camara, 2783, CEP 59000, Nazaré, Natal, RN, Brasil.

cia em descrições quantitativas dos corpos sedimentares gerados nos vários sistemas deposicionais. Até recentemente, grande parte das descrições de afloramentos tem tido, como intuito principal, a definição litoestratigráfica e paleoambiental das rochas, com limitadas informações quantificando as dimensões e a distribuição espacial das unidades constituintes do conjunto litológico.

Esta mudança tecnológica está se definindo perfeitamente, nos últimos anos, através do direcionamento das pesquisas realizadas pelos centros de pesquisa e desenvolvimento (P&D) das grandes companhias de petróleo, pelas universidades e consórcios de pesquisa e de desenvolvimento tecnológico da área de caracterização de reservatórios (p. ex.: *Stanford Center for Reservoir Forecasting*, EUA, e *Program for Research on Field-Oriented Improved Recovery Technology*, Noruega), bem como através da temática de congressos internacionais (p. ex.: *Advances in Reservoir Technology — Characterization, Modelling & Management*, Inglaterra, 1991).

A PETROBRÁS investiu nesta área através do estudo, em afloramentos de várias bacias brasileiras, do seu principal reservatório em termos de volumes de petróleo, a saber, as rochas turbidíticas (Bruhn e Moraes, 1988). Com base nesta pesquisa, alguns trabalhos de GDR (Geologia de Desenvolvimento e de

Reservatórios) foram realizados, inclusive a caracterização geoestatística de corpos turbidíticos canalizados de *canyons*, onde estas rochas apresentam elevado índice de macroheterogeneidade. Este estudo ainda está em andamento, na etapa de validação com histórico de produção.

Os reservatórios fluviais, em especial as rochas geradas por sistemas entrelaçados (*braidéed streams systems*) ou meandantes grosseiros, são muito heterogêneos quando analisados nas escalas macro — e megascópica. Para avaliar estas heterogeneidades, rochas depositadas neste ambiente estão sendo objeto de estudo sob enfoque de análises quantificadas de afloramentos. Para esta finalidade, foram escolhidos os arenitos e conglomerados fluviais da Formação Açú, na Bacia Potiguar, no Nordeste brasileiro, em função do volume de hidrocarbonetos contido em campos produtores desta unidade estratigráfica (cerca de 80% das reservas da bacia) e da qualidade das exposições de rochas análogas às dos reservatórios.

2 — AFLORAMENTOS DA FORMAÇÃO AÇU, BACIA POTIGUAR

Em trabalho de campo orientado por roteiros geológicos (Castro e Barrocas, 1981; Farias *et al.* 1990),

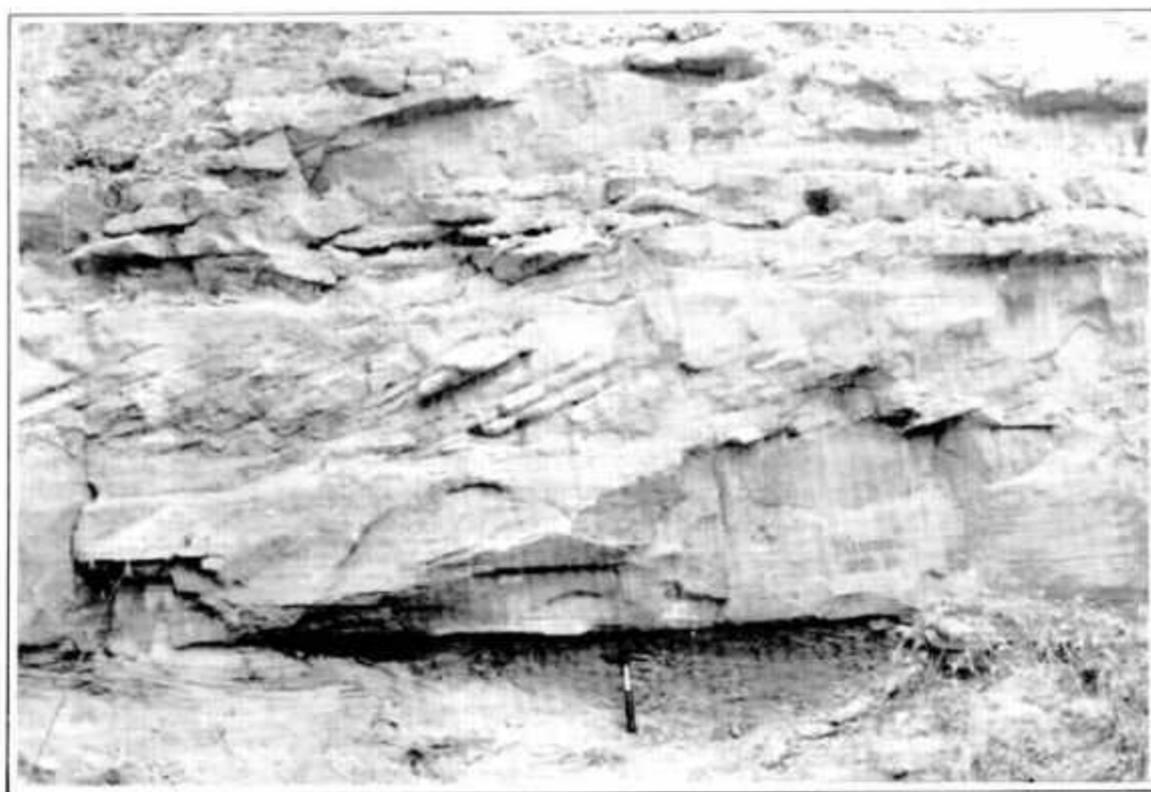


Fig. 2 - Afloramento da Formação Açú, seção superior, na Chapada de Apodi, com duas escalas de heterogeneidades de rocha: megascópica, ao nível do martelo (topo de uma unidade genética), e macroscópica, na variação de fácies da camada arenosa acima do martelo.

Fig. 2 - Outcrop of the upper section of the Açú Formation in the Chapada de Apodi, with two scales of rock heterogeneities: megascopic, represented by the top of one generic unit, at the level of the hammer; and macroscopic, relative to the variation of facies of the sand layer above the hammer.

selecionaram-se quatro dos afloramentos de melhor representatividade dos vários contextos fluviais, com boa exposição da Formação Açu (Lanzarini, 1990). Destes, numa primeira e experimental fase de campo, estudaram-se dois, situados em cortes ao longo da BR-304, nas proximidades da cidade de Açu. São afloramentos localizados em duas suaves elevações topográficas, de ambos os lados da estrada, com paredes rochosas com cerca de 260 e 380 m de extensão, e altura variando de 5 a 7 m.

O trabalho de campo consistiu no levantamento fotográfico panorâmico dos afloramentos, com superposição das fotos em 50% para reduzir as deformações na montagem; na descrição pormenorizada de perfis litológicos, espaçados 17 m ao longo de toda extensão aflorante e, ainda, nas amostragens litológica e fotográfica de detalhes das fácies descritas. O distanciamento estipulado entre estes perfis descritivos objetivou criar uma rede quadrada regular de observações nos dois lados da rodovia, uma vez que a largura desta é também de aproximadamente 17 m.

Com a montagem dos painéis das fotos, e utilizando-se as descrições litológicas, pretende-se determinar as geometrias e a continuidade de camadas e lentes da arquitetura estratigráfica, bem como as variações petrográficas texturais e de estruturas sedimentares (fig. 2). Procurar-se-a individualizar, deste modo, as heterogeneidades laterais, nas escalas macro- e megascópica, as quais são importantes na caracterização de reservatórios no espaçamento interpoços. São estas variações litológicas, conjugadas com variações diagenéticas e texturais de pequena escala, que controlam as propriedades petrofísicas da rocha e, portanto, a capacidade de armazenamento e de movimentação de fluidos dentro do reservatório.

Investiga-se também a possibilidade de realização de sondagens rasas "atrás" dos afloramentos, procurando melhor caracterizar a variabilidade lateral dos elementos que compõem a exposição litológica, na direção perpendicular à rodovia.

Os painéis de variabilidade de rocha, tanto na direção da rodovia quanto na direção perpendicular, serão a base de trabalho da etapa de descrição geoestatística da variabilidade lateral das propriedades de rocha. Transportando tais características para reservatórios sedimentologicamente análogos, pretende-se realizar descrições e simulações geoestatísticas da unidade produtora e, com base nos resultados destas simulações, desenvolver os estudos de simulação do comportamento da produção, validados através da comparação com históricos de produção.

Este projeto está sendo iniciado na PETROBRÁS com a participação de técnicos de várias áreas (geólogos com especialização em sedimentologia e geoestatística e engenheiros de produção e de reservatórios), reunindo esforços de vários órgãos como os Departamentos de Exploração e de Produção, o Centro de Pesquisas e Desenvolvimento — CENPES

e os núcleos de geologia e engenharia de reservatórios da Bacia Potiguar. Críticas, sugestões e comentários serão especialmente apreciados e bem recebidos.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- BRUHN, C.H.L., MORAES, M.A.S. Geometria e heterogeneidades internas de reservatórios turbidíticos: caracterização pela integração afloramento — subsuperfície. In: CONGRESSO LATINO-AMERICANO DE HIDROCARBONETOS, 2, 1988, Rio de Janeiro. *Anais...* [Rio de Janeiro, ARPEL, 1988].
- CASTRO, J.C., BARROCAS, S.L.S. *Roteiro de Campo: fácies da Formação Açu, Bacia Potiguar*. Rio de Janeiro: PETROBRÁS/CENPES, 1981. 33 p. (Relatório interno, 673-2256).
- DREYER, T., SCHEIE, Å., WALDERHAUG, O. Minipermeameter Based Study of permeability trends in Channel Sand Bodies. *AAPG Bulletin*, v. 74, n. 4, p. 359-374, apr. 1990.
- FARIAS, P.R.C. *et al.* Cretáceo da Bacia Potiguar: roteiro de excursão. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE GEOLOGIA, 36, 1990, Natal. *Anais...* [Natal: s. n., 1990]. 43 p.
- HALDORSEN, H. H. Simulator parameter assignment and the problems of scale in reservoir engineering. In: LAKE, L.W., CARROLL JUNIOR, H. B. *Reservoir characterization*. Orlando: Academic Press, 1986. p. 293-340.
- LANZARINI, W.L. *Heterogeneidades da Formação Açu, Bacia Potiguar: Avaliação da qualidade dos afloramentos para estudos de geometria de reservatórios e simulação geoestatística de heterogeneidades*. Rio de Janeiro: PETROBRÁS/CENPES, 1990. (Comunicação Técnica — DÍGER, 60).
- WEBER, K.J. How heterogeneity affects oil recovery. In: LAKE, L.W., CARROLL JUNIOR, H.B. *Reservoir characterization*. Orlando: Academic Press, 1986. p. 487-544.