

Copyright 2004, Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás - IBP

Este Trabalho Técnico Científico foi preparado para apresentação no 3º Congresso Brasileiro de P&D em Petróleo e Gás, a ser realizado no período de 2 a 5 de outubro de 2005, em Salvador. Este Trabalho Técnico Científico foi selecionado e/ou revisado pela Comissão Científica, para apresentação no Evento. O conteúdo do Trabalho, como apresentado, não foi revisado pelo IBP. Os organizadores não irão traduzir ou corrigir os textos recebidos. O material conforme, apresentado, não necessariamente reflete as opiniões do Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás, Sócios e Representantes. É de conhecimento e aprovação do(s) autor(es) que este Trabalho será publicado nos Anais do 3º Congresso Brasileiro de P&D em Petróleo e Gás

**Bandas de deformação na região de Jeremoabo (BA), Bacia do Tucano:
implicações na compartimentação de reservatórios petrolíferos**

Patrícia Rose de Carvalho Costa¹, Emanuel Ferraz Jardim de Sá², Fernando César Alves da Silva²

¹ Doutoranda PPGG/UFRN; bolsista ANP-PRH-22; Caixa Postal 1596, Campus
Universitário; patricia@geologia.ufrn.br

² PPGG/UFRN; ANP-PRH-22; Pesquisador do CNPq; Caixa Postal 1596, Campus
Universitário

Resumo – Reservatórios constituem blocos de rochas permo-porosas que podem acumular hidrocarbonetos. Os reservatórios são caracterizados pelo tipo de rocha e/ou estrutura que os compõem, por exemplo: siliciclásticos, carbonáticos e naturalmente fraturados, ou combinação dos dois primeiros com o terceiro tipo. A qualidade de um reservatório é função de dois parâmetros principais: porosidade (capacidade de armazenamento) e permeabilidade (capacidade de produção, ao permitir escoamento dos fluidos). Na indústria petrolífera, um reservatório com aproximadamente 20% a 27% de porosidade é considerado muito bom em termos de qualidade. Neste contexto, estruturas como falhas, fratura, bandas de deformação podem condicionar fluxo e armazenamento de fluidos em reservatórios, podendo maximizá-los ou selá-los (a depender da conectividade, densidade, escala e comportamento de abertura ou fechamento das estruturas). A área estudada na Bacia do Tucano é composta por arenitos que potencialmente constituem excelentes rochas reservatório. Por outro lado, essas rochas apresentam-se afetadas por zonas de falhas cujos planos frequentemente correspondem a bandas de deformação, estruturas que apresentam caráter (final) selante. As falhas são caracteristicamente segmentadas e, no conjunto, apresentam padrão anastomosado. Esta geometria anastomosada, apesar do caráter selante das bandas, pode definir rotas de migração locais, padrões direcionais de fluxo e interconexão de blocos falhados em reservatórios.

Palavras-Chave: reservatórios; bandas de deformação; permo-porosidade

Abstract – Reservoirs constitute permeable-porous blocks which may accumulate hydrocarbons. Reservoirs are characterized by the type of rock and/or structures that compose them, for example: siliciclastic, carbonatic and naturally fractured, or combination between the first two with the third one. The quality of a reservoir is a function of two main parameters: porosity (storage capacity) and permeability (production capacity, allowing fluid drainage). In the petroleum industry, reservoirs with approximately 20% to 27% of porosity are considered as of very good quality. In such a context, structures such as faults, fractures and deformation bands in reservoirs may control the flow and the storage of fluids, optimizing these properties or creating seals (depending on the connectivity, density, scale and opening or closing behavior of the structures). The studied area in the Tucano Basin is composed by sandstones which are potentially excellent reservoirs. On the other hand, these rocks are affected by fault zones whose surfaces frequently correspond to deformation bands, structures that present a (final) sealed character. The faults are characteristically segmented, and as a whole define an anastomosing pattern. This anastomosing geometry, despite the sealing character of the bands, may define local migration routes, directional flow pathways and interconnection of fault blocks in reservoirs.

Keywords: reservoirs; deformation bands; permo-porosity

1. Introdução

A área de trabalho, localizada no nordeste da Bahia aproximadamente 30 km a oeste da cidade de Jeremoabo (figura 1), se caracteriza pela exposição de pacotes de arenitos pertencentes à Bacia do Tucano. Estes arenitos foram afetados por zonas de falhas sin-rifte, predominantemente marcadas por enxames de bandas de deformação (figuras 1 e 2). As bandas de deformação podem ser caracterizadas como estruturas semelhantes a falhas, que se formam em materiais granulares porosos (15-25% de porosidade, Aydin e Johnson, 1978; Antonellini *et al.*, 1994), parcialmente litificados.

Entre outros, a arquitetura e qualidade dos reservatórios potenciais ou análogos que ocorrem na área está influenciada por dois fatores: (i) porosidade intergranular dos litotipos, e (ii) permo-porosidade induzida pelas estruturas, incluindo aspectos concorrentes de microcataclase, dissolução de constituintes e selamento por fluidos. Neste aspecto, o trabalho se propõe a avaliar feições como a densidade do fraturamento e a permo-porosidade secundária induzida nas rochas, numa escala compatível com a de um reservatório petrolífero.

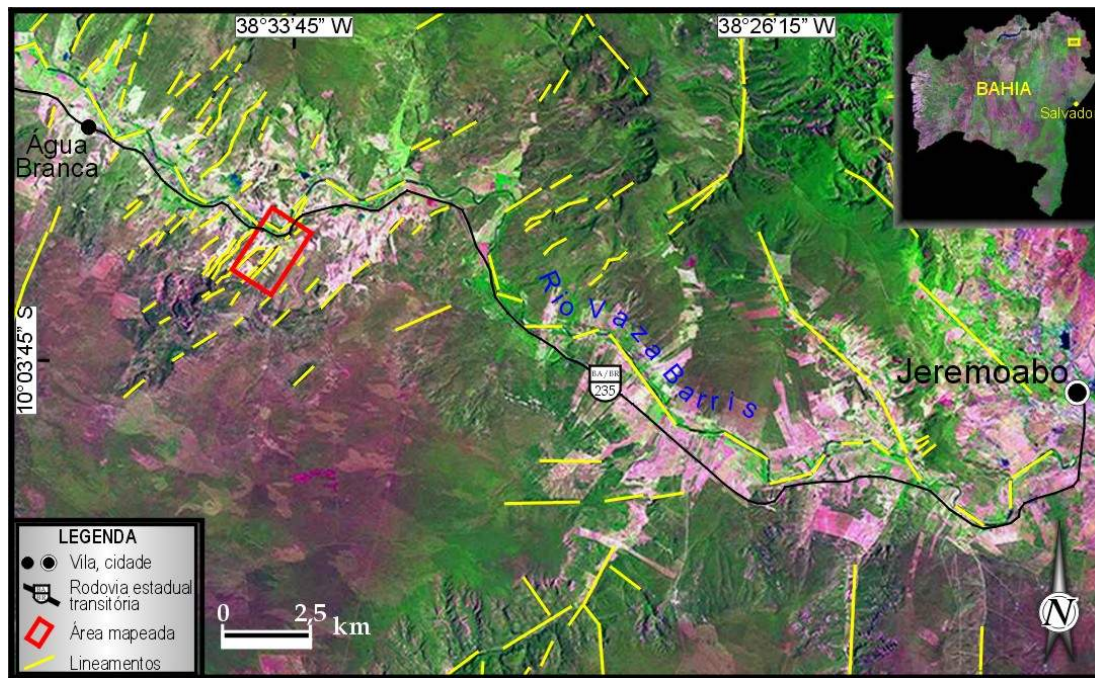


Figura 1. Imagem da composição colorida das bandas 4-3-2 do satélite Landsat 7-ETM+ (cena 216/067) combinadas em RGB, ilustrando a área estudada e uma série de lineamentos de direção principal NE-SW, ao longo do rio Vaza-Barris.

Em campo, estes lineamentos correspondem a zonas de falhas definidas por enxames de bandas de deformação.

2. Contexto Geológico da Área Mapeada

A área mapeada (Carvalho Costa, 2004) está situada na região denominada de Arco do Vaza-Barris, o qual constitui um alto estrutural NW-SE, compondo uma zona de acomodação entre as sub-bacias do Tucano Central e Norte (Magnavita e Destro, 2001). Ao longo do arco, são observados lineamentos com orientação NE e, subordinadamente, outros de *trend* N-NNE e NW (figura 1). Os de maior porte definem zonas de falhas. Duas zonas de falhas merecem destaque na área: (i) a leste, a Falha da Serra do Letreiro (FSL), com direção NE, mergulho forte para NW e cinemática normal com componente sinistral subordinado; (ii) a oeste, a Falha de Bananeira (FB) apresenta direção ENE, forte mergulho para NNW e movimentação transcorrente sinistral (figura 2). O acamamento basculou suavemente para SE, controlado pelo movimento da FSL. Estas falhas são balizadas por cristas de arenitos silicificados, intensamente recortados por bandas de deformação.

Em termos litológicos, a área detalhada (figura 2) é composta por arenitos pertencentes ao Grupo Ilhas, referido ao intervalo Valanginiano ao Aptiano (relacionado à fase rifte da Bacia; Caixeta *et al.*, 1994). Os arenitos variam em granulometria da fração areia fina a média até areia grossa a muito grossa, com grânulos e seixos dispersos ou alinhados ao longo das camadas. Os mesmos apresentam colorações amareladas e avermelhadas, são empacotados segundo geometria tabular, e caracterizados como friáveis a semifriáveis. Apresentam estratificações cruzadas tanto tangenciais como acanaladas, ambas com pequeno, médio e grande porte, e estruturas secundárias, a maioria das vezes de grande porte, como laminações convolutas e estruturas de escorregamento e de escape de fluidos (figuras 3a e 3b). A análise petrográfica microscópica revela que, em média, 70% a 80% dessas rochas são constituídas por grãos detríticos, sendo o quartzo o constituinte principal do arcabouço das mesmas (figura 3c). Os grãos do arcabouço são comumente arredondados a subarredondados, apresentam esfericidade média a alta e seleção variando de moderada a pobre nas

frações mais grossas, e de moderada a bem selecionada nas frações mais finas (figura 3c). Os contatos pontuais a retos entre os grãos sugerem um empacotamento normal. A matriz, que ocorre como constituinte-traço, é caracterizada principalmente por argilas de infiltração (seguindo a interpretação apresentada por De Ros (1986) e Moraes & De Ros (1988)). Já o cimento pode atingir até no máximo 10% na composição da rocha, sendo caracterizado por crescimentos secundários de quartzo, caulinitas, hidróxidos e óxidos de ferro. A porosidade nestes arenitos é classificada como boa, ocupando 20% a 25% da rocha, e sendo predominantemente caracterizada pelo tipo intergranular (figura 3c).

Para os estratos acima descritos interpreta-se um sistema deposicional fluvial entrelaçado a meandrante grosso, influenciado por um sistema deltaico (Carvalho Costa, 2004; Carvalho Costa *et al.*, 2004).

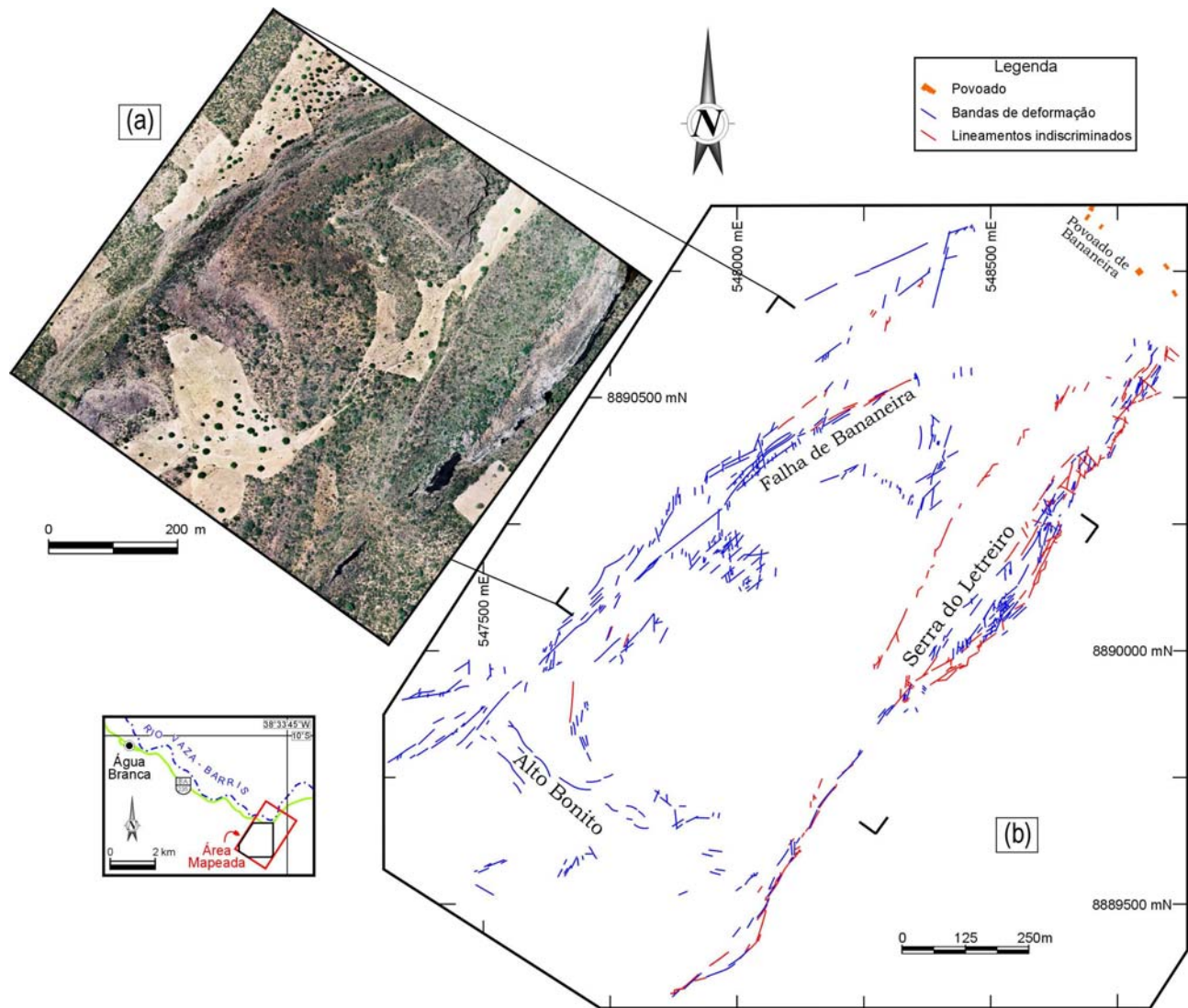


Figura 2. (a) Composição de fotografias aéreas ilustrando o setor central da área de trabalho. O vale central é circundado pela Serra do Letreiro (à direita), ao longo da qual ocorre uma falha NE com componente principal normal (Falha da Serra do Letreiro). A oeste, as cristas alinhadas ENE da Falha de Bananeira correspondem a uma falha transcorrente sinistral. (b) Mapa de lineamentos da área. É importante observar como um único lineamento mapeado na imagem da figura 1 corresponde, nesta escala de maior detalhe, a um conjunto de lineamentos de menor porte.

3. Caracterização das Bandas de Deformação

As bandas de deformação foram analisadas em diferentes escalas (macro, meso e microscópica). Na escala mesoscópica (afloramento), as bandas se apresentam como feições aproximadamente planas, acomodando pequenos rejeitos, ou sem rejeito aparente (muitas vezes por falta de marcadores, ou por corresponderem, em cinemática, a juntas T); mineralogicamente são compostas por grãos cominuídos dos arenitos hospedeiros. São feições de maior resistência nas rochas, ressaltadas nos afloramentos, como provável resultado de erosão diferencial controlada pelas características mineralógicas e texturais (cimentação mais efetiva e redução da granulometria dos grãos do arcabouço, com consequente redução da porosidade; figuras 4a, 4d e 5). Ao microscópio, observa-se que as bandas de escala mesoscópica são caracterizadas por finas faixas (milimétricas) onde ocorre redução do tamanho dos grãos do arcabouço

da rocha original, e da porosidade (figuras 4b e 4c). Cada uma destas faixas é circundada (ou separada de outras) por domínios que apresentam granulometria mais grossa e grãos mais preservados. Várias faixas paralelas tipificam uma zona de bandas de deformação. Neste contexto, fica claro o caráter fractal dessas estruturas, onde uma mesma banda de deformação mesoscópica é formada por diversas bandas milimétricas; do mesmo modo, na escala macroscópica (como a de uma imagem de satélite, por exemplo), um único lineamento corresponde a diversas bandas de deformação mesoscópicas (figuras 1, 2 e 5). O conjunto destas estruturas, em cada uma das diferentes escalas trabalhadas (macro, meso e microscópica), apresenta um padrão anastomosado ou entrecruzado, muito heterogêneo, definindo enxames de bandas de deformação (figuras 2, 5, 4b e 4d). No padrão anastomosado, as bandas de deformação circundam lentes do arenito hospedeiro (figura 4b), analogamente a cavalos de falhas. Estes arranjos têm densidades, dimensões e espessuras variáveis.

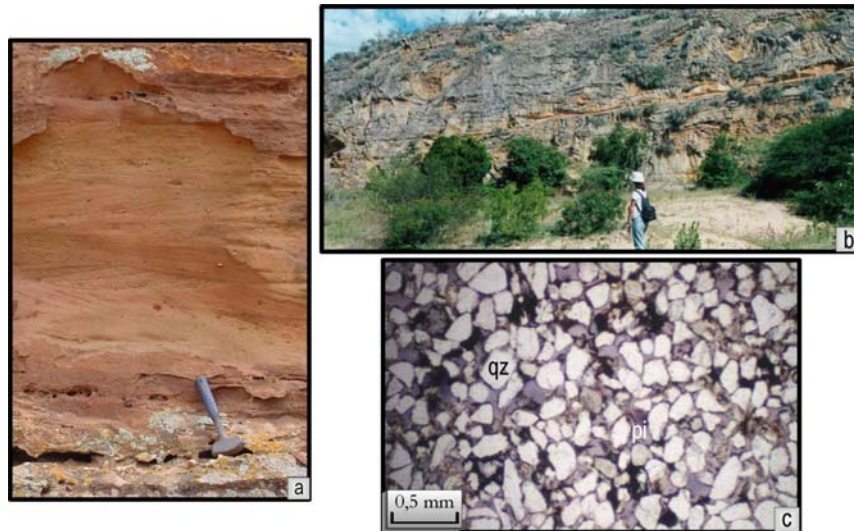


Figura 3. (a) Arenito médio, com estratificação cruzada acanalada de pequeno a médio porte e seixos e grânulos dispersos. Na base da camada é possível observar seixos alinhados de até 10 cm. (b) Arenito médio a grosso com laminação convoluta de grande porte. (c) Fotomicrografia de um arenito fino a médio, com arcabouço constituído essencialmente por grãos de quartzo (qz) subarredondados, com esfericidade média a alta e contatos pontuais a retos entre os mesmos. Caracteriza-se ainda pelo bom selecionamento e a porosidade intergranular (pi). Nicóis paralelos.

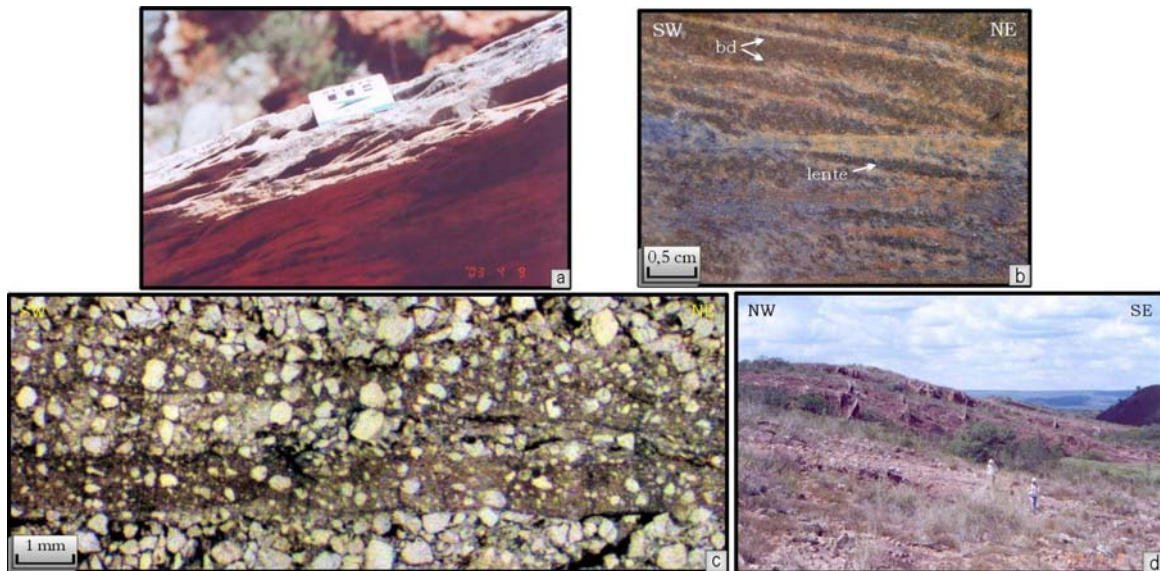


Figura 4. (a) Banda de deformação mesoscópica em arranjo entrecruzado. (b) Detalhe de uma zona de bandas de deformação milimétricas, circundando lentes do arenito hospedeiro. (c) Fotomicrografia de uma zona de bandas de deformação milimétricas. Notar a alternância de faixas com matriz de granulometria mais fina (parte central), e outras de granulometria mais grossa. As faixas mais finas correspondem a uma maior quantidade de matriz cominuída (em marrom), e apresentam redução da porosidade. Ainda é possível observar grãos realinhados. (d) Enxame de bandas de deformação ressaltadas na topografia do afloramento.

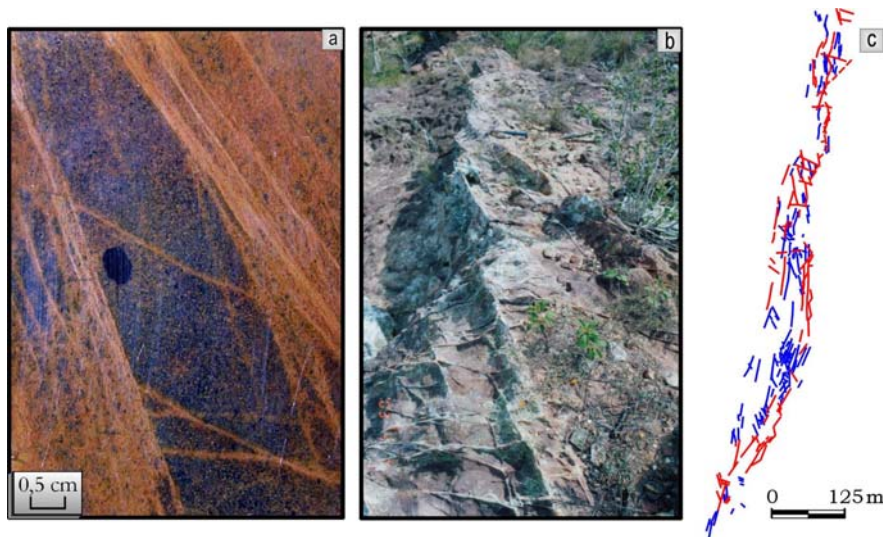


Figura 5. Esquema apresentando a geometria segmentada das estruturas mapeadas na área em estudo, em diferentes escalas: micro (a), meso (b) e macro (c), com definição de corpos porosos lenticulares ou podiformes/columnares.

Os aspectos microscópicos mais comuns das bandas de deformação na área estudada são: (i) cominuição dos grãos do arcabouço da rocha original (nestes casos os grãos, em sua maioria, são subangulosos, diferentemente daqueles encontrados no protólito, que são subarredondados a arredondados); (ii) redução do espaço poroso (a porosidade, em alguns casos, chega a ficar nula); (iii) microfraturamento; (iv) matriz tectônica (argila gerada pela cominuição e alteração dos grãos do arcabouço); (v) cimentação local por hidróxido/óxido de ferro; (vi) rotação e realinhamento dos grãos do arcabouço, este último melhor denotado quando grãos alongados estão presentes e pela maior proximidade que um grão adquire em relação a outro, em comparação com a forma como os grãos estão dispostos na rocha protólito (figura 4c).

4. Implicações do Estudo para Reservatórios

A partir da caracterização esboçada, são analisadas algumas das implicações da trama estrutural impressa nas rochas estudadas (arenitos do Grupo Ilhas). Esses arenitos podem ser caracterizados como excelentes tipos de rochas reservatório, apresentando valores de porosidade de até 25%, sendo em geral rochas friáveis.

Em contraposição, as estruturas mapeadas apresentam feições de caráter selante. Todos os tipos de bandas de deformação caracterizados, independentemente de sua orientação e cinemática, se comportam potencialmente como barreiras ao fluxo de fluido, pela constatação da redução da porosidade (figura 4c) na maior parte dos casos (matriz cominuída e cimentação são as feições mais comuns). São exceções algumas bandas com fraturas abertas (e não cimentadas), equivalentes a juntas de distensão. Todavia, deve ser considerado que uma determinada banda, com extensiva cimentação (e em decorrência, selamento final da estrutura), constituiu originalmente uma zona permo-porosa, que após selada/cimentada impede a passagem de fluidos, os quais passam a se acumular naquele setor.

Ao serem mapeadas em detalhe, as macroestruturas (falhas principais) não se comportam como feições contínuas, como sugerido nos mapas regionais (Magnavita & Destro 2001; Magnavita 1992; Magnavita & Cupertino 1988, entre outros). Em detalhe, as macroestruturas são tipicamente zonas de falhas e fraturas, com significado cinemático distinto, em arranjos compostos por vários segmentos de menor porte, com rejeitos individuais necessariamente menores (figura 2). Este tipo de geometria transfere o problema do caráter selante ou permeável de uma dada falha para uma escala maior (maior detalhe), e o multiplica ao longo dos diferentes segmentos existentes (figura 5). A ausência de algumas interconexões, num reticulado 3D, deixa abertos caminhos potenciais de migração para os fluidos da rocha, que ao longo do tempo podem terminar comunicando e igualando pressões entre diferentes setores de um reservatório falhado. No momento, quantificar o resultado final deste tipo de partição é um tema em aberto para continuidade das pesquisas. Como um todo, uma zona de falha assim segmentada deve incluir corpos porosos com geometria lenticular ou podiforme/columnar (quando observada em três dimensões), delimitados por zonas selantes com menor expressão (p.ex., espessura) individual (figuras 4b e 5). Neste caso, o comportamento geral desta estrutura, selante ou permeável, também será influenciado pela orientação desses *pods*/colunas permo-porosas (por sua vez controladas pelas fraturas secundárias e a cinemática das falhas) em relação ao caminho regional dos fluidos (controlado pelos gradientes de pressão e a geometria das rochas reservatório, carreadoras e selantes), em um dado setor da bacia (ver figura 6).

5. Referências

- CAIXETA, J. M.; BUENO, G. V.; MAGNAVITA, L. P.; FEIJÓ, F. J. Bacias do Recôncavo, Tucano e Jatobá. *Boletim de Geociências da PETROBRAS*, v. 8, n. 1, p. 163-172, 1994.
- CARVALHO COSTA, P. R. Mapeamento geológico da área da Serra do Letreiro, a oeste de Jeremoabo (BA): caracterização da tectônica de falhas do *graben* do Tucano, na escala de um reservatório de hidrocarbonetos. Departamento de Geologia, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal/RN, Relatório de Graduação, 80p. 2004.
- CARVALHO COSTA, P. R.; FARIAS, P. R. C.; GUEDES, I. M. G. Faciologia, sistema deposicional e diagênese de arenitos do Grupo Ilhas, região da Serra do Letreiro, a oeste de Jeremoabo/BA (compartimento centro-norte da Bacia do Tucano). In: SBG/Núcleo Minas Gerais, Congr. Bras. Geol., 42, Araxá/MG, Resumos (CD-ROM).
- DE ROS, L. F. Petrologia e características de reservatório da Formação Sergi (Jurássico) no Campo de Sesmária, Bacia do Recôncavo, Brasil. Universidade Federal de Ouro Preto, Dissertação de Mestrado, 107p, 1986.
- MAGNAVITA, L. P. Geometry and kinematics of the Recôncavo-Tucano-Jatobá Rift, NE Brazil. University of Oxford, Tese de Doutorado, 493p, 1992.
- MAGNAVITA, L. P. & DESTRO, N. Curso de Campo: Geologia Estrutural. Bacias do Recôncavo-Tucano e Faixa Sergipana. PETROBRAS, UN BA/ATEX, 2001.
- MAGNAVITA, L. P., CUPERTINO, J. A. A new approach to the geological configuration of the Lower Cretaceous Tucano and Jatobá basins, Northeastern Brazil. *Rev. Bras. Geoc.*, v. 18, n. 2, p. 222-230, 1988.
- MORAES, M. A. S., DE ROS, L. F. Caracterização e influência das argilas de infiltração mecânica em reservatórios fluviais da Bacia do Recôncavo, Nordeste do Brasil. *Boletim de Geociências da PETROBRAS*, v. 2, n. 1, p. 13-26, 1988.

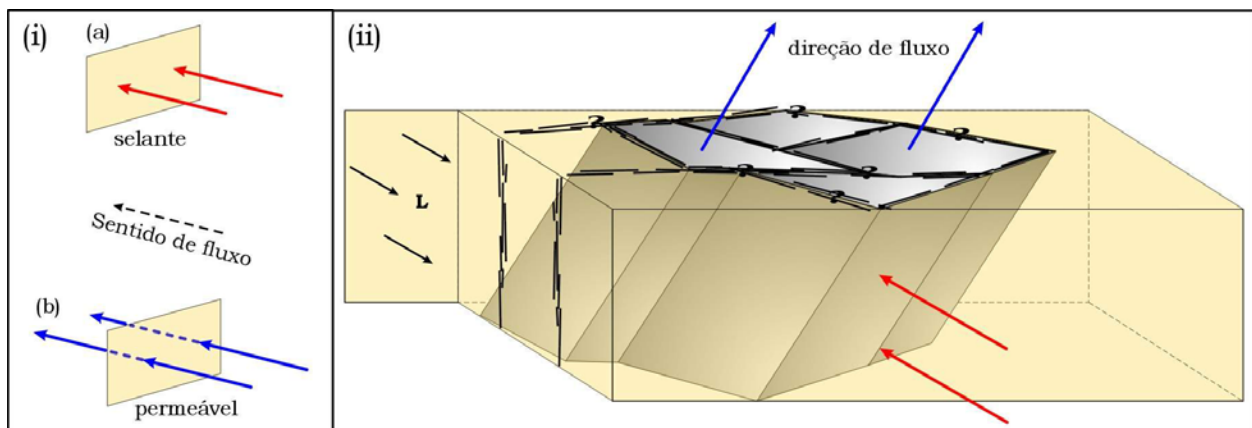


Figura 6. Esquema mostrando a relação entre estruturas simples (um plano bem definido) (i) e estruturas com geometria mais complexa (ii), onde o caráter selante ou permeável deve ser testado em vários pontos da mesma. As estruturas (i) podem ter, como um todo, comportamento selante (a) ou permeável (b), a depender das características intrínsecas das superfícies. Uma zona de falha segmentada ou anastomosada (ii) deve incluir corpos porosos com geometria podiforme/colunar, delimitados por zonas selantes ou (pelo menos originalmente/em um dado incremento deformacional) ou permeável. A definição da geometria dos corpos permo-porosos será dada pelo tipo/cinemática da falha, onde o eixo maior destes corpos será perpendicular à direção dos *slickenlines* (L).