



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

ANÁLISE FACIOLÓGICA DA FORMAÇÃO ITAPECURU (CRETÁCEO, BACIA DO PARNAÍBA) EM TESTEMUNHOS DE SONDAGEM

Vivian Cristina de Oliveira PESSOA & Leonardo BORGHI²

^{1,2} UFRJ, IGeo, DGel, Laboratório de Geologia Sedimentar, 21949-900 Rio de Janeiro, RJ.

E-mails: vivian.pessoa@globocom, lborghi@ufrj.br

Resumo – A bacia do Parnaíba é considerada uma bacia de “Fronteira Exploratória” devido ao insucesso exploratório resultante, em parte, do seu pequeno conhecimento geológico, levando-se em consideração a sua grande extensão areal. Como contribuição ao seu conhecimento geológico exploratório, propõe-se uma análise faciológica da Formação Itapecuru (Cretáceo) em testemunhos de quatro poços de sondagem, com os objetivos de caracterizar fácies, interpretar sistemas deposicionais e identificar superfícies estratigráficas para correlação. A finalidade do estudo é a de avaliar o contexto estratigráfico e parâmetros geológicos de potenciais rochas reservatório da formação, tendo em vista a possibilidade de um sistema petrolífero Codó–Itapecuru(?). Foram descritas nove litofácies associadas em duas sucessões de fácies: uma de natureza macroclástica e outra microclástica. Tais sucessões foram interpretadas, como elementos arquiteturais de um sistema deposicional fluvial meandrante. Foram identificados dois tipos de superfícies estratigráficas genéticas, hierarquizadas em duas ordens arquiteturais: uma, discordante, que limita duas seqüências deposicionais (tectonoseqüências); outra limita elementos arquiteturais do sistema fluvial. Uma terceira superfície, de natureza litoestratigráfica formal, foi caracterizada para limitar o contato entre as formações Codó e Itapecuru. Observa-se que a seqüência superior apresenta maior razão arenito:folhelho, pela maior freqüência de arenitos de canal fluvial, o que a torna mais interessante como reservatório; todavia os valores de permeabilidade mostram-se baixos devido a problemas diagenéticos e à bioturbação.

Palavras-Chave: análise de fácies; Formação Itapecuru; bacia do Parnaíba; cretáceo; reservatório.

Abstract – The Parnaíba Basin is considered an exploratory frontier basin due to the lack of exploratory success, and its scarce geologic knowledge face to its large extension. As a contribution to the exploratory geologic knowledge of the basin, we propose a facies analysis based on cores of four wells of the Itapecuru Formation (Cretaceous), involving facies characterization, the interpretation of depositional systems, and the identification of stratigraphic surfaces for correlation. The aim is to evaluate the stratigraphic context and geological parameters of potential reservoir rocks of the formation, having in mind a possible Codó–Itapecuru(?) petroleum system. Nine lithofacies were described and organized in two types of facies succession (macro- and microclastic), interpreted as a meandering fluvial system. Two genetic stratigraphic surfaces were identified: one unconformity, limiting two depositional sequences (tectonosequences); and another limiting architectural elements of the fluvial system. A third surface, with a formal lithostratigraphic nature, was identified to limit the Codó (below) and Itapecuru (above) formations. We concluded that the upper sequence presents a higher sandstone:shale ratio due to the higher frequency of fluvial channel sandstones, what makes it more interesting for exploration; nevertheless, the permeability of the sandstones are low as result of diagenetic problems and fines introduced by bioturbation.

Keywords: facies analysis; Itapecuru Formation; Parnaíba Basin; Cretaceous; reservoir.

1. Introdução

A bacia do Parnaíba é uma bacia interior cratônica, de forma elipsoidal, constituída por sedimentos paleozóicos, principalmente, além de mesozóicos e cenozóicos que, juntos, atingem uma espessura de mais de 3.000 m e abrangem uma área de aproximadamente 600.000 km², ocupando grandes áreas dos estados do Maranhão e Piauí, e pequenas faixas do leste do Pará, oeste do Ceará e norte de Tocantins e Goiás (Figura 1). Alguns autores expõem que, na evolução tectonossedimentar da bacia (dentro do contexto evolutivo do paleocontinente Gondvana), as rochas paleozóicas devem ser tratadas e estudadas de uma forma distinta e separada das mesozóicas e cenozóicas; estas, relacionadas diretamente aos mecanismos de ruptura do Gondvana, são tratadas por tais autores como pertencentes a outra bacia (bacia do Grajaú).

Grande parte do conhecimento geológico da bacia do Parnaíba foi resultante de esforços voltados à exploração de petróleo, porém sem sucesso na descoberta comercial de hidrocarbonetos; o que, todavia, não elimina definitivamente o potencial econômico da bacia, considerada de fronteira exploratória. Assim, a Agência Nacional do Petróleo (ANP), atenta à necessidade de estimular sua exploração, ofereceu um bloco na IV Rodada de Licitações, ocorrida em junho de 2002. Em decorrência da falta de resposta por parte de companhias nacionais e estrangeiras à oferta, a ANP apontou para a necessidade de novos investimentos em pesquisa exploratória, uma vez que tal insucesso deveu-se, em parte, à insuficiência de dados exploratórios disponíveis.

Nesse cenário, o presente trabalho insere-se como uma contribuição ao conhecimento geológico da bacia, focando a análise faciológica da Formação Itapecuru, que registra parte do Cretáceo (Albiano–?Cenomaniano). Os objetivos são o da caracterização de litofácies e suas associações, a interpretação de sistemas deposicionais e a identificação de superfícies estratigráficas para correlação. A finalidade é a de avaliar o contexto estratigráfico e parâmetros geológicos de potenciais rochas reservatório na formação, tendo em vista a possibilidade de um sistema petrolífero Codó–Itapecuru(?).

A Formação Itapecuru foi definida primeiramente por Campbell (1949) que aplicou o nome de Formação Itapecuru para arenitos vermelhos a cinza, com siltitos e folhelhos intercalados, que recobriam concordantemente folhelhos (betuminosos) da Formação Codó. Recentemente, Rossetti & Truckenbrodt (1997) individualizaram três intervalos formacionais distintos na “Formação” Itapecuru, o que os levou elevá-la à categoria de grupo.

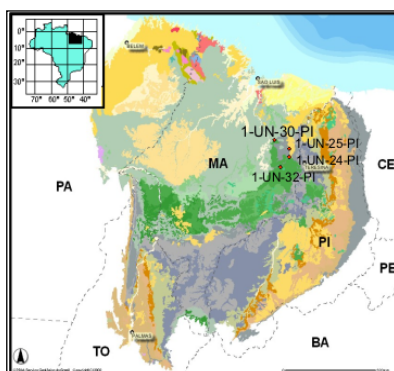


Figura 1. Mapa geológico da bacia do Parnaíba com a localização dos poços 1-UN-32- PI (4°04'55"S/43°03'15"W), 1-UN-30- PI (3°40'30"S/43°06'45"W), 1-UN-25- PI (3°48'13"S/42°56'47"W) e 1-UN-24- PI (3°54'37"S/42°56'47"W), utilizados neste estudo. (Mapa geológico, fonte: CPRM, 2005)

2. Material e Método de Estudo

O material utilizado para a realização do trabalho consiste em testemunhos de sondagem de quatro poços (1-UN-24-PI, 1-UN -25-PI, 1-UN-30-PI e 1-UN-32-PI) do *Projeto Carvão da Bacia do Parnaíba* (CPRM/DNPM, 1975), os quais se localizam à oeste de Coelho Neto, no Estado do Maranhão (Figura 1). Durante a fase de descrição faciológica dos testemunhos (escala 1:40), foram coletadas amostras para a confecção de lâminas petrográficas (em apoio à caracterização das fácies e rochas reservatório) e para testes de permeabilidade.

Para análise de fácies e suas associações foram utilizados os conceitos de Borghi (2000); enquanto que, para o reconhecimento de modelos deposicionais e superfícies estratigráficas, foram fundamentalmente utilizados, respectivamente, os conceitos de Miall (1996) e Posamentier & Vail (1988).

3. Análise Faciológica

3.1. Fácies

No intervalo estudado foram reconhecidas nove litofácies (duas lamosas, seis arenosas e uma cascalhosa) que se encontram sintetizadas na Tabela 1 e ilustradas na Estampa I. No decorrer do texto, as litofácies serão citadas apenas como fácies.

Para a diagnose das fácies, foram utilizadas características litológicas, cores, estruturas sedimentares e icnológicas (grau de bioturbação); outros atributos de fácies foram utilizados para a descrição das mesmas. A análise de lâminas petrográficas foi feita de forma a auxiliar a descrição das fácies e o reconhecimento preliminar da qualidade de reservatório das rochas.

Tabela 1. Resumo das fácies utilizadas no presente trabalho. Os códigos que se encontram entre parênteses são referentes às fácies (fluviais) de Miall (1996), que em muito se assemelham às descritas.

Litofácies	Diagnose	Processos
L1 (Fm, Fr)	Argilito vermelho bioturbado	Decantação de partículas, com ação biogênica (raízes vegetais, invertebrados e ?vertebrados continentais).; paleoambiente oxidante.
L2 (Fm, Fr)	Siltito vermelho bioturbado	Decantação de partículas em suspensão e tração e/ou desaceleração de fluxo, com ação biogênica (raízes vegetais, invertebrados e ?vertebrados continentais).; paleoambiente oxidante.
A1 (Sr)	Arenito com laminação cruzada cavalgante	Desaceleração de corrente trativa subaquosa (tração e decantação), em regime de fluxo inferior; migração de ondulações.
A2 (Sr)	Arenito com laminação cruzada	Corrente trativa subaquosa em regime de fluxo inferior; migração de ondulações.
A3	Arenito bioturbado	Ação biogênica (raízes vegetais, invertebrados e vertebrados? continentais).
A4	Arenito muito fino com laminação convoluta	Deformação plástica por fluidização decorrentes de causas variadas (bioturbação, sismos?, e escape de água).
A5 (Sh)	Arenito com laminação plano-paralela	Corrente subaquosa em regime de fluxo superior; migração de leito-plano.
A6 (St, Sp)	Arenito com estratificações cruzadas de porte médio	Corrente subaquosa de alta energia tracionando carga-de-fundo em megaondulações de crista reta (estratificação cruzada tabular) e de crista sinuosa (cruzada acanalada).
C (Gh)	Conglomerado suportado por elasto maciço(?) ou com estratificação cruzada tabular de porte médio.	Corrente subaquosa de alta energia tracionando carga-de-fundo; lag basal e megaondulações.

3.2. Sucessão de Fácies

Foram identificadas duas sucessões de fácies (SF1 e SF2) que estão sintetizadas na Tabela 2: uma de natureza macroclástica (SF1), apresentando ciclos de afinamento granulométrico, e outra microclástica (SF2), apresentando organização estocástica das fácies. Tais sucessões foram interpretadas, dentro de um sistema deposicional fluvial meandrante, como elementos arquiteturais (*q.v.* Miall, 1996), o qual é ilustrado na Figura 2.

Tabela 2. Resumo das sucessões de fácies utilizadas no presente trabalho.

Sucessão	Diagnose	Interpretação
SF1	Sucessão das fácies C-A6-A5-A2-A1-L2-L1, em afinamento granulométrico	Elemento arquitetural do tipo “barra de acreção lateral” (elemento LA, <i>cf.</i> Miall, 1996), dentro de um sistema fluvial meandrante. O conjunto desses elementos, em um ciclo na sucessão, é interpretado como um elemento “canal” (elemento CH, <i>cf.</i> Miall, 1996) de maior escala.
SF2	Fácies A1, L2 e L1	Elemento arquitetural do tipo “finos de planície de inundação” (elemento OF) de Miall (1985, 1996), inserido em um sistema fluvial meandrante.

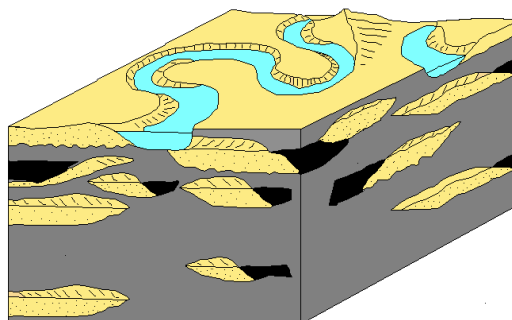


Figura 2. Bloco diagrama representativo do sistema fluvial meandrante interpretado para a Formação Itapecuru nos poços estudados, mostrando as sucessões de fácies SF1 (em amarelo) e SF2 (em preto e cinza).

4. Análise Geológica

4.1. Superfícies Estratigráficas

Com base no reconhecimento das sucessões de fácies, foram identificados dois tipos de superfícies estratigráficas genéticas, hierarquizadas em duas ordens arquiteturais. Uma aplica-se na Estratigrafia de Sequências como limite de seqüências deposicionais (superfície discordante), enquanto que outra limita elementos arquiteturais de um sistema fluvial (superfície diastêmica). Uma terceira superfície, de natureza litoestratigráfica formacional, foi caracterizada para limitar o contato da Formação Itapecuru com a Formação Codó (limite litoestratigráfico). A Figura 3 ilustra a correlação entre os poços descritos, que possibilitou a identificação das superfícies.

O critério para identificação da superfície discordante (D) foi o primeiro aparecimento de conglomerados nos perfis descritos (fácies C). Esta superfície discordante pode ser relacionada com a superfície hierárquica de ordem 6 de Miall (1988, *apud* Miall, 1996), a qual define intervalos estratigráficos mapeáveis, separando grupos de canais e paleovales; ou quiçá com a de ordem 7, que é regionalmente extensa, encerrando espessas seqüências de um sistema deposicional, separando eventos alogenéticos. A gênese desta superfície é associada a uma provável atividade tectônica que teria possibilitado o aumento de energia do sistema fluvial, resultando em fácies conglomeráticas (C) e em uma maior freqüência da SF1 (v. Figura 3) em detrimento de SF2, implicando na possível amalgamação de canais. (Reforça essa hipótese o aumento de clastos líticos nos arenitos acima da superfície D, como foi observado em análise petrográfica, não abordada neste trabalho.) Consideramos os intervalos acima e abaixo da superfície como seqüências deposicionais, mais propriamente tectonosseqüências, denominando-as respectivamente de Seqüência 1 (Seq1) e Seqüência 2 (Seq2).

As superfícies diastêmicas são limitantes das sucessões SF1 e SF2, ou seja, são os limites entre os canais e as planícies de inundação. Esta superfície pode ser relacionada à de ordem 5 de Miall (1988, *apud* Miall, 1996), que limita complexos de preenchimento de canais, sendo bem marcadas por superfícies erosão, freqüentemente associada a depósitos basais residuais grossos (*lags*).

O critério para o reconhecimento do limite litoestratigráfico foi a mudança de cor, de cinza (Fm. Codó) para vermelho (Fm. Itapecuru) das fácies lutíticas, o que denota a passagem de um paleoambiente redutor (Fm. Codó) para outro, oxidante (Fm. Itapecuru). Tal critério, freqüentemente utilizado, não é preciso em termos formais e carece de revisão.

4.2. Aspectos Exploratórios

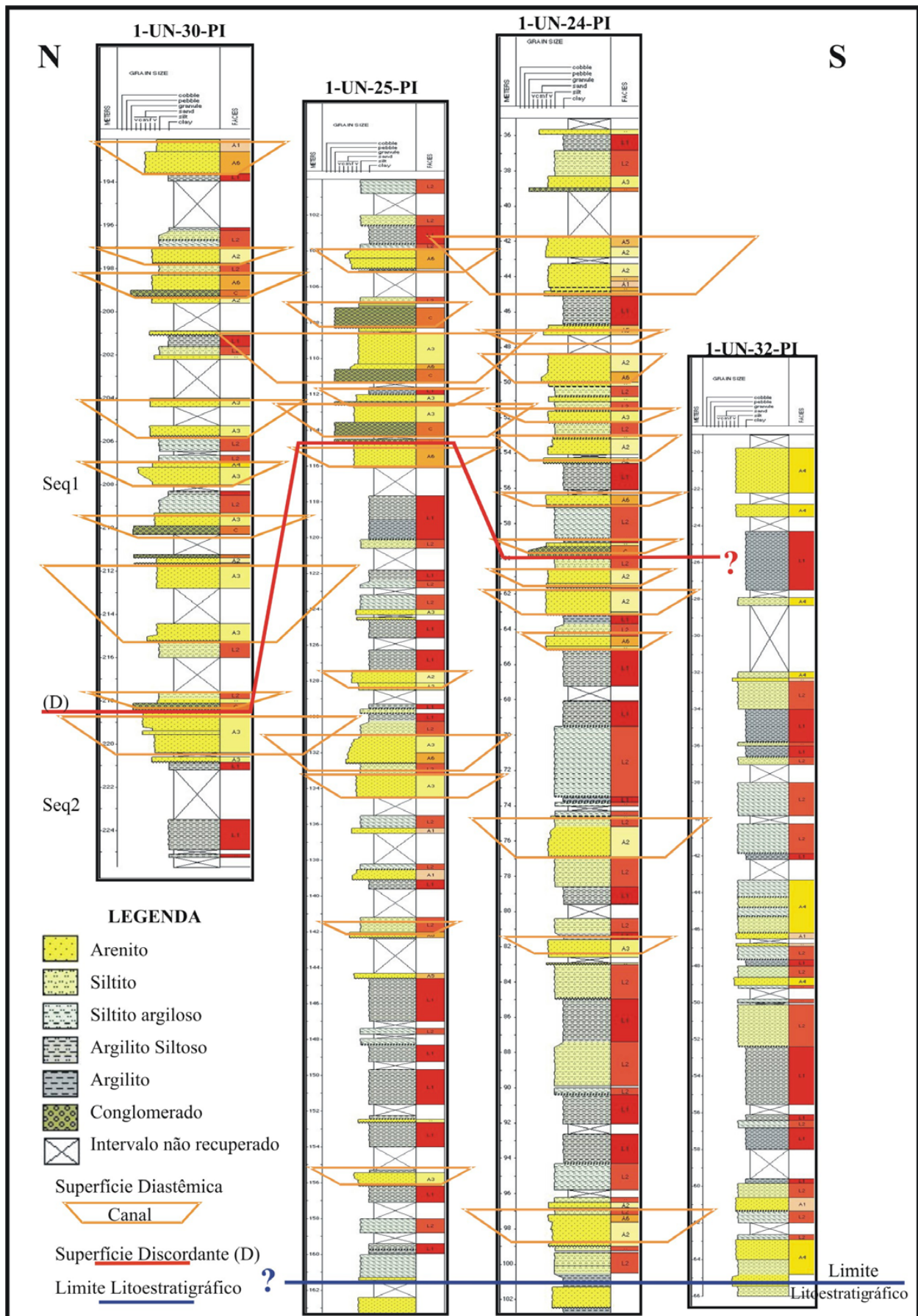
O intervalo estudado foi separado em duas seqüências deposicionais (Seq1 e Seq2), limitadas por uma superfície discordante (D). Na Seq1, a razão arenito:folhelho, ao longo dos poços, é maior do que na Seq2. Tal aspecto pode decorrer de diferentes taxas de sedimentação em ambas as seqüências. Na Seq1, a maior freqüência de elementos de canal (SF1) parece indicar menor taxa de criação de espaço para acomodação de sedimentos, o que leva a um menor potencial de preservação da planície de inundação (SF2). Tal fato leva a crer que se tratem de tectonosseqüências.

Assim, como se observa na Figura 3, há uma probabilidade de maior conectividade dos elementos de canal (SF1) na Seq1, portanto reduzindo a heterogeneidade de um reservatório quanto a possíveis compartimentações por barreiras de fluxo, nele representadas pelos elementos de planície de inundação (SF2). Contrariamente, na Seq2, o reservatório apresenta-se mais compartimentado.

Todavia, as rochas reservatório a serem consideradas (SF1), não apresentam espessuras significativas (em média 2 m, sendo a espessura máxima de 4,9 m). As análises petrográficas revelaram a presença comum de cimentação carbonática, assim como matriz resultante de desagregação mecânica de litoclastos sedimentares, além de argilosidade causada por bioturbações; por conta disso justificam-se os baixos valores de permeabilidade (3 – 336 mD) observados em análises petrofísicas, que também não são favoráveis para um bom potencial reservatório de óleo.

5. Conclusões

(1) De acordo com a descrição de fácies e suas associações, o sistema deposicional que melhor se enquadra é o fluvial meandrante. (2) A superfície discordante erosiva (D) marca atividade tectônica na bacia e separa duas tectonosseqüências deposicionais (Seq1 e Seq2). (3) Quanto ao potencial reservatório da formação, o sistema se apresenta bastante heterogêneo; contudo na região acima da superfície D ocorre uma melhora no potencial reservatório por conta da maior ocorrência da SF1 (canal fluvial), aumentando a probabilidade de conectividade entre os paleocanais. (4) Além de a SF1 não atingir espessuras significativas (2 m em média), as análises petrofísicas não tiveram resultados adequados para rochas reservatório de óleo. (5) Não se pode descartar por definitivo o potencial da Formação Itapecuru como reservatório, já que outras localidades da bacia do Parnaíba, autores identificaram modelos deposicionais distintos do proposto no presente trabalho.



6. Agradecimentos

Os autores agradecem à Agência Nacional do Petróleo, pelo apoio ao estudo através de bolsa do Programa de Capacitação de Recursos Humanos em Geologia do Petróleo da UFRJ (conv. PRH-ANP/MCT N° 18); ao 4º Distrito do DNPM (Recife, PE), pela disponibilização dos dados; e, por fim, ao GSEP/CENPES/Petrobras pelas análises petrofísicas de permeabilidade realizadas no Laboratório de Testemunhos.

7. Referências

- BORGHI, L. Visão geral da análise de fácies sedimentares do ponto de vista da arquitetura deposicional. *Bol. Mus. Nac.*, N.S., Geologia, Rio de Janeiro, n. 53, 26p., 2000.
- CAMPBELL, D. F. *Revised report on the reconnaissance geology of the Maranhão Basin*. CNP, Rio de Janeiro, 1949. (Relat. Int.)
- CPRM. Serviço Geológico do Brasil. Disponível em: http://www.geoambiente.com.br/website/cprm_geologico/viewer.htm (acessado em 20.abr.2005)
- DNPM/CPRM. *Projeto carvão da bacia do Parnaíba*. DNPM/CPRM, Recife, 5v., 1975. (Relat. Int.)
- MIALL, A. D. *The Geology of fluvial deposits: sedimentary facies, basin analysis, and petroleum geology*. Springer Verlag, Berlim, 582p., 1996.
- POSAMENTIER, H. W. & VAIL, P. R. Eustatic controls on clastic deposition II – sequence and systems tract models. In: Wilgus, C. K., Ross, C. A., Van Wogener, J. C. (eds.) *Sea level changes – an integrated approach*. SEPM, Tulsa, p. 125-154, 1988. (Spec. Publ. 42)
- ROSSETTI, D. F. & TRUCKENBRODT, W. Revisão estratigráfica para depósitos do Albiano—Terciário Inferior(?) na Bacia de São Luís, Maranhão. *Bol. Mus. Para. Emilio Goeldi, Sér. Ciênc. Terra*, n. 9, p. 29-41, 1997.

ESTAMPA I



Figura 1. Fácies L1, exibindo estrutura mosqueada proveniente da intensa bioturbação. Poço 1-UN-32-PI, profundidade 24,60 m. **Figura 2.** Fácies L2, exibindo níveis calcíferos e marca de raízes. Poço 1-UN-32-PI, profundidade 32,40 m. **Figura 3.** Fácies A1, exibindo laminação cruzada cavalgante. Poço 1-UN-32-PI, profundidade 20,75 m. **Figura 4.** Fácies A2, exibindo estratificação cruzada de pequeno porte. Poço 1-UN-24-PI, profundidade 48,95 m. **Figura 5.** Fácies A3, exibindo estrutura mosqueada proveniente de intensa bioturbação. Poço 1-UN-25-PI, profundidade 82,60 m. **Figura 6.** Fácies A4, exibindo laminação convoluta e falha sindeformacional. Poço 1-UN-32-PI, profundidade 21,30 m. **Figura 7.** Fácies A5, exibindo laminação plano paralela. Poço 1-UN-24-PI, profundidade 45,00 m. **Figura 8.** Fácies A6, exibindo estratificação cruzada de médio porte, em arenito médio superior. Poço 1-UN-30-PI, profundidade 193,20 m. **Figura 9.** Fácies C, exibindo conglomerado clasto suportado. Poço 1-UN-25-PI, prof. 114,10 m.