

Blocos basculados truncados por discordância angular: lições aprendidas em trapeamento combinado de hidrocarbonetos, Bacia do Ceará, Nordeste do Brasil

Tilted blocks truncated by angular unconformities:

learned lessons in combined entrapment of hydrocarbons, Ceará Basin, Northeastern Brazil

Otaviano da Cruz Pessoa Neto

resumo

Os campos de Atum e Curimã, situados na Sub-bacia de Mundaú, Bacia do Ceará, representam exemplos brasileiros clássicos de trapeamento combinado, propiciado pelo truncamento de blocos basculados por discordância angular. Em ambos os casos, blocos rotacionados da seção aptiana, estruturando rochas das formações Paracuru e Mundaú, encontram-se truncados no topo por discordância angular de idade neo-albiana, o que coloca os reservatórios aptianos em contato direto com os folhelhos da seção marinha transgressiva, garantindo a efetividade da retenção de hidrocarbonetos. Após a descoberta dos dois campos, cerca de 50 poços pioneiros foram perfurados na Bacia do Ceará, muitos dos quais perseguindo o mesmo modelo de trapeamento misto, sem sucesso comercial. Uma revisão recente dos fatores que levaram ao insucesso exploratório de vários destes poços apontou o fator retenção como responsável por grande parte dos insucessos. A ausência de truncamento por discordância angular, a justaposição, por falha ou discordância, de seções com altas razões arenito/folhelho e a erosão ou não-deposição da seção marinha transgressiva profunda (Albiano Superior - Turoniano) são alguns dos fatores que

explicam a ineficiência da retenção neste tipo de trapa combinada. O objetivo, aqui, é relatar os resultados desta revisão e difundir as experiências da Petrobras com trapas mistas na Bacia do Ceará.

(originais recebidos em 12.03.2004)

Palavras-chave: trapas combinadas | blocos basculados | discordância angular | Bacia do Ceará

abstract

The Curimã and Atum oil fields located in Mundaú Sub-basin of the Ceará Basin, are classical Brazilian examples of combined entrapment, provided by the erosional truncation of tilted blocks. In both fields the combined trap is made up of rotated blocks composed of Aptian rocks, truncated at the top by angular unconformity juxtaposing Aptian reservoirs and Albian-Turonian transgressive shales. Nearly 50 wildcats were drilled in the Ceará Basin after the discovery of those fields, aiming to the same trap model, all of them eventually unsuccessful. A recent analysis of the factors that led to such exploratory failure pointed out the sealing factor as a major cause for most of the dry holes. The absence of erosional truncation, the juxtaposition, either by fault or unconformity,

of high net-to-gross sections, and the erosion or non-deposition of the transgressive shale, are some of the factors responsible for the inefficiency of the trap sealing. The main goal of this work is to report the results of such a study and the lessons learned by Petrobras concerning combined traps in the Ceará basin.

(expanded abstract available at the end of the paper)

Keywords: combined traps | tilted blocks | angular unconformity | Ceará Basin

introdução

A atividade de exploração na Bacia do Ceará em água rasa remonta ao início da década de 70 (1-CES-1, 1971) e continua até os dias atuais, tendo sido objeto de perfuração de 115 poços exploratórios pela Petrobras. Ao longo destes 33 anos de atividade exploratória, quatro campos de petróleo foram descobertos: Xaréu, Curimã, Espada e Atum, todos situados na Sub-bacia de Mundaú, perfazendo uma reserva original da ordem de 200 milhões BOER.

Os campos de Atum e Curimã, descobertos em 1978 e 1979, respectivamente, representam exemplos brasileiros clássicos de trapeamento combinado, respondendo por cerca de 60 % do volume descoberto. Nos dois campos, o trapeamento é dado pelo truncamento de blocos basculados por discordância angular. Estudo recente sobre este modelo de trapeamento na Bacia do Ceará apontou o fator retenção como responsável por grande parte dos poços secos perfurados após a descoberta dos referidos campos. Os objetivos deste texto são relatar os resultados deste estudo regional e difundir as experiências obtidas pela Petrobras na Bacia do Ceará com este tipo de trapa, ao longo de mais de três décadas de atividade exploratória.

contexto regional

A Sub-bacia de Mundaú é a mais conhecida e prospectada das quatro sub-bacias que compõem a Bacia do Ceará (Piauí-Camocim, Acaraú, Icaraí, Mundaú). Sua origem está ligada à evolu-

ção tectônica da margem equatorial brasileira, cuja história geológica se desenvolveu em um complexo regime tectônico de natureza transtensional (Szatmari *et al.* 1987). Tal regime de esforços foi responsável pela geração de um rifteamento oblíquo caracterizado pelo desenvolvimento de estágios distintos, pré-, sin- e pós-ativação dos movimentos transformantes (Matos, 2000). O padrão de falhamentos resultante deste regime de deformação é predominantemente *en échelon*, com direção geral NW-SE (fig. 1).

Este padrão de falhas foi responsável pela formação de uma série de blocos escalonados, limitados por falhas sintéticas, cujos topos foram posteriormente erodidos propiciando a formação das trapas combinadas aqui abordadas.

Embora inserida em um contexto tectônico transformante, distinto daquele essencialmente distensivo em que foram formadas as bacias da margem leste brasileira, pode-se subdividir a evolução tectono-sedimentar da Bacia do Ceará, mais especificamente da Sub-bacia de Mundaú, em três fases principais: rifte, transicional e deriva (Costa *et al.* 1989).

A fase rifte foi marcada pela deposição da seqüência continental, composta pelos sedimentos flúvio-deltaico-lacustres da Formação Mundaú (Aptiano Inferior). O topo desta unidade é marcado por um nível estratigráfico regional, conhecido como Marco 1000, que é interpretado como resultante de um período de afogamento regional que afetou a bacia durante o Neo-aptiano. Nesta seção estão situados alguns dos principais reservatórios produtores de óleo e gás nos campos de Atum e Curimã.

A fase transicional caracterizou-se pela deposição da seqüência de mesmo nome, composta pelos depósitos flúvio-deltaicos da Formação Paracuru (Aptiano Superior). É constituída de arenitos de granulação variável, separados por níveis de folhelhos que representam afogamentos regionais de boa continuidade lateral (Beltrami *et al.* 1994). Na porção mediana desta unidade distingue-se uma camada carbonática rica em calcilito, ostracodes e folhelhos carbonosos (“Camadas Trairi”). A Formação Paracuru é a principal unidade geradora de hidrocarbonetos da bacia e também abriga os principais reservató-

rios produtores nas zonas mais superiores dos campos de Atum e Curimã.

A fase de deriva foi caracterizada pela deposição da seqüência marinha, que é composta por sedimentos transicionais, marinhos rasos e marinhos profundos, distribuídos dentro de um grande ciclo transgressivo-regressivo, e pode ser dividida em duas seções principais: transgressiva e regressiva.

A sedimentação marinha transgressiva teve início durante o Eoalbio, em ambiente transicional a marinho raso, passando gradativamente para uma sedimentação marinha profunda durante o Neo-albio. A sedimentação pelágica dominou até o Eocampaniano, quando a bacia experimentou a máxima inundação do período Cretáceo (Lana *et al.* 2001).

A sedimentação marinha regressiva ocorreu em dois grandes ciclos. O inferior, fortemente pro-

gradacional, constituído de sedimentos batiais a neríticos profundos depositados entre o Mesocampaniano e o Eomioceno; e o superior, essencialmente agradacional, constituído de sedimentos de plataforma rasa de alta energia, depositados entre o Eomioceno e o Holoceno (Pessoa Neto, 1999).

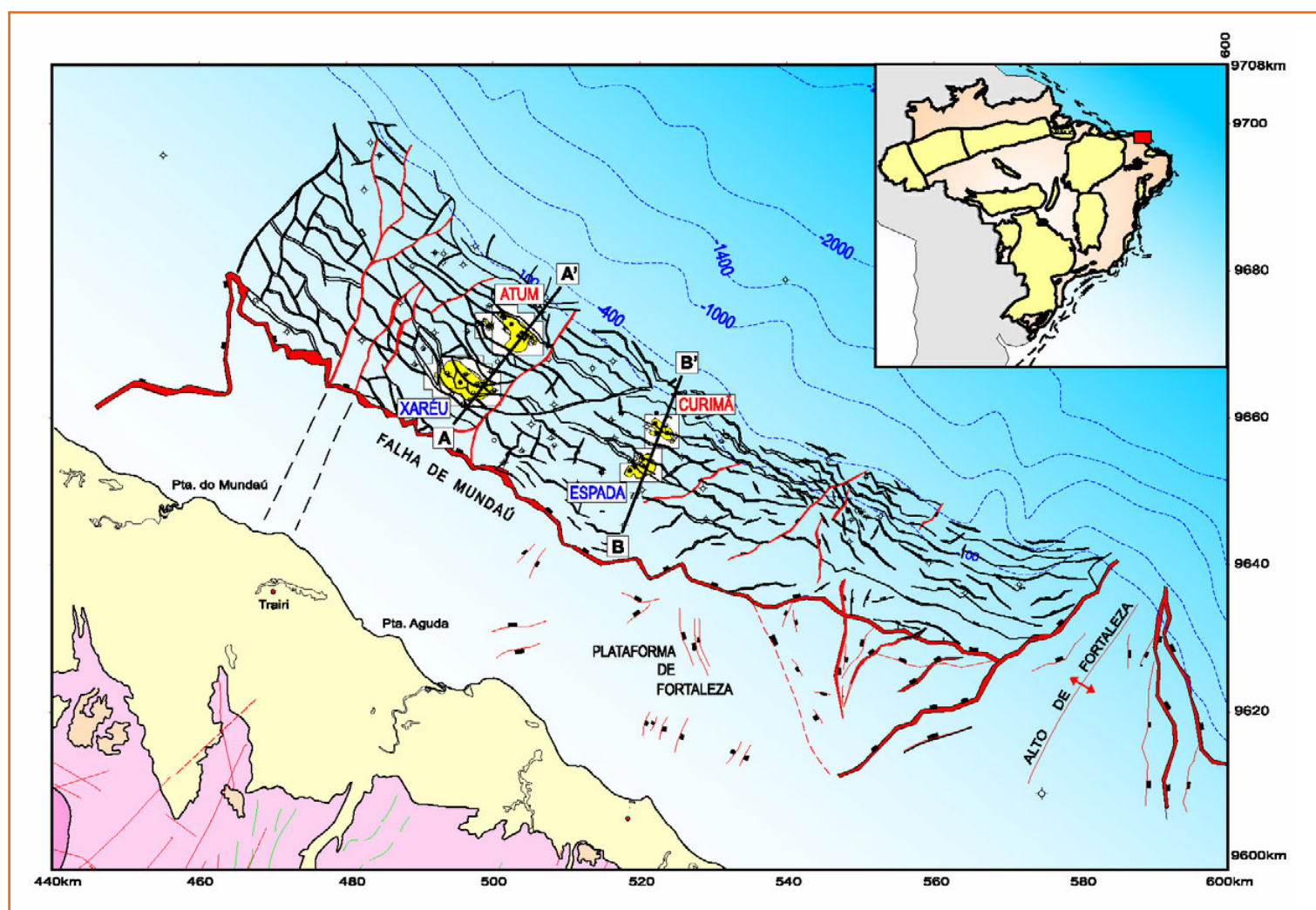
A série de eventos erosivos que teve lugar na plataforma durante a fase de deriva esculpiu a paleotopografia herdada dos blocos basculados, formando grandes calhas deposicionais (*canyons*), cujo preenchimento se deu preferencialmente pelos depósitos de talude da seção marinha transgressiva. Este preenchimento, predominantemente pelágico, veio a desempenhar papel crucial no processo de formação das trapas combinadas na Bacia do Ceará, como observado nos campos de Atum e Curimã.

Figura 1

Arcabouço tectônico da Sub-bacia de Mundaú e localização dos campos de petróleo. As seções geológicas A-A' e B-B' são apresentadas nas figuras 2 e 3.

Figure 1

Tectonic-framework of the Mundaú Sub-basin and location of oil fields. The geological cross-sections A-A' and B-B' are presented in the figures 2 and 3.



o Campo de Atum

O Campo de Atum (fig. 2) é constituído de um megabloco basculado, limitado por falhas normais, entre as quais a Falha de Atum, situada a NE do campo, que vem a ser uma das mais importantes da bacia, não-somente como componente estrutural da trapa combinada, mas também como potencial duto de migração de hidrocarbonetos. No bloco alto da falha, a seção que contém os principais reservatórios fluviais e deltaicos das formações Mundaú e Paracuru, incluindo os calcários lacustres das Camadas Trairi, encontra-se bem preservada. As principais zonas produtoras do campo são os arenitos flúvio-deltaicos da Formação Mundaú (Aptiano Superior).

No bloco baixo da mesma falha, alguns poços amostraram uma seção transicional de idade eoalbiã, constituída por conglomerados, arenitos grossos e diamictitos, exibindo claro espessamento contra o plano de falha. Recobrendo esta seção arenosa, bem como as *cuestas* formadas pelo basculamento dos blocos, ocorre uma espessa seção composta por folhelhos e calcilutitos batiais, ma-

rinhos francos de idade neo-albiã-eoturoniana. Esta seção argilosa encontra-se justaposta aos reservatórios ao longo do plano de falha, assim como ao longo dos flancos erodidos do bloco basculado, provendo o selo necessário para a formação da trapa combinada.

o Campo de Curimã

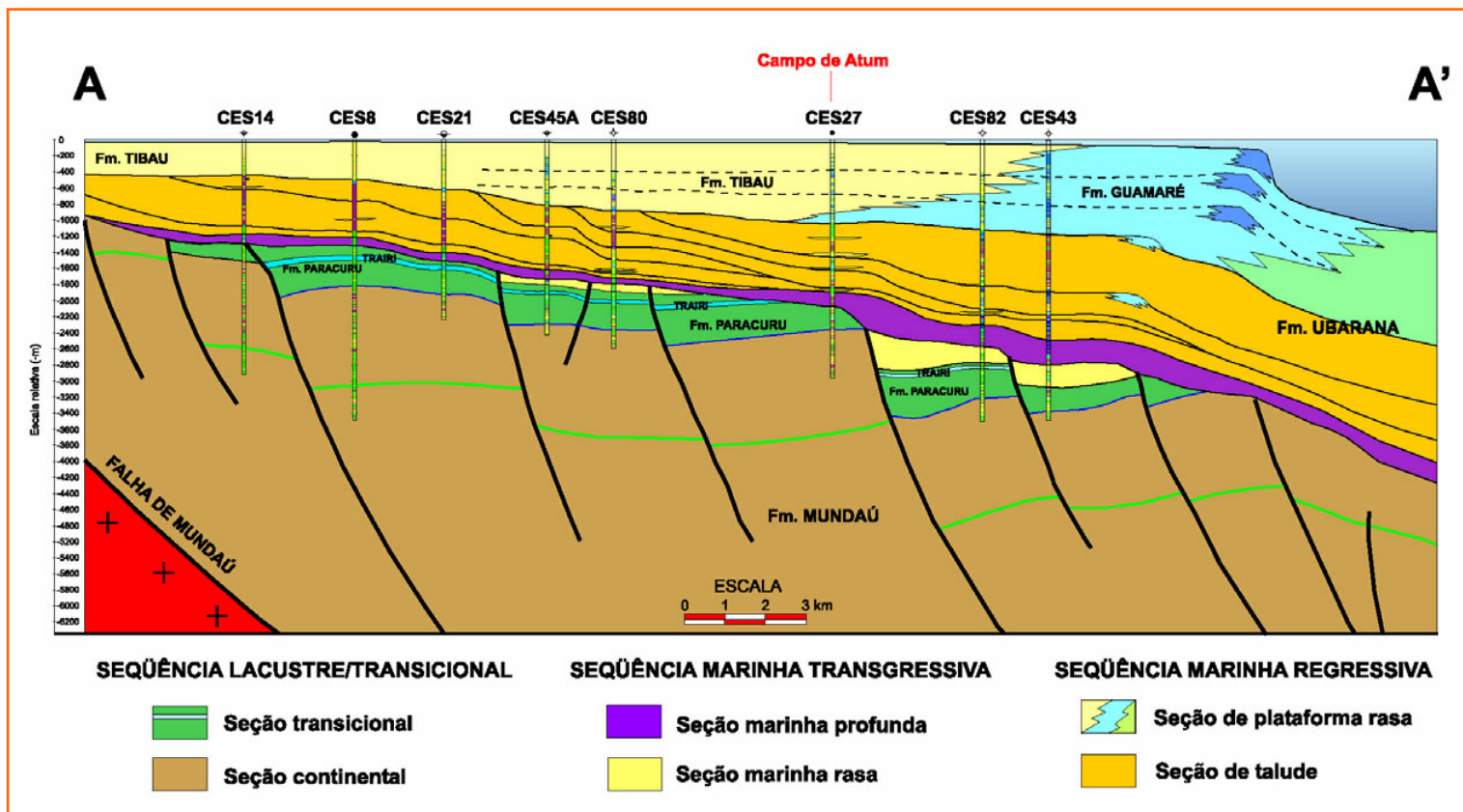
A história de formação da trapa combinada, que resultou no Campo de Curimã, praticamente repete a sucessão de eventos descritos acima, com algumas diferenças no que se refere à seção de reservatórios produtores. Neste campo, a porção superior da Formação Paracuru, incluindo os calcários das Camadas Trairi, foi removida por eventos erosivos pós-rifte, sendo a discordância angular mais antiga naquela área, datada como de idade eoalbiã. À semelhança do que ocorre na área de Atum, os reservatórios aptianos estão situados no bloco alto de falha principal do campo, neste caso a Falha de Curimã. Três das sete zonas de produção do campo são arenitos fluviais da Formação Mundaú e quatro são arenitos deltaicos da Formação Paracuru.

Figura 2

Seção geológica regional mostrando o sistema de falhas sintéticas que forma a estrutura do Campo de Atum. Notar o caráter contínuo da seqüência de folhelhos transgressivos sobre os blocos basculados.

Figure 2

Regional geological cross-section showing the synthetic fault system that forms the structure of Atum oil field. Note the continuous sequence of transgressive shales over the tilted blocks.



No bloco baixo da Falha de Curimã o poço 4-CES-24 atravessou uma seção de folhelhos marinhos e calcilutitos neo-albianos depositados diretamente contra o plano da falha e parede dos *canyons* laterais ao campo, provendo a retenção de óleo em todas as zonas da Formação Paracuru, e óleo e gás na Formação Mundaú (fig. 3).

A relação entre a composição litológica da seção justaposta aos reservatórios e a ocorrência de hidrocarbonetos parece ser consistente em ambos os campos. Observou-se que sempre que os reservatórios aptianos estruturados estão em contato direto com seções de alta razão arenito/folhelho, seja através de discordância angular ou plano de falha, são portadores de água. Por outro lado, sempre que a mesma seção de reservatórios está em contato com a seção de folhelhos marinhos transgressivos, seja por falha ou discordância, são portadores de óleo ou gás.

formação da trapa combinada

A formação das trapas combinadas em blocos basculados na Bacia do Ceará pode ser resumida em três etapas principais (fig. 4).

- Situação inicial. Final do Aptiano, deposição da seqüência transicional (Formação Paracuru) em estágio de relativa quietude tectônica (fig. 4a);

- Basculamento dos blocos: causado por movimentos transcorrentes dextrais que atuaram durante o Eoalbio. Os blocos são limitados por sistemas de falhas de direção NW-SE com padrão *en échelon*, formando séries de *cuestas* escalonadas preenchidas por cunhas de sedimentos siliciclásticos grossos sintectônicos. (fig. 4b);

- Erosão dos blocos escalonados, grandes escorregamentos e colapso gravitacional do talude com formação de *canyons*, ocorridos durante o Neoalbio-Eocenomaniano (Lana *et al.* 2001) (fig. 4c);

- Preenchimento dos *canyons* pelos pelitos da seção marinha transgressiva recobrendo *cuestas* e faces erodidas dos blocos durante o Neoalbio - Eoturoniano (fig. 4d).

Esta seqüência de eventos parece ter ocorrido em condições ideais nos altos estruturais de Xaréu-Atum e Espada-Curimã. Esses altos funcionaram como elementos focalizadores da migração de óleo proveniente de "cozinhas" de geração em áreas profundas da bacia marinha. O preenchimento das trapas ocorreu no Mioce-

Figura 3

Seção geológica regional mostrando o sistema de falhas sintéticas que forma a estrutura do Campo de Curimã. Notar o caráter descontínuo da seção de folhelhos transgressivos sobre os blocos basculados.

Figure 3

Regional geological cross-section showing the synthetic fault system that forms the structure of Curimã oil field. Note the discontinuous sequence of transgressive shales over the tilted blocks.

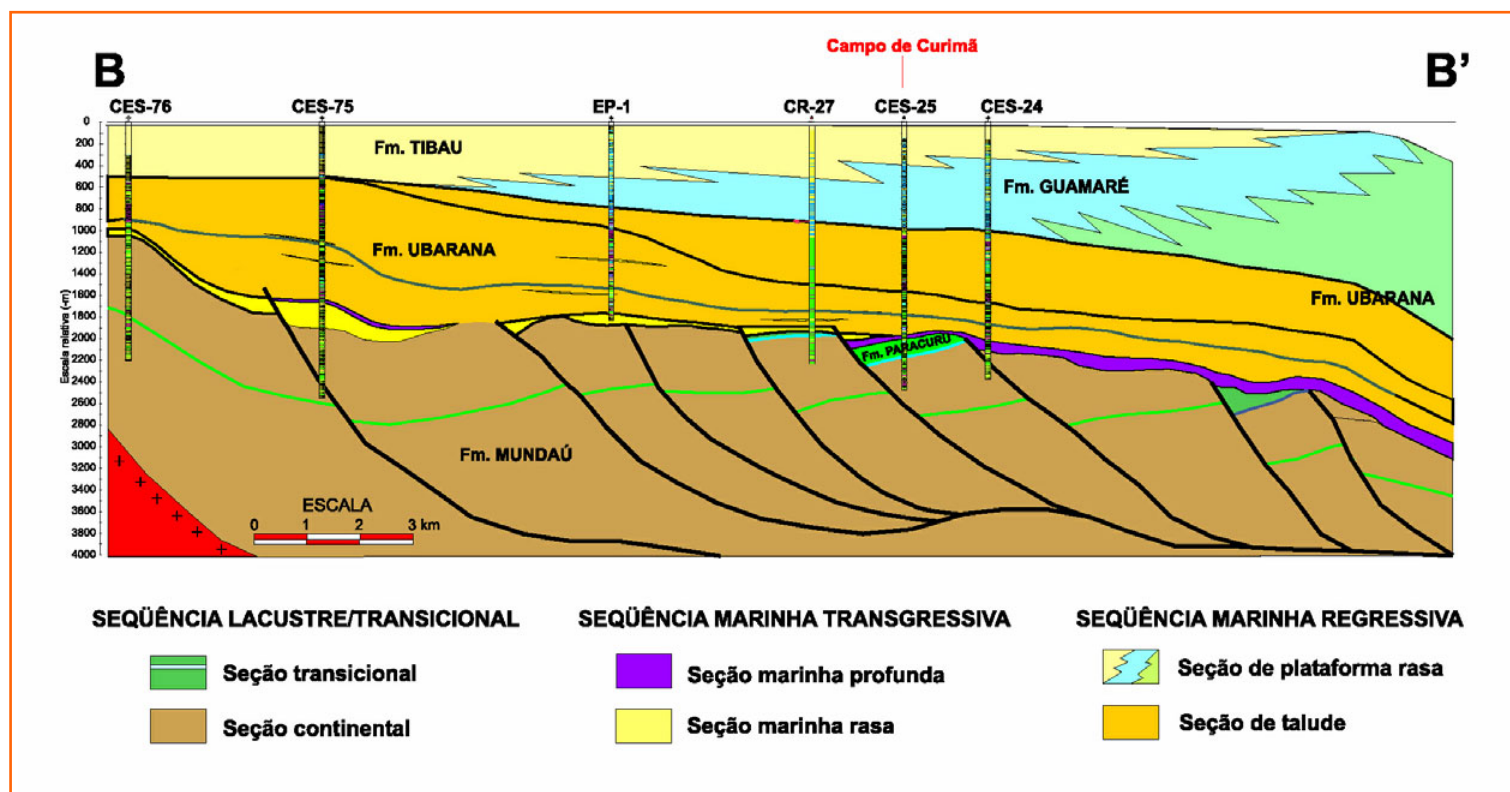


Figura 4

Principais estágios de formação da trapa:

- a. Final do Aptiano: situação inicial;
- b. Eoalbio: basculamento de blocos;
- c. Neoalbio: Eoceno-maniano: erosão dos blocos escalonados;
- d. Neo-albio - Eoturoniano: preenchimento dos canyons.

Figure 4

The main stages of trap formation:

- a. End of Aptian: initial situation;
- b. Late Albian: tilting of blocks;
- c. Late Albian-Early Cenomanian: erosion of tilted blocks;
- d. Late Albian - Early Turonian: filling of canyons.

no, quando foi atingido o pico da migração da seção geradora marinha-evaporítica (Aptiano Superior) (Mello *et al.* 1999).

Nos casos em que alguma destas condições não foi satisfeita, os poços resultaram em insucessos comerciais, embora, quase sem exceção, tenham apresentado indícios de hidrocarbonetos. A ineficiência da retenção tem sido uma das principais causas destes insucessos. Os campos de Atum e Curimã foram tomados como modelos deste tipo de trapa combinada, enquanto alguns casos de poços secos e sub-comerciais foram analisados quanto aos fatores que os levaram ao insucesso.

poços secos e ineficiência da trapa

Dentre os muitos contextos geológicos estudados, três tipos principais foram os mais fre-

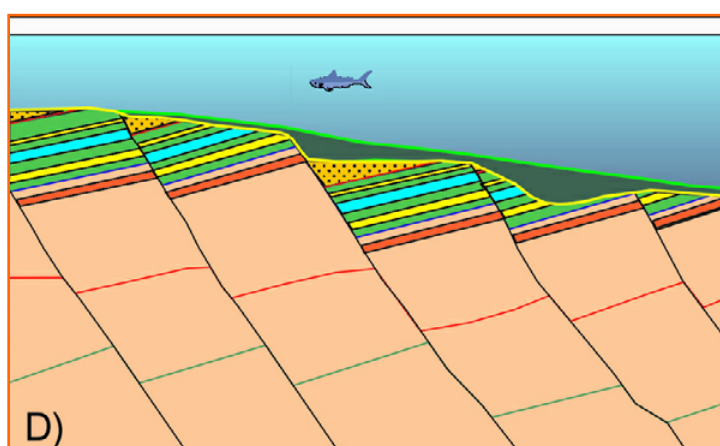
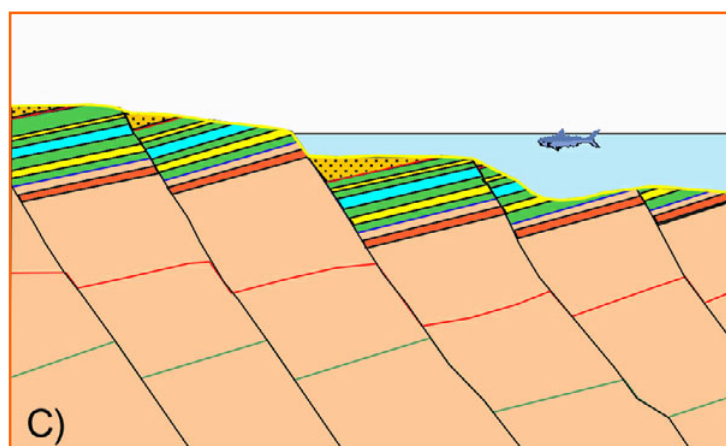
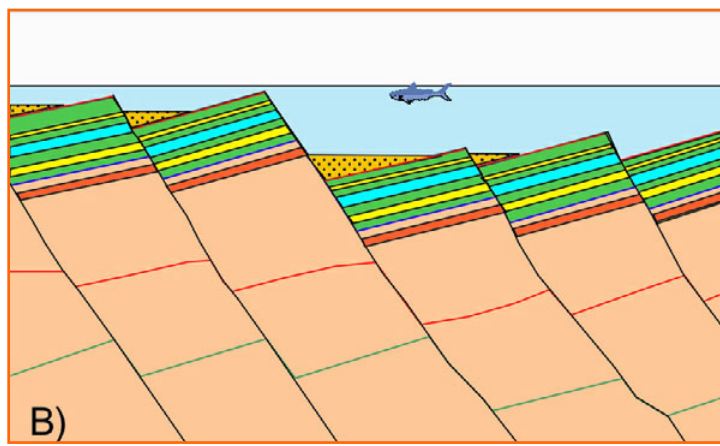
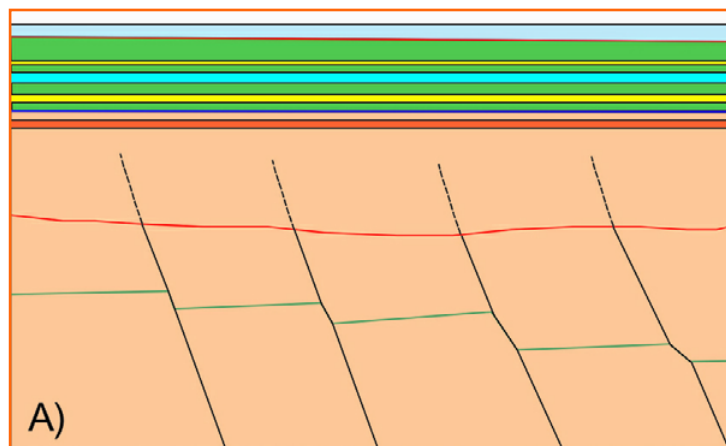
qüentemente observados e interpretados como causas prováveis dos insucessos exploratórios.

justaposição, por falha ou discordância, de duas seções com alta razão arenito/folhelho

Este caso inclui dois contextos geológicos distintos, estrutural ou estratigráfico, que têm em comum o fato de que a seção justaposta aos reservatórios tem alta razão arenito/folhelho.

O primeiro contexto é estrutural, e ocorre quando os reservatórios aptianos entram em contato direto com a seção arenosa do Albiano Inferior através de escarpa de falhas (fig. 5). A justaposição se dá entre duas seções de alta razão arenito/folhelho, sem a formação de barreiras à migração através dos planos de falha. Tais falhas de pequeno rejeito não funcionam como selantes efetivos.

O segundo contexto é estratigráfico, e se dá onde os reservatórios aptianos (formações Mun-



daú e Paracuru) se encontram truncados por eventos erosivos pós-aptianos, escavando calhas deposicionais preenchidas por depósitos arenosos (fig. 6).

O caso mais comumente observado é o de *canyons* eoalbianos erodindo os blocos aptianos, sendo posteriormente preenchidos pela seqüência transicional de água rasa do Albiano Inferior, rica em arenitos fluviais e deltaicos (Lana *et al.* 2001). Os poços 1-CES-17 e 1-CES-113 são exemplos destes dois contextos (fig. 7).

ausência de truncamento dos reservatórios por discordância angular

Inclui todos os casos em que os reservatórios aptianos estão em contato por falhas com a seção equivalente do próprio Aptiano no bloco adjacente. Isto ocorre em blocos separados por falhas de pequeno rejeito (fig. 8).

Nestes casos, não ocorrem o truncamento erosivo e o posterior tamponamento dos reservatórios. Os reservatórios aptianos passam a funcionar como *carrier beds* para migração de óleo mergulho acima. O poço 1-CES-82, situado no mesmo alto estrutural de Atum-Xaréu, é um exemplo deste contexto (fig. 9).

erosão ou não-deposição dos folhelhos da seção marinha transgressiva

Compreende os casos em que os folhelhos da seção marinha transgressiva, em especial as seqüências de folhelhos orgânicos de idade neoalbian-eoturoniana, não foram depositados ou foram erodidos. Isto ocorre em altos estruturais ou ápices de blocos basculados. Em ambos os casos, os sedimentos que se depositam sobre tais altos são freqüentemente constituídos de folhelhos de talude intercalados com arenitos turbidíticos bastante porosos e permeáveis. Tal relação estratigráfica é responsável pela drenagem dos blocos soto-postos e conseqüente migração de óleo e gás para os turbiditos da seção marinha regressiva.

O Campo de Espada se enquadra no caso de não-deposição das seqüências transgressivas

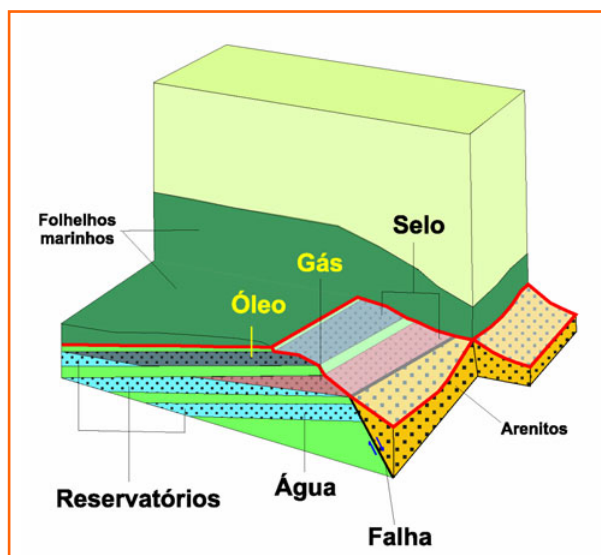


Figura 5

Contexto estrutural. Justaposição de seções com alta razão arenito/folhelho através de planos de falha. Os reservatórios falhados justapostos à seção arenosa são portadores de água.

Figure 5

Structural context. The faulted reservoirs in contact with sandy deposits are water bearing.

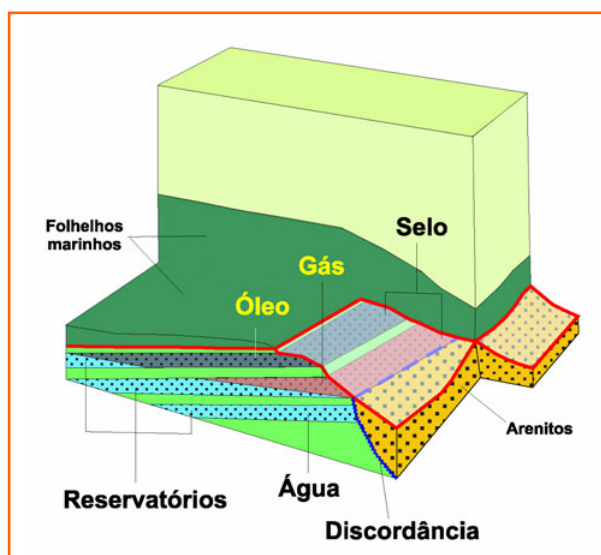


Figura 6

Contexto estratigráfico. Justaposição de seções com alta razão arenito/folhelho através de discordância angular. Os reservatórios em contato com a seção arenosa por feições de corte e preenchimento são portadores de água.

Figure 6

Stratigraphic context. Two successions of high net-to-gross ratios are juxtaposed by angular unconformity. The reservoirs in contact with sandy deposits through cut-and-fill features are water bearing.

inferiores (Neo-albiano-Eoturoniano). O campo situa-se sobre um alto estrutural de idade eoalbianiana sobre o qual repousam folhelhos e arenitos santonianos-eocampanianos. Ali, os reservatórios aptianos não são portadores de hidrocarbonetos (fig. 10).

O poço 3-CR-27, situado sobre um alto estrutural entre os campos de Espada e Curimã, constatou a seção de reservatórios aptianos da Formação Mundaú, justaposta à seção arenosa do Albiano Inferior. Neste caso, a ineficiência da trapa se dá pela justaposição de duas seções com alta razão arenito/folhelho, conforme discutido em item anterior (fig. 10).

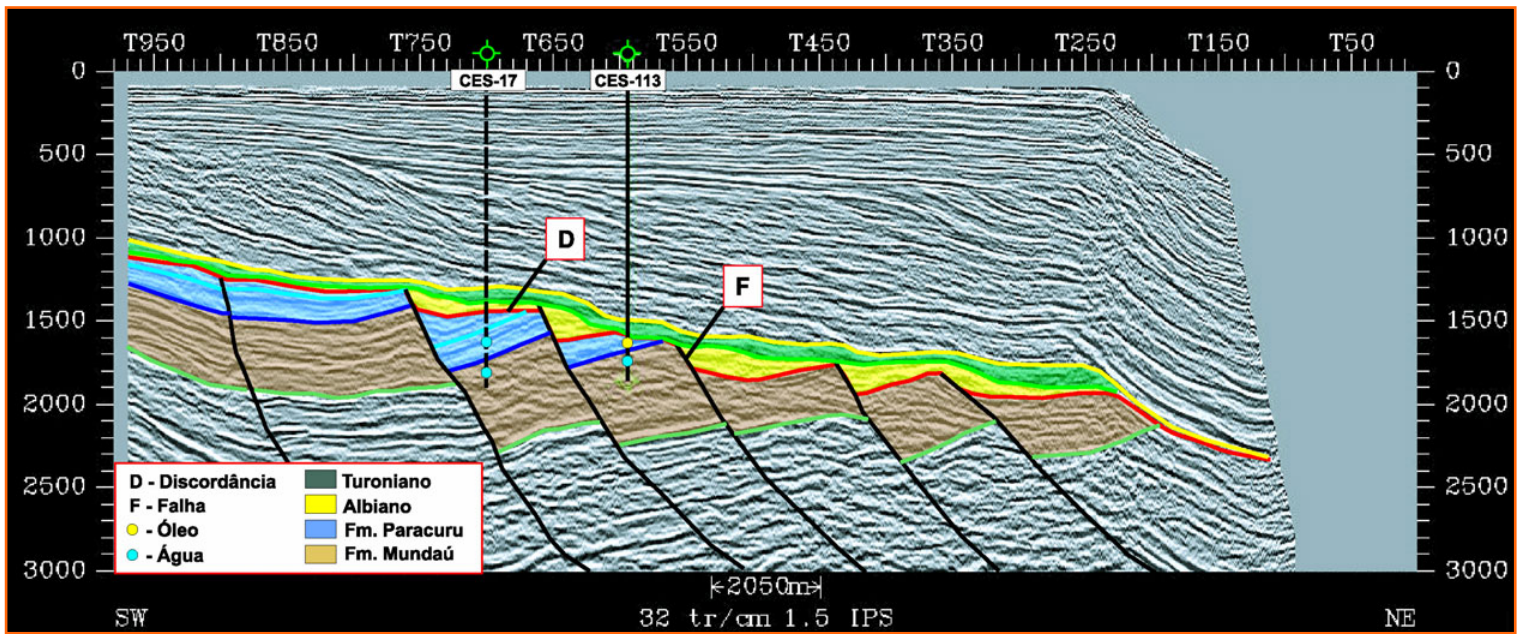


Figura 7
Poços CES-17 e CES-113. Exemplos de ineficiência da trapa por justaposição de seções arenosas.

Figure 7
Wells CES-17 and CES-113. Examples of entrapment inefficiency caused by the juxtaposition of two sandy successions. D – angular unconformity, F – fault, Green – Turonian, Yellow – Albiano, Blue – Paracuru Formation, Brown – Mundaú Formation.

discussão e conclusões

A caracterização de trapas combinadas é um assunto complexo e há muito discutido na indústria petrolífera. O tipo de trapa combinada encontrada na Bacia do Ceará envolve a definição do caráter selante ou não-selante de falhas, cuja complexidade é ainda maior. Diversos fatores devem ser analisados em um estudo de detalhe quanto ao comportamento das falhas frente à migração de fluidos. A pressão capilar do meio, pressão de deslocamento, altura da coluna de hidrocarbonetos, conteúdo de argila das rochas falhadas, magnitude e caráter das falhas, viscosidade dos fluidos envolvidos, são alguns dos aspectos a serem considerados neste tipo de análise. Considerações teóricas e sobre falhas selantes e não-selantes e aplicações dos modelos teóricos são abordadas nos trabalhos de Hubbert (1953), Smith (1966, 1980). Neste estudo, no entanto, as análises enfocaram apenas as relações geológicas e geométricas das trapas combinadas, principalmente no que se refere à composição das rochas envolvidas e à magnitude do rejeito das falhas. Estes dois aspectos permitiram a identificação das situações mais prováveis para a ocorrência ou não do trapeamento combinado em blocos basculados.

A partir das observações feitas foi possível concluir que duas condições essenciais devem ser ob-

servadas para pesquisa e identificação de trapas combinadas na Bacia do Ceará.

falhamentos de grande rejeito

Desempenham duas funções básicas. Os grandes rejeitos deslocam os depósitos arenosos da própria seção de reservatórios do Aptiano ou os arenitos do Albiano Inferior para uma posição mais baixa no bloco baixo da falha. Deste modo, os reservatórios aptianos no bloco alto são expostos ao contato direto com os folhelhos da seqüência marinha transgressiva. Além disso, a quantidade de material fino, impermeável, injetado ou triturado ao longo do plano de falha é função da composição das rochas falhadas e do rejeito da mesma. Assim, falhas com grande rejeito são mais suscetíveis a este efeito que lhes confere propriedades de elementos selantes.

presença de discordância angular seguida da deposição de espessa seção de pelitos marinhos transgressivos

A composição das rochas justapostas vai determinar o comportamento das mesmas ao fluxo de fluidos. Argilas, por exemplo, são bons selantes porque uma alta pressão de deslocamento é re-

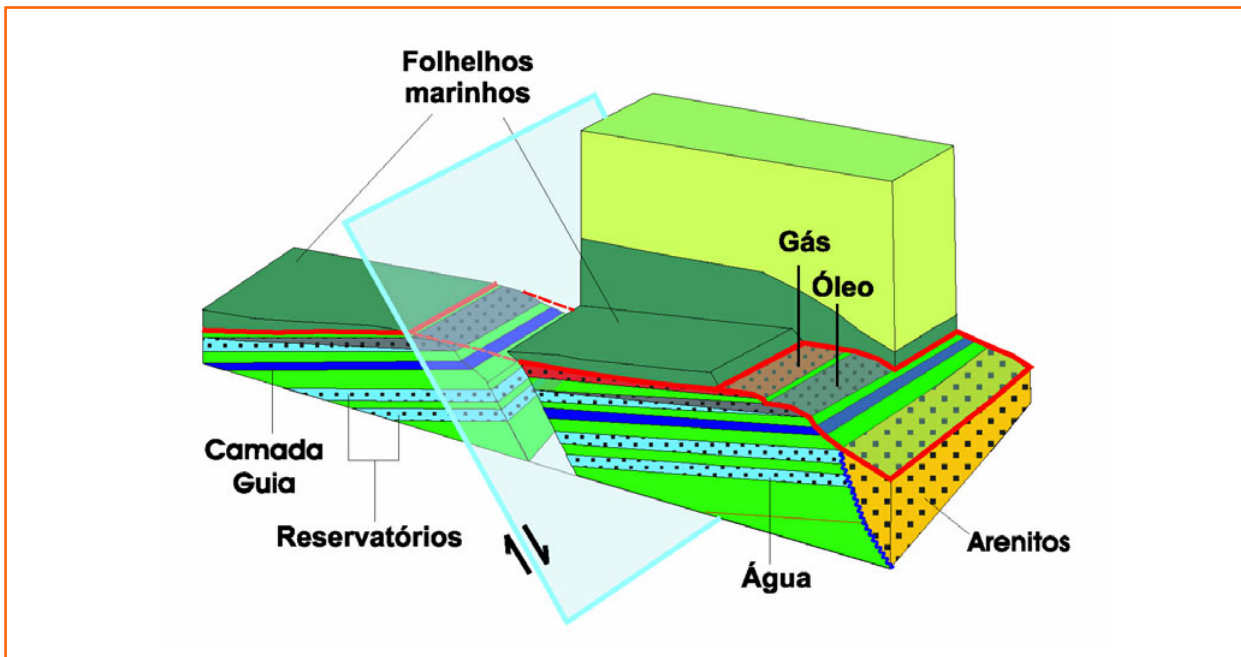


Figura 8 – Falhas de pequeno rejeito. Justaposição de reservatórios em ambos os blocos da falha. Os reservatórios servem de camadas carreadoras de óleo e gás mergulho acima.

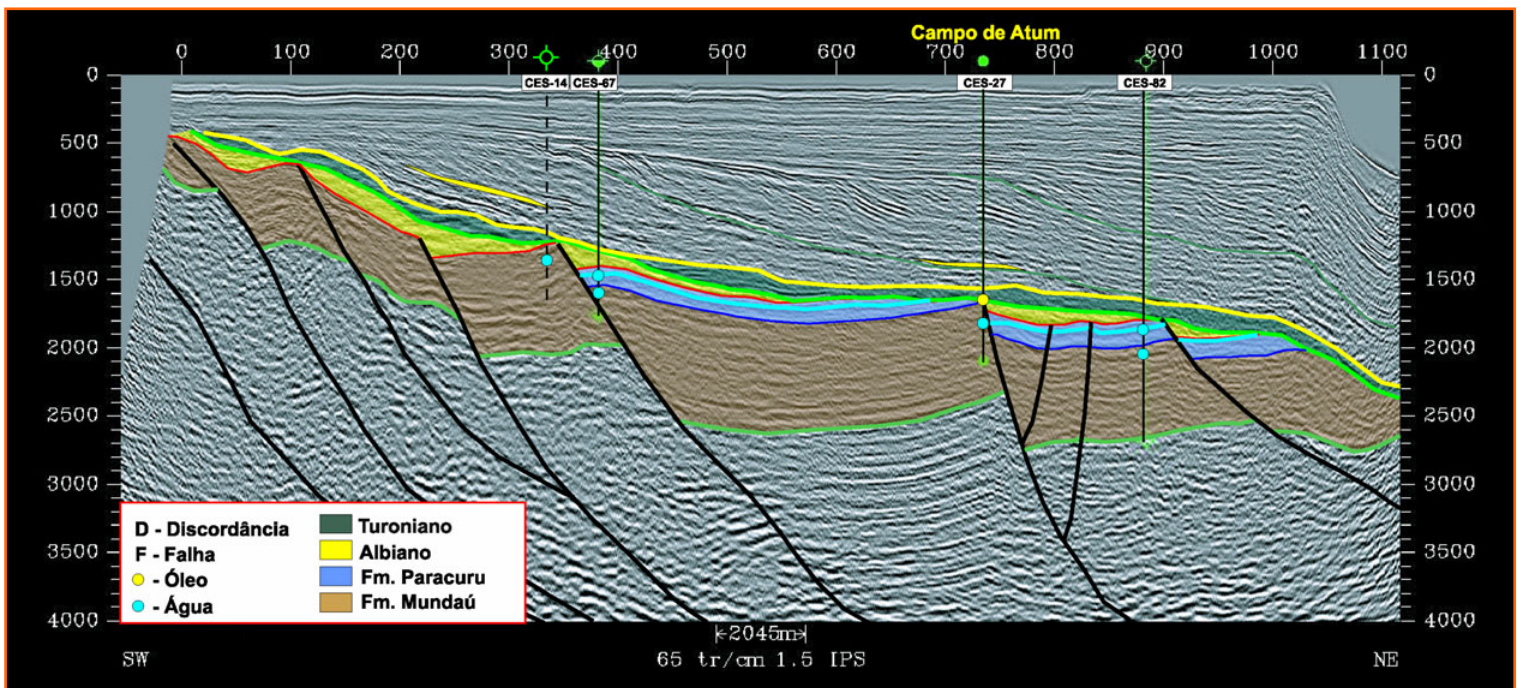
Figure 8 – Small throw faults. Reservoirs juxtaposed in both of fault blocks. The reservoirs function as carrier beds for oil and gas up-dip.

Figura 9

Poço CES-82. Exemplo de ineficiência da trapa por ausência de truncamento por discordância angular. Os reservatórios do bloco alto estão justapostos à seção arenosa albiana ou aos reservatórios aptianos da Formação Mundaú no bloco baixo.

Figure 9

Well CES-82. Example of trap inefficiency caused by the absence of erosional truncation. The reservoirs in the hanging wall are juxtaposed either, with the Albian sandy succession, or the Aptian reservoirs of Mundaú Formation in the footwall.



querida para forçar a passagem de óleo dentro de seus minúsculos poros. Areias limpas e não cimentadas, ou seja, bons reservatórios, ao contrário, exigem uma pequena pressão diferencial para fluxo de hidrocarbonetos através de seus poros grandes e abertos (Hubbert, 1953). Desta forma,

a existência de espessas camadas de pelitos da seqüência transgressiva aumenta as chances de justaposição dos reservatórios aptianos com seções de alta pressão de deslocamento, potencialmente impermeável ao fluxo de hidrocarbonetos através da falha ou superfície de discordância.

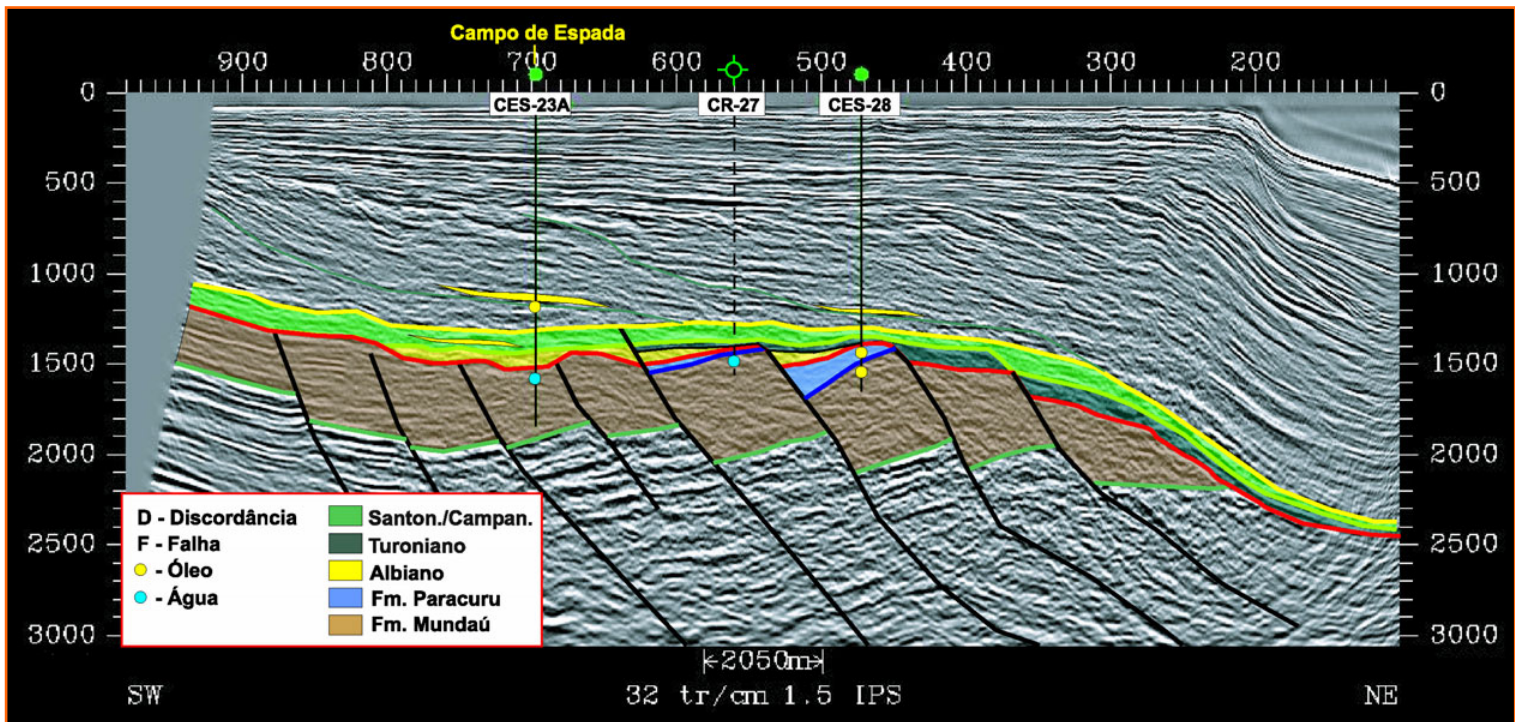


Figura 10

Campo de Espada. Exemplo de ineficiência da trapa combinada por não-deposição ou erosão dos folhelhos da seqüência transgressiva. No poço CR-27, interpretou-se a justaposição dos reservatórios e a seção arenosa do Albiano interpretada como a causa da ineficiência do trapeamento.

Figure 10

Espada oil field. Example of trap inefficiency caused by non-deposition or erosion of the transgressive marine shales. In the well CR-27 the reservoirs juxtaposed with Albian sandy deposits have been interpreted as the main cause for trap inefficiency.

Assim, algumas lições aprendidas quanto à origem e formação das trapas combinadas na Bacia do Ceará foram:

- a formação das trapas combinadas em blocos basculados naquela bacia se deu em três fases: escalonamento dos blocos (Eoalbiano), erosão das escarpas de falha, formação de *canyons* (Neo-albiano-Eocenomaniano) e preenchimento dos *canyons* por pelitos batiais (Neo-albiano-Eoturoniano).
- a não-ocorrência de um destes eventos resultou na ineficiência da trapa no que se refere à retenção de hidrocarbonetos.
- três situações geológicas representam os principais casos de ineficiência da trapa: justaposição da seção de reservatórios contra seções arenosas através de plano de falha ou discordância; ausência de truncamento dos blocos por discordância angular; e erosão ou não-deposição da seqüência marinha transgressiva.

agradecimentos

Aos colegas Enio Luiz Rossetti, Sidney Roos e João Marinho de Moraes Neto pelas discussões e sugestões. A todos os intérpretes que trabalha-

ram na Bacia do Ceará, companheiros de sucessos e insucessos, que certamente contribuíram para as idéias e conclusões aqui apresentadas.

referências bibliográficas

BELTRAMI, C. V.; ALVES, L. E. M.; FEIJÓ, F. J. Bacia do Ceará. **Boletim de Geociências da PETROBRAS**, Rio de Janeiro, v.8, n. 1, p. 117-125, jan. 1994.

COSTA, I. G.; BELTRAMI, C. V.; ALVES, L. E. M. A evolução tectono-sedimentar e o "habitat" do óleo da Bacia do Ceará. In: SEMINÁRIO DE INTERPRETAÇÃO EXPLORATÓRIA, 1. , 1989, Rio de Janeiro. **Anais...**Rio de Janeiro: PETROBRAS.DEPEX, 1989, p. 75-85.

HUBBERT, M. K. 1953. Entrapment of petroleum under hydrodynamic conditions. **American Association of Petroleum Geologists Bulletin**, Okla, v. 37, n. 8, p. 1954-2026.

LANA, C. C.; PESSOA NETO, O. C.; ROESNER, E. H.; VIVIERS, M. C.; ROSSETTI, E. L.; ANTUNES, R. L.; COSTA, S. O.; MORAIS NETO, J. M. **Refinamento biocronoestratigráfico e estratigrafia integrada**

da seção cretácea pós-Alagoas da sub-bacia de Mundaú, Bacia do Ceará. Rio de Janeiro: PETROBRAS. CENPES. PDEP. BPA, 2001. 60 p. Relatório interno. (RT BPA 001/01).

MATOS, R. M. D. Tectonic evolution of the Equatorial South Atlantic. In: MOHRIAK, W.; TALWANI, M. (Eds), **Atlantic Rifts and Continental Margins.** Washington: American Geographical Union, 2000. 354 p. p. 331-354. (Geophysical Monograph, 115).

MELLO, M. R.; FREITAS, L. C. S; SPADINI, A. R. **Sistemas Petrolíferos das bacias sedimentares brasileiras.** Rio de Janeiro: Petrobras. CENPES. DIVEX. SEGEQ, 1999. Relatório interno.

PESSOA NETO, O. C. **Análise estratigráfica integrada da plataforma mista (siliciclástica-carbonática) do Neogeno da Bacia Potiguar, Nordeste do Brasil.** Porto Alegre: Universidade Federal do Rio Grande do Sul, 1999. 220 p. Dissertação (Mestrado).

SMITH, D. A. Theoretical considerations of sealing and non-sealing faults. **American Association of Petroleum Bulletin**, Tulsa, Okla., v. 50, n. 2, p. 364-374, Feb. 1966.

_____. Sealing and non-sealing faults in Louisiana Gulf Coast salt basin. **American Association of Petroleum Bulletin**, Tulsa, Okla., v. 64, n. 2, p. 145-172, Feb. 1980.

SZATMARI, P.; FRANÇOLIN, J. B. L.; ZANOTTO, O.; WOLFF, S. Evolução tectônica da margem equatorial brasileira. **Revista Brasileira de Geociências**, São Paulo, v.17, n. 2, p. 180-188, jun. 1987.

expanded abstract

The exploration activity in shallow waters of the Ceará Basin goes back to early 70's. Over 33 years, 115 wells were drilled and four oil fields were discovered in the basin, all of them located at Mundaú Sub-basin (Xaréu, Curimã, Atum, Espada), summing up a total volume of 200 MM BOER. The Atum and Curimã fields, discovered in 1978 and 1979, respectively, are well-known Brazilian examples of combined traps and respond for 60% of this volume. In both fields the entrapment is provided by the truncation of tilted blocks by angular unconformities. A recent review on this type of combined trap in the Ceará Basin showed the sealing factor as a major cause for nearly 50 unsuccessful wells drilled after the discoveries.

The evolution of the Ceará Basin is roughly divided into three main phases: rift, transitional and drift. The rift phase is characterized by the deposition of continental sequences composed of the fluvial-deltaic-lacustrine deposits of the Mundaú Formation (Lower Aptian). At the top, a regional stratigraphic marker, known as Marco 1000, interpreted as a regional flooding event during the Late Aptian, characterizes this unit. Some of the main oil and gas reservoirs in both the Atum and Curimã fields belong to this continental unit.

The transitional phase was characterized by the deposition of fluvial-deltaic-shallow marine sediments of the Paracuru Formation (Upper Aptian). This unit recorded the transition from continental to shallow-marine environments. Its lowermost portion is composed of varied, thick sandstones bodies interfingering with very continuous shale beds. The middle unit is composed of carbonate and mudstone with ostracodes and carbon-rich shale (Trairi layers) interpreted as the first marine flooding recorded in the basin. The uppermost portion is seldom preserved, and is essentially composed of beds of shallow marine shale.

The drift phase was characterized by the deposition of a shaly open marine sequence, which is composed of shallow to deep-marine sediments, distributed within a large transgressive-regressive cycle. The transgressive sedimentation started during the Early Albian with the deposition of transitional to shallow-marine sequences, grading into deep-marine deposits during the Late Albian. The transgressive sedimentation went on to the Early Campanian, when the basin experienced its maximum flooding event in the Late Cretaceous. The regressive sequence is divided into two main successions: the lower succession, strongly

progradational, composed of bathyal to deep-neritic sediments, deposited from the Middle Campanian up to the Early Miocene; and the upper succession, essentially aggradational, composed of high energy shelf sediments deposited from the Early Miocene up to the Holocene. The series of erosional events that took place on the shelf during the drift phase sculpted the paleotopography inherited from the tilted blocks and carved large depositional troughs (or canyons), essentially filled up by slope shale deposits that characterize transgressive events. This mostly pelagic infill ended up playing a crucial role in the creation of combined traps in the Ceará Basin, as observed in Atum and Curimã fields.

The formation of the combined traps in the Ceará Basin can be explained in three main steps: (a) Blocks tilting, caused by dextral strike-slip displacement that took place during the Early Albian. The tilted blocks are bounded by a NW-SE fault system, with an échelon general pattern, forming a series of stepwise cuestas filled with wedges of syntectonic coarse sediments; (b) Erosion of the tilted blocks, large slumps and gravitational mass wastes on the slope (canyons), from Late Albian up to Early Cenomanian. (c) Canyons infilling by marine transgressive shaly sediments, coating cuestas and the eroded faces of the tilted blocks. This stage spanned from Late Albian up to Early Turonian.

The proposed sequence of events seems to have occurred with ideal timing on Xaréu-Atum and Espada-Curimã structural highs. However, in several cases where any of these conditions were not fulfilled, the wells were dry or economically unviable. The inefficiency of trap sealing has been interpreted as a major cause for those unsuccessful wells.

In this study the Atum and Curimã oil fields were taken as models to this type of combined entrapment, whereas some of the mentioned dry holes were carefully analyzed regarding the possible factors that caused them to fail.

Among several geological contexts outlined here, three main cases were most frequently observed and interpreted as likely causes for many dry holes:

Two successions with high net-to-gross ratios juxtaposed, either by fault or unconformity. This case comprehends two different geologic settings (structural or stratigraphic) that have in common, the juxtaposition of two sedimentary sections with high net-to-gross ratios. The first context is structural and takes place whenever the Aptian reservoirs are directly in contact with the sand-rich Lower Albian deposits

through fault planes. In such case, two sandy sections are juxtaposed and no sealing barrier is created to block the oil migration along the Aptian reservoirs. The second context is stratigraphic and takes places wherever the Aptian reservoirs are cut by post-Aptian erosional events (angular unconformities) that carved depositional troughs eventually filled with sandy deposits. The most frequently observed case is that of Early Albian canyons cutting down the Aptian reservoirs and eventually being filled by transitional to shallow-water deposits composed of fluvial and deltaic sandstone units.

No erosional truncation of reservoirs by angular unconformity. This item comprehends all cases in which Aptian reservoirs are cut by small throw faults. In such cases, the erosional truncation and ulterior sealing of the Aptian reservoirs did not occur. The Aptian reservoirs are in contact through fault plane and end up working as carrier beds for oil migration all the way up-dip.

Erosion or non-deposition of marine transgressive shale beds. This item includes all the cases in which transgressive marine shales, especially the organic-rich shale beds deposited from the Early Albian to Early Turonian ages, are not present, whether by non-deposition or erosion as observed along structural highs or on the apexes of tilted blocks. In both cases, sediments deposited upon the highs are frequently composed of slope shales interbedded with highly porous and permeable turbiditic beds. Such a stratigraphic relationship played an important role on oil migration towards the regressive marine sequence up-dip by drainage of tilted blocks.

Based on the results of this study it was possible to reach the following conclusions:

The combined entrapment in tilted blocks took place in three main phases. Blocks tilting (Early Albian), erosion of scarps and canyon formation (Late Albian - Early Cenomanian), and deep marine pelagic infill (Late Albian - Early Turonian).

Three kinds of trap failure have been consistently observed: (i) juxtaposition of two sand-rich successions; (ii) no angular truncation by post-rift unconformity; (iii) and erosion or non-deposition of deep-marine transgressive shales.

Big faults played two main roles in trap formation. Firstly, by putting in contact Aptian reservoirs and transgressive shale. Secondly by placing fine, impermeable material along the fault plane (clay smearing) during the faulting process.

autor author



Otaviano da Cruz Pessoa Neto

Unidade de Negócio de Exploração e Produção do Rio Grande do Norte e Ceará

Ativo de Exploração / Avaliação de Blocos e Interpretação Geológica e Geofísica

e-mail: otaviano@petrobras.com.br

Otaviano da Cruz Pessoa Neto graduou-se em Geologia pela Universidade Federal de Pernambuco em 1986. Admitido na Petrobras no mesmo ano, trabalhou na área de acompanhamento de poços e operações geológicas nas bacias do Recôncavo e Solimões e, atualmente, trabalha como intérprete exploracionista nas bacias Potiguar e Ceará. Obteve título de mestre em Estratigrafia pela Universidade Federal do Rio Grande do Sul em 1999, defendendo tema de dissertação sobre a análise estratigráfica da plataforma mista neogênica da Bacia Potiguar. Áreas de interesse: interpretação sismoestratigráfica, estratigrafia de seqüências, sistemas deposicionais siliciclásticos e mistos.