

Avaliação das características permoporosas de rochas carbonáticas estromatolíticas dos campos de tupi e iara utilizando perfis de ressonância magnética e perfis convencionais.

Ualas Magalhães Aguiar (CEUNES/UFES), Andreas Nascimento (DETEC/UFES), Carlos André Maximiano da Silva (DCN/CEUNES) e Vitoria Felício Domelas (CEUNES/UFES)

Copyright 2017, SBGf - Sociedade Brasileira de Geofísica

This paper was prepared for presentation during the 15th International Congress of the Brazilian Geophysical Society held in Rio de Janeiro, Brazil, 31 July to 3 August, 2017.

Contents of this paper were reviewed by the Technical Committee of the 15th International Congress of the Brazilian Geophysical Society and do not necessarily represent any position of the SBGf, its officers or members. Electronic reproduction or storage of any part of this paper for commercial purposes without the written consent of the Brazilian Geophysical Society is prohibited.

Abstract

In recent years the study of stromatolytic carbonate rocks has had a great focus due to the discovery of the pre-salt oil deposits, besides the fact that about 50% of the oil found in the world is stored in carbonatic rocks (SPADINI & MARÇAL, 2005) The microbial carbonate and formed from cyanobacteria, through bioconstructions, these carbonatic rocks have extremely diverse petrophysical characteristics that make difficult the exploration activity of the reservoirs. With the analysis of the profiles of wells of the fields of Tupi and Iara it is verified that The petrophysical diversity is mainly due to the complexity of the stromatolite constructions and by intercalations over the entire extent of the carbonatic formation of marls, dolomites, spherulites and shales. These intercalations reduce the permeability and porosity values of the reservoirs, increasing the cost of production of some reservoir sequences

Introdução

Nos últimos anos o estudo das rochas carbonáticas estromatolíticas tiveram um grande enfoque devido à descoberta dos depósitos de petróleo do Pré-sal, além do fato que cerca de 50% do petróleo encontrado no mundo estão armazenados em rochas carbonáticas (SPADINI & MARÇAL, 2005). As rochas caracterizadas como armazenadoras de petróleo nas Bacias de Campos (Grupo Lagoa Feia, Formação Macabu) e de Santos (Grupo Guaratiba, Formação Barra Velha), são rochas carbonáticas estromatolíticas e laminitos de origem microbiais depositados em ambiente marinho raso (MOREIRA et al., 2007 e WINTER et al., 2007).

O interesse da geologia exploratória de hidrocarbonetos nas rochas estromatolíticas é o fato do carbonato microbiano ser formado a partir de cianobactérias no processo de construção dos estromatólitos, podendo ocorrer percolação de óleo nas suas porosidades. Existe uma intensa interação microbiana nos processos de sedimentação terrígena, evaporítica e carbonática. Uma vez que elevadas concentrações de hidrocarbonetos encontram-se nos depósitos sedimentares, os estudos relacionados ao sistema poroso de rochas carbonáticas são de grande relevância. A compreensão da porosidade e permeabilidade em estromatólitos recente tem extrema

importância, pois o êxito da exploração está fortemente ligado a um amplo conhecimento das rochas carbonáticas e seu arcabouço poroso.

Geologia da Bacia de Santos

A Bacia de Santos localiza-se na porção sudeste da margem continental brasileira. Ela compreende os litorais dos estados do Rio de Janeiro, São Paulo, Paraná e Santa Catarina, limitando-se, geologicamente, ao norte com a Bacia de Campos, pelo Alto de Cabo Frio, e ao sul, com a Bacia de Pelotas, pela Plataforma de Florianópolis (Pereira e Macedo, 1998). A oeste, a bacia é limitada pelo Cinturão de Serras Costeiras (Maciço da Carioca, Serra do Mar e Serra da Mantiqueira). O limite de ocorrência do pacote Pré-Aptiano é dado por uma falha normal sintética posicionada a cerca de 50 km do litoral e cujo traço é paralelo à linha de costa (Figura 1).

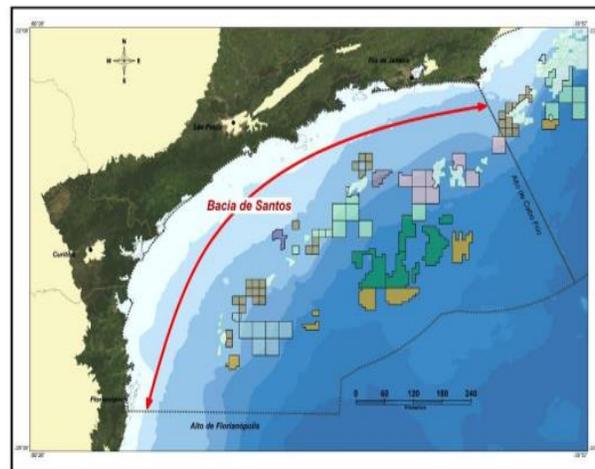


Figura 1 – Mapa da localização da bacia de Santos (Fonte: ANP/BDEP, fev.2010).

A Bacia de Santos é uma bacia do tipo margem passiva gerada por processos tectônicos relacionados com a fragmentação do Gondwana, iniciada no Mesozoico, e que resultaram na abertura do Atlântico Sul (Mio et al., 2003). Esses processos foram responsáveis pelas manifestações magmáticas e geração de estruturas rúpteis que influenciaram na compartimentação da bacia e na acumulação de sedimentos durante a fase rife (Almeida e Carneiro, 1989). A sua geometria é moldada pela interação dos esforços descensionais com descontinuidades do embasamento (Zalán et al. 2009).

Formação Guaratiba

O início a fase pós-rife é marcada pela sedimentação

da Formação Barra Velha do Grupo Guaratiba, durante o Eoaptiano, equivalente ao andar local Alagoas inferior. A base da Formação Barra Velha é separada do topo da Formação Itapema pela discordância Pré- Alagoas. A deposição desta sequência é marcada por um ambiente transicional, entre continental e marinho raso, do tipo lagunar, bastante estressante, com a deposição de calcários microbiais, estromatólitos e laminitos, nas porções proximais, e folhelhos, nas porções distais, além de grainstones e packstones formados por fragmentos dos estromatólitos e ostracodes. Estes carbonatos podem estar parcial ou totalmente dolomitizados. Basaltos com 117 Ma foram datados dentro da sequência da Formação Barra Velha (Moreira et al., 2007) (Figura 2).

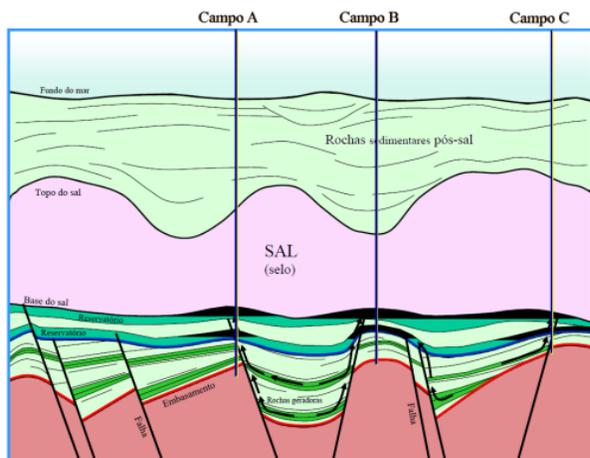
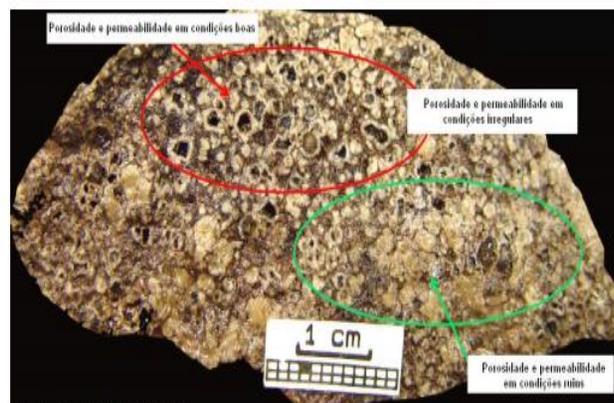


Figura 2– Desenho esquemático da configuração do sistema petrolífero Pré -sal (Fonte: Nepomuceno,2008).

Calcários microbiais (Estromatólitos)

Uma das definições mais aceitas atualmente caracteriza os estromatólitos como estruturas biossedimentares litificadas, produzidas pelo aprisionamento, retenção e/ou precipitação de sedimentos (carbonatos), resultantes do crescimento e da atividade metabólicas de microorganismos, principalmente cianofíceas (algas verdes-azuis) (WALTER, 1976)

Os estromatólitos e outros carbonatos são os reservatórios mais importantes do Pre-Sal. O processo de formação dos estromatólitos origina que a porosidade e permeabilidade dessas formações sejam bem diferentes do resto das formações carbonáticas. Esta característica criou a demanda para o entendimento da gênese e diagênese das rochas bioconstruídas (Figura 3).



Fonte: TOURINHO, 2008.

Figura 3 - Amostra de rocha reservatório do Pré-sal, campo de Tupi.

Campos de Iara e Tupi

O campo de Iara está localizado a 230 quilômetros do litoral da cidade do Rio de Janeiro. A profundidade total atingida pelo poço perfurador foi de 6.080 metros, com lâmina d'água de 2.230 metros – a distância entre a superfície e as rochas do fundo do mar; no caso da bacia de Santos, ainda é preciso superar a camada de sal. (Gazeta do povo) (Figura 4).



Figura 4- Foto da localização dos campos de Iara e Tupi.

O campo de Tupi está localizado a 250 quilômetros da costa do Rio de Janeiro. A partir dos primeiros estudos realizados no campo, ficou constatado que a reserva se concentra a uma profundidade de sete mil metros abaixo do nível do mar, estima-se que haja de 5 a 8 bilhões de barris de óleo e gás. Os o óleo contido em Tupi, assim como em Iara são óleos leves, com densidade entre 26° e 30° API, de qualidade superior em relação ao extraído na bacia de Campos. (Blog do petróleo).

Métodos

Os dados de Geofísica de Poço utilizados neste trabalho, referentes a bacia de Santos, são dois perfis em formato .las, um do campo de Iara e outro do campo de Tupi, integrados com informações a partir da descrição de testemunhos. Tais dados, analisados em conjunto, permitem uma melhor avaliação das propriedades da

formação reservatório.

O procedimento executado para obtenção do resultado final ao qual o trabalho se propõe resume-se nas seguintes etapas mostradas abaixo.

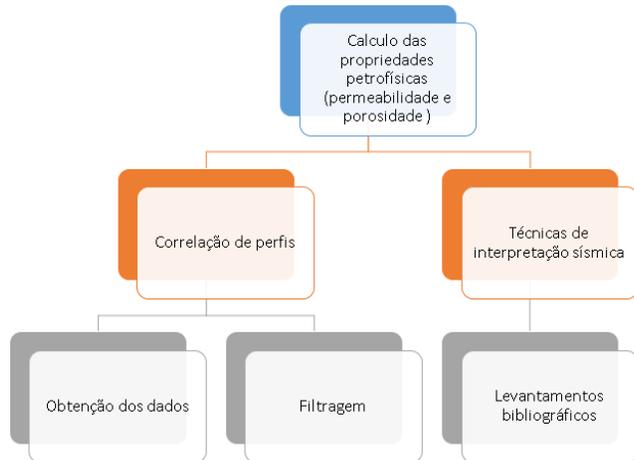


Figura 5 – Anagrama mostrando as etapas no trabalho

PERFIS GEOFÍSICOS DE POÇO

Segundo Thomas (2001), o perfil de um poço é uma imagem visual, em relação à profundidade, de uma ou mais características ou propriedades das rochas perfuradas. Tais perfis são obtidos através do deslocamento contínuo de um sensor de perfilagem (sonda ou ferramenta) dentro do poço. Existem vários tipos de perfis utilizados para as mais diversas aplicações, todos com o objetivo de avaliar melhor as formações geológicas quanto à ocorrência de uma jazida de hidrocarbonetos. Alguns dos principais tipos de perfis existentes são: Raios Gama (GR), Neutrônico (NPHI), Resistividade (ILD), Sônico (DT) e Densidade (RHOB). Para um melhor aproveitamento dos perfis geofísicos obtidos, é necessário que eles sejam utilizados em conjunto para caracterização da rocha (Figura 6) e que sejam controlados pelo perfil de Caliper.

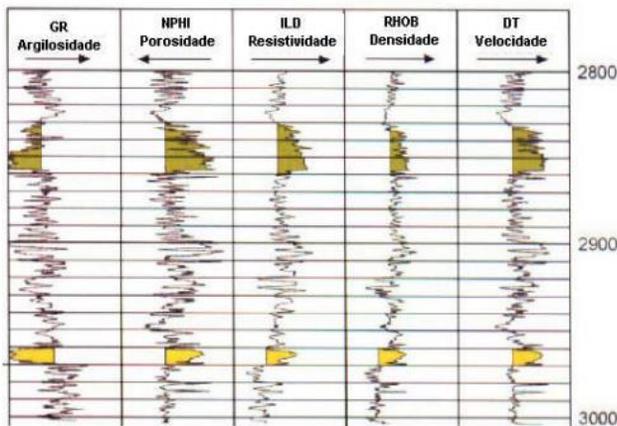


Figura 6 - Exemplo de perfil. Fonte: THOMAS (2001)

Perfil de Ressonância Magnética Nuclear

A Ressonância Magnética Nuclear (RMN) é um fenômeno físico utilizado para investigação de propriedades das moléculas da matéria pela irradiação sobre o núcleo atômico utilizando um campo magnético atuando sobre o meio a ser perfurado e com uso de ondas de rádio. É aplicada com frequência em imagens com intuito médico, ciências dos materiais, análises químicas, identificação de reservatórios de petróleo e controle dos processos industriais (MACHADO, 2010)(Figura 7).

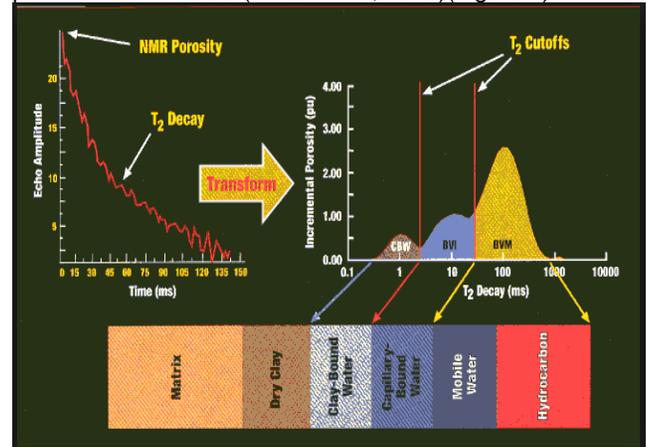


Figura 7 - Transformada da curva de tempo de decaimento processada para o domínio da porosidade, mostrando colapso da CBW (água presa por argilas), BVI (fluidos presos por capilaridade) e BVM (fluidos livres na formação). O ponto de corte T2 para a fronteira entre CBW e BVI é muitas vezes escolhido em 3 ms. Nos arenitos, a fronteira entre BVI e BVM é geralmente escolhido em 32 ou 33 ms, mas em carbonatos do ponto de corte pode ser muito mais elevada (80 a 120 ms) e varia de acordo com litologia. Os pontos de corte são determinados em amostras de rochas em laboratório.

Porosidade e distribuição de Tamanho de Poros

Para casos em que há somente um tipo de fluido nos poros, apenas uma das relações, no caso entre a superfície e o volume dos poros, é levada em consideração pelo efeito de relaxação superficial. Logo, o espectro de T2 é associado a distribuição de tamanho de poros da zona investigada pela ferramenta. Como apresentado no esquema da figura 7, poros menores tem relaxação mais rápida e como consequência valores de T2 são menores, enquanto poros com maior tamanho possuem relaxação lenta e valores de T2, como consequência, são maiores.

Para casos em que há somente um tipo de fluido nos poros, apenas uma das relações, no caso entre a superfície e o volume dos poros, é levada em consideração pelo efeito de relaxação superficial. Logo, o espectro de T2 é associado a distribuição de tamanho de poros da zona investigada pela ferramenta. Poros menores tem relaxação mais rápida e como consequência valores de T2 são menores, enquanto poros com maior tamanho possuem relaxação lenta e valores de T2, como consequência, são maiores.

Resultados

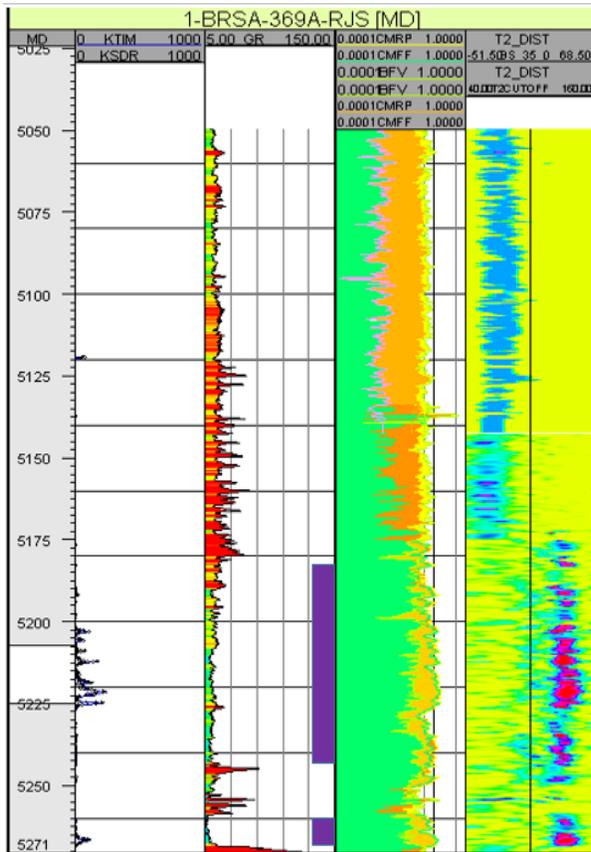


Figura 10 - Perfil de ressonância do campo de Tupi (5040 a 5280 metros).

Quanto maior a densidade de picos do espectro T2 na zona na zona a direita do t2 cultoff, a porcentagem de fluido livre tende a aumentar. A mesma ideia se aplica para água presa nas argilas e fluido preso por capilaridade, no lado esquerdo do perfil T2 cultoff. As porosidades são calculadas de acordo com o tamanho dos picos baseado nos valores adquiridos durante a calibração. Nestes intervalos, há grande aumento nos fluidos livre o que confirma o potencial de exploração comercial de hidrocarbonetos, uma vez que se pode haver óleo ou gás em uma determinada zona, porém se este fluido não for livre o suficiente para produção, a zona pode ser menos interessante à produção pelos gastos para fraturá-la, por exemplo, ou até mesmo impossível de se produzir

Utilizando tais parâmetros para a análise dos perfis das figuras 10 e 11 percebemos que no poço tupi, apresenta uma grande intensidade de picos a esquerda do espectro t2 cutoff até a profundidade de 5175 metros, sendo o mesmo padrão e observado no poço iara nas profundidades de 6000 a 6170 e de 6250 a 6676 metros, mostrando que nessas profundidades os carbonatos microbiológicos apresentam um grande volume de poros, preenchidos por fluidos, principalmente hidrocarbonetos, mais que apresentam um tamanho de poro reduzido, propriedade essa que interfere diretamente na permeabilidade da formação.

Agora já nas profundidades de 5175 a 5250 e 5260 a 5271 metros no poço de tupi e nas

profundidades de 6200 a 6250 metros no poço de iara, os perfis de ressonância apresentam grande volume de fluidos livres (indicado em roxo), sendo confirmados pelos perfis de permeabilidade, que indicam que essas áreas possuem um forte potencial de exploração.

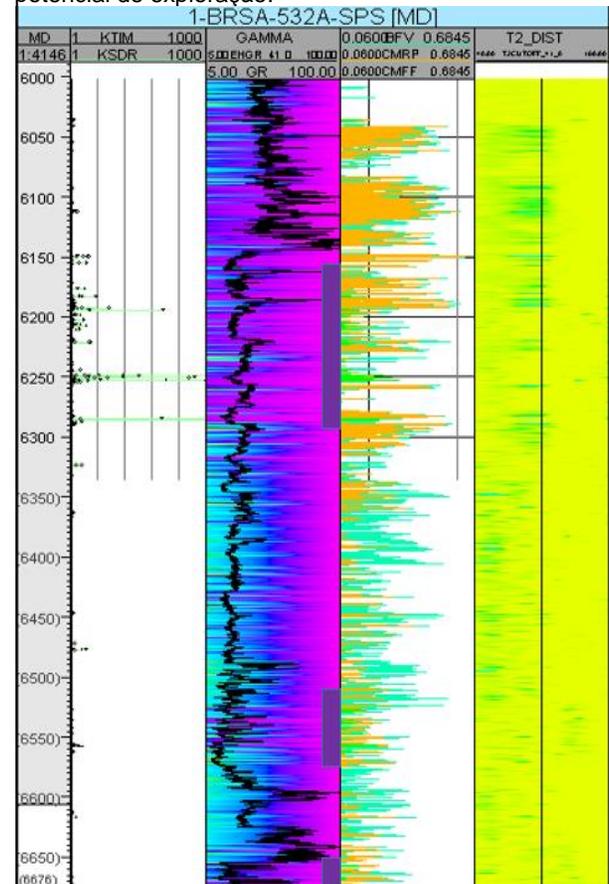


Figura 11 - Perfil de ressonância do campo de Iara (6000 a 6676 metros).

As análises dos perfis indicam que a formação calcária estromatólitos possui uma grande variação anisotrópica da porosidade, vertical e horizontalmente, apresentando uma tipologia heterogênea, tendo poros de tamanhos extremamente diversos de microporos, campo de iara, até macroporos, campo de tupi.

Conclusão

O estudo teve como objetivo a avaliação das unidades litofaciológicas carbonáticas do Pré-sal, avaliando a potencialidade dessa formação como rocha reservatório para acumulação de hidrocarbonetos. Enfatizando a importância da porosidade efetiva para a viabilidade desses reservatórios e das feições diagenéticas nestas litologias, pode-se dizer que as bioconstruções estromatólíticas da Unidade Guaratiba do campo de tupi apresentam os valores mais significativos em termos de porosidade efetiva em bioconstruções não intercaladas por outras feições diagenéticas, provavelmente devido à obliteração dos poros pelos processos diagenéticos, pois tais intercalações de mangas e dolomitas agiram como agentes

controladores de porosidade e permeabilidade dentro do campo. Já as bioconstruções do campo de Iara, apresentaram valores insignificantes de permeabilidade e porosidade efetiva, mais apresentam boa distribuição de poros preenchidos com hidrocarbonetos. Já a formação basáltica do campo, formados principalmente por cinzas vulcânicas, apresentam melhores valores de porosidade e permeabilidade apesar de serem considerados um empecilho para a acumulação de hidrocarbonetos. Apesar da baixa porosidade efetiva e permeabilidade da maioria destas litofácies carbonáticas e basálticas, tais formações apresentam grandes reservas consideradas comerciais que podem chegar a 12 bilhões de barris.

Tabela 1 - Propriedades petrofísicas dos campos

Propriedades dos campos			
	Rochas (Propriedades)	Φ (%)	K (mD)
Campo de Tupi	Intercalações	15	0,85
	Zonas limpas	2	23
Campo de Iara	Basaltos	17,9	69
	Intercalações	15,6	2,6

E conclui-se que o a ferramenta de RMN é de grande importância na avaliação petrofísicas das rochas sedimentares, por não só apresentar valores confiáveis de porosidade, mas também por diferenciá-las entre total e efetiva. Outra vantagem é a identificação da quantidade de água presas nas argilas e de quantidade, em porcentagem, de fluido livre a não livre o que é de suma importância na tomada de decisões.

Referencias

ALMEIDA, F.F.M. e CARNEIRO, C.D.R. (1989) - Magmatic occurrences of post-permian age of the South American Platform. Boletim do IG-USP - Série Científica, 20, 71-85.

Campo de Tupi: a descoberta que mudou o Brasil. Disponível em: < <http://blogdopetroleo.com.br/campo-de-tupi-descoberta-que-mudou-o-brasil/> >. Acesso em: 12 nov. 2016.

Campo de Iara, vizinho a Tupi, tem até 4 bilhões de barris de óleo. Disponível em: < <http://www.gazetadopovo.com.br/economia/campo-de-iara-vizinho-a-tupi-tem-ate-4-bilhoes-de-barris-de-oleo-b67jjsqn9wyczzfksoumite6//> >. Acesso em: 12 nov. 2016.

MACHADO, V.F. (2010) Inteligência computacional na estimativa da permeabilidade de reservatórios de petróleo a partir de perfis de ressonância magnética nuclear, Rio de Janeiro, 2010. 60p. Dissertação (Programa de Pós-graduação em Engenharia Civil) - COPPE, Universidade Federal do Rio de Janeiro.

MIO, E., CHANG, H.K. e CORREA, F.S. (2005) – Integração de métodos geofísicos na modelagem crustal da Bacia de Santos. Revista Brasileira de Geofísica, 23(3): 275-284.

PEREIRA, M. J. E MACEDO, J. M. (1990) - A Bacia de Santos: perspectivas de uma nova província petrolífera na plataforma continental sudeste brasileira. Boletim Geociências da Petrobrás, 4: 3-11.

TOURINHO, R. N. (2008) O Pré-Sal: perspectivas & desafios. Reunião Conselho Superior Temático de Infra-estrutura. COINFRA. Apresentação não

publicada. Rio de Janeiro, 2008.

THOMAS, J.E(2001). Fundamentos de Engenharia de Petróleo. Rio de Janeiro. Editora Interciência. 2001. p.271.

ZALÁN, P. V.; WOLIF, S.; ASTOLFI, M. A. M.; VIEIRA, S.; CONCEIÇÃO, J. C. J.; APPI, V. T.; NETO, E. V. S.; CERQUEIRA, J. R.; A., M. (1990) - The Paraná basin, Brazil. In: Leighton, M. W.; Kolata, D. R.; Oltz, D. F.; Eidel, J. J. (ed.) Interior cratonic basins. AAPG (Memoir 51), 681-708.