



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 E MODELO DEPOSICIONAL DO ARENITO NAMORADO, BACIA DE CAMPOS, RJ

Eduardo G. Barboza¹, Luiz J. Tomazelli², Ricardo N. Ayup-Zouain³, Maria Luiza C. C. Rosa⁴

¹ Bolsista ANP-PRH-12/PPGeo/IG/UFRGS, Av. Bento Gonçalves, 9500 – Prédio 43125 sala 209 – Agronomia, CEP: 91.540-000 - Porto Alegre, RS, eduardo.barboza@ufrgs.br

² PPGeo/IG/UFRGS, Av. Bento Gonçalves, 9500 – Prédio 43125 sala 209 – Agronomia, CEP: 91.540-000 - Porto Alegre, RS, luiz.tomazelli@ufrgs.br

³ PPGeo/IG/UFRGS, Av. Bento Gonçalves, 9500 – Prédio 43125 sala 209 – Agronomia, CEP: 91.540-000 - Porto Alegre, RS, ricardo.ayup@ufrgs.br

⁴ Bolsista Iniciação Científica, Av. Bento Gonçalves, 9500 – Prédio 43125 sala 209 – Agronomia, CEP: 91.540-000 - Porto Alegre, RS, mluiza7@hotmail.com

Resumo – Os corpos arenosos turbidíticos (Arenito Namorado) que constituem os principais reservatórios de hidrocarbonetos do Campo de Namorado (Bacia de Campos, Rio de Janeiro) são enfocados neste trabalho. Com base em dados preexistentes, publicados por vários autores, e de uma nova interpretação, efetuada sobre dados sísmicos 3D e de poços, foi possível elaborar uma análise faciológica e um modelo deposicional para estes reservatórios. O arcabouço faciológico e o modelo deposicional construídos permitem relacionar a ocorrência dos corpos turbidíticos a etapas de estabilizações do nível relativo do mar, contribuindo para um melhor entendimento dos processos e variáveis que atuaram na área durante o Albiano/Turoniano e que condicionaram e modelaram os depósitos de interesse econômico.

Palavras-Chave: análise faciológica; turbiditos; sensoriamento remoto; reservatório.

Abstract – The turbidities sand bodies (Namorado Sandstone) forming the main hydrocarbon reservoirs of the Namorado field (Campos Basin, Rio de Janeiro) are focused in this work. Based on pre-existent data published by many authors, and on a new interpretation of both 3D seismic data and exploratory drill-holes, it was possible to perform a facies analysis and to interpret a depositional model for these reservoirs. The obtained facies architecture and depositional model allows to establish a relation between the occurrence of turbidities bodies and stages of sea-level stillstands, contributing to a better knowledge of processes and variables that acted in the study area during the Albian/Turonian, and that have controlled the formation of the economical valuable sand deposits.

Keywords: facies analysis; turbidities; remote sensing; reservoir.

1. Introdução

O presente estudo apresenta a análise faciológica em uma área de acumulação de hidrocarbonetos localizada junto ao intervalo superior de uma espessa seção carbonática Albo-Turoniana, definida por Schaller (1973) de Formação Macaé. Essa Formação é representada pela deposição de espessa coluna carbonática iniciada logo após a fase evaporítica, que marca o início da ocupação marinha na bacia, apresentando no Albiano Superior uma seção que representa o clímax da transgressão marinha. O topo desse intervalo é representado por uma desconformidade (discordância Tipo I, Barboza *et al.*, 2004), indicativa de uma variação no nível de base da bacia, sobre a qual estão depositados os turbiditos da seqüência basal do Campo de Namorado. Essa variação do nível de base pode ser correlacionada com a proposta elaborada por Vail *et al.* (1977) e posteriormente atualizada por Haq *et al.* (1987) para o Albiano Superior.

Análises de seções sísmicas em conjunto com estudos sedimentológicos indicam que sobre essa desconformidade encontram-se depósitos turbidíticos, os quais representam reservatórios de hidrocarbonetos (Johann, 1997 e Souza Jr., 1997). Esses reservatórios foram chamados, informalmente, de Arenito Namorado e foram interpretados como tendo sido formados pela coalescência de canais e lobos depositados sobre uma superfície deposicional irregular. A área onde se encontra o campo de óleo comportava-se como um baixo onde os turbiditos foram trapeados. Como resultado da atividade estrutural relacionada ao movimento de sal no Cretáceo Superior, ocorreu uma inversão de relevo. Segundo Bacoccoli *et al.* (1980) o reservatório é um domo alongado, parcialmente falhado pelo alto estrutural. Trabalhos anteriores (Menezes, 1987; Guardado *et al.*, 1990), também indicam um forte controle tectônico associado ao movimento de sal na sedimentação, conferindo ao campo uma estratigrafia complexa.

Com a intenção de melhor compreender a formação desse reservatório, utilizamos nesse estudo a análise descritiva de fácies (consistindo no agrupamento de fácies segundo suas semelhanças físicas), como também entender a gênese dos processos sedimentares atuantes na deposição de cada estrato ou camada (fácies genética).

O termo fácies aqui utilizado é preterido ao termo litofácies por apresentar um sentido mais genérico, abrangente, englobando todas as suas variantes, tais como: litofácies, biofácies, icnofácies, etc. Dessa forma, foi possível obter subsídios para a elaboração de um modelo geológico pertinente para a área de estudo.

1.1. Localização

A área do Campo de Namorado na Bacia de Campos (Fig. 1) situa-se a 80 km da costa, entre as cotas batimétricas de 140 a 250 m. É formado pelas areias turbidíticas (Arenito Namorado) de idade Albiano Superior a Cenomaniano Médio/Superior. Essa unidade compõe a porção superior da Formação Macaé, a profundidade de intervalo do reservatório está entre 2.900 e 3.400 m de profundidade abaixo do fundo oceânico. O Campo de Namorado foi descoberto em 1975, com a perfuração do poço 1-RJS-19 em lâmina d'água de 166 m. A sua locação foi baseada em interpretação sísmica de um alto estrutural presente no topo da Formação Macaé (carbonatos de idade Albiana). Esse poço apresenta algumas particularidades pioneiras na exploração de óleo na Bacia de Campos. Foi o primeiro a encontrar óleo em arenitos turbidíticos (o prospecto era em carbonatos), constituindo-se no primeiro campo gigante das bacias sedimentares brasileiras. O óleo foi encontrado entre as profundidades de 2.980 e 3.080 m.

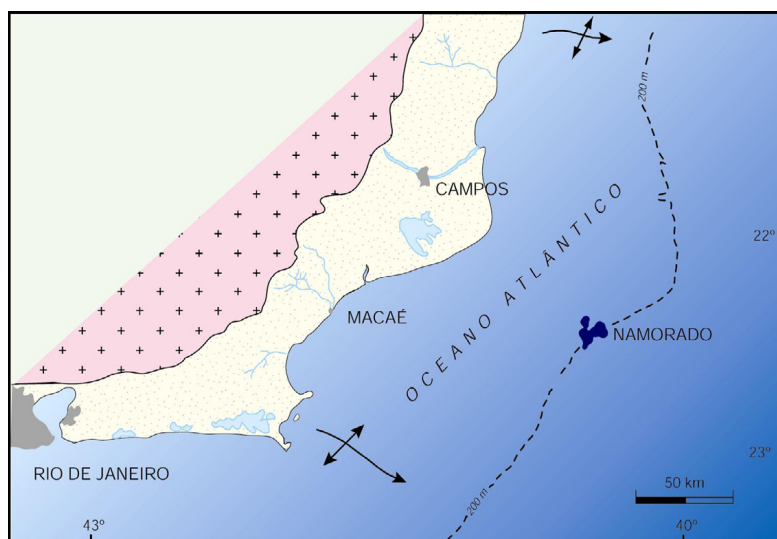


Figura 1. Mapa de localização da área de estudo, as setas representam os limites norte e sul da Bacia de Campos (modificado de Bacoccoli *et al.*, 1980).

2. Fácies Sedimentares

A definição de cada fácies sedimentar em um ambiente sedimentar, permite através da sucessão temporal a elaboração de um modelo deposicional, o qual consiste em restituir a paisagem no momento da deposição, apresentando com detalhes, as variações climáticas, hidrodinâmicas e biológicas. Segundo Brown & Fischer (1977) essa interação no espaço formado pela associação de fácies acumuladas pelos diversos processos deposicionais que se desenvolvem em um mesmo ambiente de sedimentação corresponde a um sistema deposicional, o qual seria a expressão sedimentológica das seqüências deposicionais da estratigrafia de seqüências.

Conforme Borghi, (2000), as associações de fácies, retratam o registro deposicional de uma história coerente de processos sedimentares e geomorfológicos operantes na evolução de componentes de um cenário paleogeográfico (estáticos ou dinâmicos na sedimentação).

Assim, este estudo estabelece o princípio operacional de fácies em termos de arquitetura deposicional, em qualquer escala de análise, ao assumir o modelo proposto por Borghi (1997), o qual postulou que “fácies contidas entre superfícies de acamamento de mesma ordem hierárquica em uma mesma sucessão estratigráfica, sem a intervenção de superfícies de magnitude maior, guardam entre si uma relação genética e podem ser estabelecidas em associação”.

O processo de análise de fácies sedimentares utilizado neste trabalho foi o mesmo empregado por Souza Jr. (1997) o qual foi elaborado por Homewood *et al.* (1992) sendo composto de cinco etapas: (1) observação das fácies sedimentares; (2) dedução dos processos de deposição; (3) identificação das associações de fácies; (4) determinação dos ambientes de sedimentação; (5) construção do modelo sedimentológico.

A análise faciológica dos testemunhos permitiu interpretar um ambiente deposicional com características paleobatimétricas entre nerítico médio e batial superior. As associações de fácies, com os respectivos ambientes associados, estão apresentadas na Tabela 1.

Tabela 1. Relação das fácies e seus correspondentes ambientes deposicionais interpretados (Barboza, 2005).

Fácies	Ambiente Depositional
L1 - Conglomerados e Arenitos Conglomeráticos. Equivale aos depósitos F3 de Mutti (1992).	São depósitos do tipo <i>lag</i> declive a baixo (alta velocidade) preenchendo depressões ou calhas criadas por tectônica ou halocinese e posicionadas em batimetria de plataforma externa ou talude superior. Fácies formadas por variações no gradiente hidráulico ou destruição das bordas das calhas.
L2 – Arenitos Maciços e Estratificados. Equivale às fácies, F4 (porção com carpetes), F5 (porção gradada, maciça ou fluidizada) e F7/F8, de Mutti (1992).	Sucedem a deposição de fácies conglomeráticas ao longo de calhas ou depressões. Esta fácies pode representar porções proximais dos lobos, um pouco confinadas devido a íntima associação com as Fácies L2 (laminações e truncamentos) e L5. Observando fácies semelhantes, Mutti & Normark (1991), sugerem que a deposição se daria após significativas transformações de fluxo, na passagem para regiões não confinadas e de gradiente relativamente mais suaves.
L3 – Turbiditos de Bouma em camadas espessas. Equivale à fácies F9a de Mutti (1992).	Esta fácies pode registrar porções preferencialmente marginais quando associada com depósitos de preenchimento de calhas. Por outro lado, quando associada com seqüências de lobos progracionais pode refletir porções mais distais destes.
L4 – Turbiditos de Bouma em camadas finas. Equivalem a seqüências do tipo Bouma (T _{bde}) com base truncada.	Os depósitos de turbidez desta fácies são extremamente diluídos, mas apresentam retrabalhamento por correntes de fundo ou ondas. De acordo com Strohchoen Jr. (1996), a paleobatimetria oscila entre nerítico externo a batial superior, registrada nas fácies lamosas associadas, a qual condiz com a atuação de ondas. O predomínio de <i>calcisferas</i> permite posicionar estes depósitos nas porções externas da plataforma (nerítico externo). O retrabalhamento por correntes de energia relativamente mais fracas pode ter se dado em posição intermediária de distributários de “lobos”, em ambiente batial superior. São sedimentos que foram transportados por correntes trativas de fundo ao longo de calhas ou depressões e, possivelmente, em fase com a maré, como identificado em outras bacias por Bouma & Hollister (1973), Zhenzhong & Eriksson. (1991) e Shanmugam <i>et al.</i> (1993). As microestratificações de baixo ângulo, identificadas nesta fácies, podem estar associadas à atuação de ondas ao longo das calhas ou nas porções de maior relevo. É possível que a ação de ondas tenha seus efeitos amplificados durante períodos de rápidas quedas relativas do nível do mar (Shepard <i>et al.</i> , 1979; Karl <i>et al.</i> , 1986).

Fácies	Ambiente Depositional
L5 - Conglomerados Suportados pela Matriz. Equivalen aos depósitos do tipo F1 de Mutti (1992).	Esta fácies reflete o colapso da borda da plataforma carbonática e o início da incursão dos sedimentos bacia a dentro. A ocorrência de clastos de carbonatos lamosos (com glauconita) e de calcarenito de água rasa pode representar, juntamente com os <i>slumps</i> reconhecidos, um processo de autofagia da plataforma, afetando inicialmente fácies de borda, e culminando com a exumação e erosão dos bancos rasos relativamente mais proximais. Configuram-se como depósitos de avalanche talude abaixo, com confinamento ao longo do percurso. Possivelmente, estes sedimentos registram eventos que foram responsáveis pelo transporte bacia a dentro de grandes volumes de sedimentos provenientes da plataforma em períodos de tempo relativamente curtos. A íntima associação de delgados corpos de <i>debris</i> com fácies arenosas de granulometria mais fina pode representar processos localizados e relacionados à destruição da borda de zonas confinadas. A íntima associação com a Fácies L6 sugere uma origem comum para estes eventos, tectônica ou sobrecarga sedimentar acompanhadas de variação eustática.
L6 – Escorregamentos. É constituída por camadas não rítmicas, centimétricas a decimétricas de calcilito, margas e folhelhos.	Corresponde a fase de instabilidade deposicional, possivelmente relacionada a movimentos tectono-eustáticos. Estes depósitos registram o início da geração de espaço de acomodação necessária para a incursão dos fluxos gravitacionais. Este tipo de depósito também é encontrado como pacotes de até 20 m de espessura sobrepostos a corpos de arenito.
L7 – Lamitos. Fácies contendo um agrupamento de siltitos, margas e folhelhos bioturbados. Essa fácies possui laminações e <i>ripples</i>. A sucessão vertical de fácies é granodecrescente.	Constituem sedimentos retrabalhados por correntes de energia relativamente fraca, o que pode ser observado pela preservação da bioturbação. Possivelmente, esse retrabalhamento ocorreu em inter-calhas ou entre distributários de lobos, em ambiente batial superior. Essas rochas são interpretadas como o registro de períodos de inundação durante subidas relativas do nível do mar. Essas subidas podem ser acompanhadas de mudanças nas características das massas d'água, o que pode explicar a variação da biota, Strohschoen Jr. (1996) cujo estudo inclui esta fácies em diferentes biozonas e indicam significativas variações batimétricas.

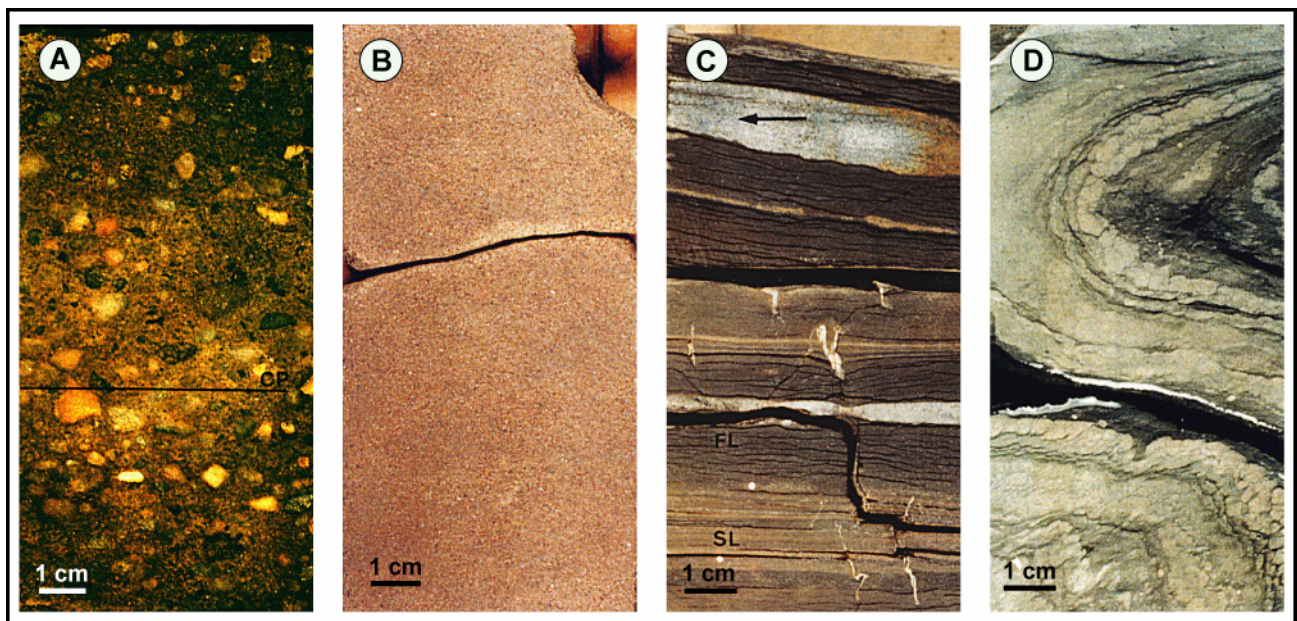


Figura 2. Fotos de algumas fácies sedimentares identificadas em testemunhos de poços junto ao Campo de Namorado.
A) Fácies Conglomerados e Arenitos Conglomeráticos – L1; B) Fácies Arenitos Maciços e Estratificados – L2; C) Fácies Turbiditos de Bouma em camadas finas – L4 e D) Fácies de Escorregamentos – L6.

3. Modelo Depositional

O modelo deposicional aqui proposto, está baseado na interpretação sismoestratigráfica tridimensional, na análise faciológica apresentadas por Barboza (2005), e resumidas no item anterior. O autor define quatro sistemas turbidíticos, baseado na resolução sísmica, que representam as unidades de reservatórios que compõem o Campo de Namorado. Essas seqüências evoluem, em termos de geometria deposicional, de um sistema de canal confinado para um sistema de lobos espalhados, caracterizando um progressivo preenchimento da calha deposicional e uma retrogradação dos sistemas deposicionais. Esses correspondem a seqüências de 4ª Ordem, relativas, em termos de estratigrafia de seqüências, a “parasseqüências”, conforme Van Wagoner *et al.* (1990), as quais estão inseridas em dois ciclos de 3ª Ordem.

Sintetizando, trata-se de um empilhamento de leques turbidíticos que vão desde depósitos de arquitetura deposicional de canais (base da seção do Campo de Namorado), a depósitos que tendem a geometria de lobos, no topo da unidade genética. A organização vertical dos depósitos indica um aumento progressivo da lâmina d'água e uma retrogradação progressiva dos depósitos turbidíticos ao longo do tempo. Essa retrogradação vai ao encontro do contexto de afogamento (2ª Ordem) da Bacia de Campos (Rangel *et al.*, 1994).

Partindo das descrições sedimentológicas das litofácies, nas associações de fácies que constituem os elementos arquiteturais. Nas análises bioestratigráficas de foraminíferos e dados de paleoecologia dos testemunhos do Arenito Namorado (Faria *et al.*, 2001), no Campo de Namorado, e complementando o estudo com as visualizações tridimensionais (Barboza, 2005) através do VoxelGeo®, foi elaborado um modelo estratigráfico para esse reservatório, representado por quatro seqüências deposicionais (Fig. 3).

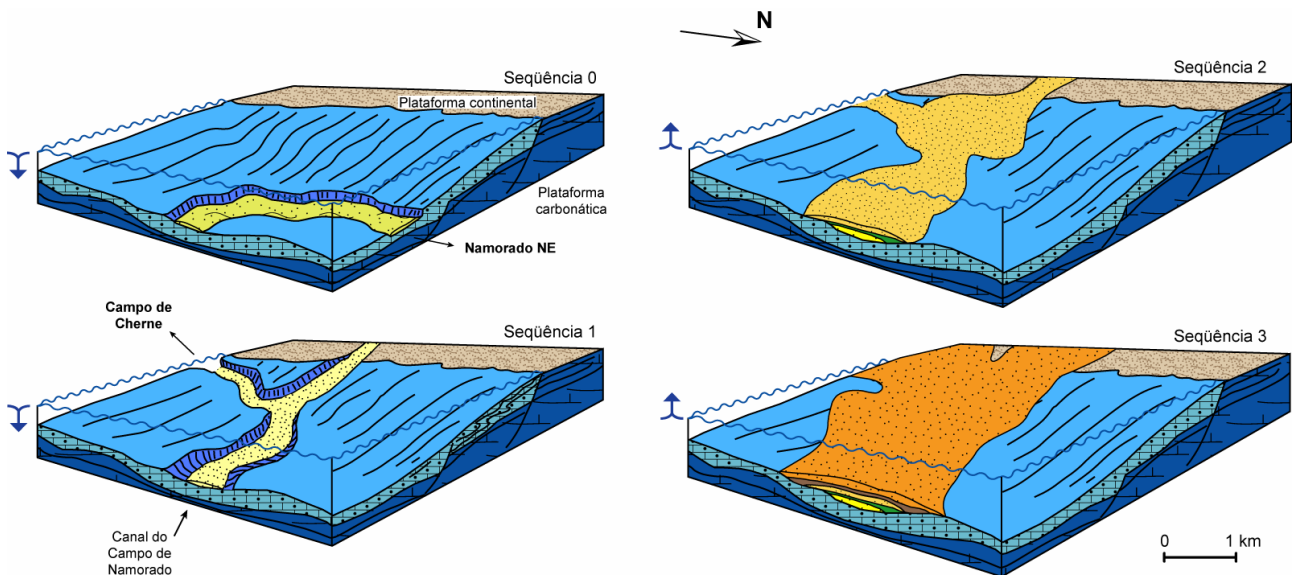


Figura 3. Modelo esquemático propondo a evolução paleogeográfica para a área do Campo de Namorado. Observa-se o aumento da paleobatimetria, evidenciado pela retrogradação de fácies (modificado de Barboza, 2005).

4. Conclusões

As principais fácies sedimentares identificadas foram: L1 - Conglomerados e Arenitos Conglomeráticos, L2 - Arenitos Maciços e Estratificados, L3 - Turbiditos de Bouma em camadas espessas, L4 - Turbiditos de Bouma em camadas finas, L5 - Conglomerados Suportados pela Matriz, L6 - Escorregamentos e L7 - Lamitos. A análise faciológica dos testemunhos permitiu interpretar um ambiente deposicional com características paleobatimétricas entre nerítico médio e batial superior.

O modelo deposicional propõe um empilhamento de leques turbidíticos, onde esses depósitos preencheram uma depressão estreita e alongada. A deposição apresenta na base uma arquitetura de preenchimento do tipo canalizada e tende a geometria lobada para o topo do intervalo, essa evolução é pontuada por ciclos regressivos e apresenta em termos de evolução uma tendência transgressiva.

Tomando-se dos elementos provenientes deste estudo, pode-se atingir uma melhor compreensão da evolução deste reservatório, especialmente na parte referente às unidades de caráter econômico importante, representadas pelos depósitos turbidíticos e cujas ocorrências estão relacionadas com etapas de rebaixamento relativo do nível do mar.

5. Agradecimentos

Agradecemos ao apoio financeiro recebido da Agência Nacional do Petróleo – ANP através do PRH-12, à Petrobras, em nome do Dr. Paulo Johann, pelas discussões a respeito do modelo estratigráfico, e à Paradigm Geophysical pelo suporte, através do convênio, de softwares na área de interpretação sísmica.

6. Referências

- BACOCOLI, G., MORAIES, R.G., CAMPOS, O.A.J. The Namorado Oil Field: A Major Oil Discovery in the Campos Basin, Brazil. In: Giant Oil and Gas Fields of the Decade: 1968-1978, *AAPG Memoir 30*. Tulsa: American Association of Petroleum Geologists, p. 329-338, 1980.
- BARBOZA, E.G. *Análise Estratigráfica do Campo de Namorado (Bacia de Campos) com base na Interpretação Sísmica Tridimensional*. Tese de Doutorado, Curso de Pós-graduação em Geociências, UFRGS, 230 p. 2005.
- BARBOZA, E.G., TOMAZELLI, L.J., AYUP-ZOUAIN, R.N., VIANA, A.R. Paleomorfologia do Intervalo Superior da Formação Macaé, Campo de Namorado, Bacia de Campos. In: RIO OIL & GAS EXPO AND CONFERENCE 2004, Rio de Janeiro - RJ. *Abstract Booklet*. Rio de Janeiro-RJ: IPB, v. 1, p. 109. 2004.
- BROWN, L.F., FISCHER, W.L. Seismic-stratigraphic interpretation of depositional systems: examples from brazilian rift and pull-apart basins. In: C.E. Payton (ed.). *Seismic Stratigraphy - Applications to Hydrocarbon Exploration. AAPG Memoir 26*, p.213-248, 1977.
- BORGHI, L. Postulado de Relação de Fácies. Resumo. *Anais da Academia Brasileira de Ciências*, Rio de Janeiro, 69, p. 435. 1997.
- BORGHI, L. Visão Geral da Análise de Fácies Sedimentares do Ponto de Vista da Arquitetura Depositional. *Boletim do Museu Nacional*, N.S., Geol., Rio de Janeiro, n°. 53, p. 1-26. 2000.
- BOUMA, A.H., HOLLISTER C.O. Deep-ocean Basin Sedimentation. In: Middleton, G.V. & Bouma, A.H. (eds.). *Turbidites and Deep-water Sedimentation*. SEPM Pacific Section Short Course, p. 79-118. 1973.
- FARIA, R.T. SANTOS, M.S., PARAIZO, P.L.B. *Estudo Completo de Caracterização Geológica e Simulação de Fluxo para o Campo de Namorado*. Relatório Final do Projeto 60.02.24 Petrobras/CENPES/ PDEP/TR, Rio de Janeiro, 81 p. 2001.
- GUARDADO, L.R., GAMBOA, L.A.P., LUCCHESI, C.T. Petroleum geology of the Campos basin, Brazil, a model for a producing Atlantic type basin. *AAPG Memoir 48*. Tulsa, American Association of Petroleum Geologists, p. 3-79, 1990.
- HAQ, B.U., HARDENBOL, J., VAIL, P.R. Chronology of Fluctuating Sea Level Since the Triassic. *Science* 235. p. 1156-1166, 1987.
- HOMEWOOD, P., GUILLOCHEAU, F., ESCHARD, R., CROSS, T.A. Correlations de haute resolution et stratigraphie genetique: une démarche intégrée. Elf Aquitaine production. BCRDP 16, p.357-381, 1992.
- JOHANN, P.R.S. 1997. *Inversion sismostratigraphique et simulations stochastiques en 3D: réservoir turbiditique, offshore du Brésil*. Ph.D. Thèse Université Pierre et Marie Curie, 352 p.
- KARL, H.O., CACCHIONE, O.A., CARLSON, P.R. Internal Wave Currents as a Mechanism to Account for Large Sand Waves in Navarinsky Canyon Head, Bering Sea. *Journal of Sedimentary Petrology*, v. 56, p. 706-714. 1986.
- MENEZES, S.X. Aspectos Estruturais do Campo de Namorado, Bacia de Campos. In: TECTOS-I, 1º Seminário de Tectônica da Petrobras. p. 531-548, Rio de Janeiro, 1987.
- MUTTI, E. *Turbidite Sandstones*. Agip, Milano, 275 p. 1992.
- MUTTI, E., NORMARK, W.R. An Integrated Approach to the Study of Turbidite Systems. In: Weimer, P. & Link, M. H. (eds.). *Seismic Facies and Sedimentary Processes of Submarine Fans and Turbidite Systems*. New York, Springer-Verlag, p. 75-106. 1991.
- RANGEL, H.D., MARTINS, F.A.L., ESTEVES, F.R., FEIJÓ, F.J. Bacia de Campos. *Boletim de Geociências da Petrobras*, v.8 (1), p. 203-217, 1994.
- SCHALLER, H. Estratigrafia da Bacia de Campos. In: Congresso Brasileiro de Petróleo 2. Rio de Janeiro, 1982. *Anais...* Rio de Janeiro, IBP, trabalho n° 18. 1982.
- SHANMUGAN, G., SPALDING, T.D., ROFHEART, O.H. Bottom Currents Reworked Sands. *American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, 77 (7), p. 1241-1259. 1993.
- SHEPARD, F.P., MARSHAL, N.F., MCLOUGHLIN, P.A., SULLIVAN, G.G. *Currents in Submarine Canyons, and other Seavalley*. AAPG Studies in Geology 8, 173 p. 1979.
- SOUZA Jr., O.G. *Stratigraphie séquentielle et modélisation probabiliste des reservoirs d'un cône Sous-marin profond (Champ de Namorado, Brésil)*. *Integration des données géologiques et géophysiques*. Ph.D. Thèse, Université Pierre et Marie Curie, 215p., 1997.
- STROHSCHOEN Jr., O. *Resultados de Investigações Biocronoestratigráficas e Paleoecológicas - Método de Foraminíferos - Poços 7-NA-7-RJS, 7-NA-12-RJS, 7-NA-11A-RJS*. E&P- BC - GEXP/GELAB, comunicações técnicas na 107/96, 108/96, 109/96. 1996.
- VAIL, P.R., MITCHUM, R.M., THOMPSON III, S. Seismic Stratigraphy and Global Changes of Sea Level. In: AAPG Seismic Stratigraphy Applications to Hydrocarbon Exploration. *AAPG Memoir 26*, p. 83-98, 1977.
- Van WAGONER, J.C., MITCHUM Jr., R.M., CAMPION, K.M., RAHMANIAN, V.D. Siliciclastic Sequence Stratigraphy in Well-logs, Cores, and Outcrops: Concepts for High-Resolution Correlation of Time and Facies. *American Association of Petroleum Geologists Methods in Exploration Series* n°.7, 55 p. 1990.
- ZHENZHONG, G. & ERIKSSON, K.A. Internal Tide Deposits in an Ordovician Submarine Channel: Previously Unrecognized Facies? *Geology*, 19(7) p. 734-737. 1991.