



**PRÉ-SAL:  
GEOLOGIA  
E EXPLORAÇÃO**

*Claudio Riccomini  
Lucy Gomes Sant'Anna  
Colombo Celso Gaeta Tassinari*

## RESUMO

O pré-sal é a maior descoberta petrolífera mundial dos últimos cinquenta anos. O petróleo do pré-sal está alojado em reservatórios situados abaixo de extensa e espessa camada de sal que ocorre na região costa-afora do Espírito Santo até Santa Catarina, em águas profundas e ultraprofundas, localizados sob 3 a 4 km de rochas abaixo do fundo marinho. As investigações já realizadas em algumas áreas do pré-sal revelaram prováveis campos gigantes e supergigantes com volumes recuperáveis de até 16 bilhões de barris de óleo equivalente – boe (somatório de petróleo e gás natural), e potencial de ocorrência de 70 a 100 bilhões de barris de óleo equivalente, o que colocaria o Brasil entre os principais países produtores. Este artigo aborda as condições geológicas e o cenário do passado no qual foram formadas as reservas do pré-sal, as características do sistema petrolífero, reservas projetadas, exploração e produção.

**Palavras-chave:** pré-sal, petróleo e gás natural, geologia.

## ABSTRACT

*Pre-salt is the world's greatest oil-related finding of the past 50 years. Pre-salt oil lies in reserves located below large and thick salt layers found offshore Brazil, along the coast from the states of Espírito Santo to Santa Catarina, in deep and ultra-deep waters, and situated below 3-to-4-km-thick rock layers, under the seabed. The investigations carried out so far in some pre-salt areas have shown that giant and super-giant fields are likely to exist. Such fields could place Brazil among the leading oil producers as they are thought to hold up to 16 billion barrels of recoverable oil equivalent – boe (sum of oil and natural gas), and are likely to yield from 70 to 100 billion barrels of oil equivalent. This article deals with the geological conditions and the past scenario in which pre-salt reserves were formed, the characteristics of the oil system, estimated reserves, exploration and production.*

**Keywords:** *pre-salt, oil and natural gas, geology.*

**N**o final de 2007 foi anunciada a descoberta de ocorrências de hidrocarbonetos em águas ultra profundas da Bacia de Santos, no denominado pré-sal. Essas descobertas podem colocar o Brasil na lista dos principais países produtores de petróleo e gás do mundo.

A qualidade do petróleo encontrado, caracterizado como leve, diminuirá a dependência do país e permitirá redução substancial nas importações desse produto, pois o nacional é caracteristicamente mais pesado. Embora exija desenvolvimento tecnológico, as perspectivas exploratórias do pré-sal são as mais favoráveis, já que a Petrobras reúne longa tradição e exitosa atuação na exploração de hidrocarbonetos em águas profundas e ultraprofundas.

Este artigo procura apresentar as principais características das reservas do pré-sal, incluindo as condições geológicas e o cenário do passado no qual elas foram formadas, as características do sistema petrolífero, as reservas projetadas, a exploração e a produção.

## HIDROCARBONETOS E SISTEMAS PETROLÍFEROS

Petróleo e gás natural são hidrocarbonetos. Do ponto de vista químico, hidrocarbonetos são compostos orgânicos que contêm na sua estrutura unicamente o hidrogênio (H) e o carbono (C). O hidrocarboneto de estrutura mais simples é o metano,  $CH_4$ , mas outros podem apresentar moléculas mais complexas em forma de cadeias, anéis ou outras estruturas. Na indústria do petróleo, o termo “hidrocarboneto” refere-se a esses compostos de ocorrência natural. Os hidrocarbonetos de ocorrência natural no estado líquido e gasoso recebem as designações gerais de petróleo e gás natural, respectivamente. O petróleo é uma mistura complexa de hidrocarbonetos que varia de acordo com sua procedência, predominando parafinas normais, cíclicas e ramificadas, resinas, asfaltenos e aromáticos.

Um sistema petrolífero (Magoon & Dow, 1994) engloba uma porção de rocha geradora ativa e todas as acumulações de petróleo e gás geneticamente relacionadas (Magoon & Beaumont, 1999). Os elementos essenciais do sistema petrolífero são as rochas geradoras, reservatórios e selantes, bem como o soterramento pelas rochas superimpostas. As geradoras são rochas ricas em matéria orgânica capazes de expelir petróleo quando submetidas ao calor (60 a 150°C). As rochas reservatórios apresentam poros com diferentes graus de interligação que permitem a circulação e o armazenamento de petróleo e gás. Esses poros correspondem principalmente ao espaço entre os grãos em rochas sedimentares terrígenas, cavidades relacionadas ao escape de gases, atividade biológica, de decomposição de bactérias ou dissolução, sobretudo em rochas carbonáticas, e fraturas. Ao contrário das rochas reservatórios, as rochas selantes são aquelas que apresentam permeabilidade muito baixa. Quando recobrem as rochas reservatórios, elas compõem uma manta impermeável que impede o escape dos hidrocarbonetos caso o arranjo geométrico entre as rochas selante e reservatório seja favorável.

Nos sistemas petrolíferos ocorrem dois tipos de processos, a formação de armadilhas (ou trapas) e a geração, migração e acumulação de hidrocarbonetos (Magoon & Beaumont, 1999). Para que haja acumulação é necessário que, ao ocorrer a geração e migração de hidrocarboneto, este encontre rochas reservatórios e selantes em armadilhas já formadas, isto é, em um arranjo geométrico favorável. Uma vez investigada e avaliada, essa acumulação na armadilha pode tornar-se um campo de petróleo ou gás natural.

Na exploração são empregados os termos *play* e *prospecto*. O termo *play* petrolífero refere-se a um ou mais prospectos relacionados que, pelas suas características geológicas, apresentam potencial para a ocorrência de hidrocarbonetos. No sistema petrolífero a rocha geradora é o elemento mais importante para que seja formado um *play* petrolífero (Allen & Allen, 2005). *Prospecto* correspon-

**CLAUDIO RICCINI** é professor do Instituto de Eletrotécnica e Energia e do Instituto de Geociências da USP e integrante do Núcleo de Apoio à Pesquisa GEO-SEDEX/USP.

**LUCY GOMES SANT'ANNA** é professora da Escola de Artes, Ciências e Humanidades da USP e integrante do Núcleo de Apoio à Pesquisa GEO-SEDEX/USP.

**COLOMBO CELSO GAETA TASSINARI** é professor do Instituto de Eletrotécnica e Energia e do Instituto de Geociências da USP e integrante do Núcleo de Apoio à Pesquisa GEO-SEDEX/USP.

Este trabalho é uma produção do Núcleo de Apoio à Pesquisa “Geodinâmica de Bacias Sedimentares e Implicações para o Potencial Exploratório (Petróleo, Gás Natural e Água Subterrânea) –GEO-SEDEX”, financiado pela Pró-Reitoria de Pesquisa da Universidade de São Paulo.

de a uma armadilha potencial que deverá ser pesquisada mediante perfuração para determinar se contém uma quantidade comercial de hidrocarboneto. Uma vez perfurado, o prospecto pode se tornar um campo de petróleo ou um poço seco.

## GEOLOGIA DO PRÉ-SAL

Em fato relevante publicado em 8 de agosto de 2007 (Barbassa, 2007), a Petrobras definiu as rochas do pré-sal como reservatórios situados sob extensa camada de sal que se estende na região costa-afora entre os estados do Espírito Santo e Santa Catarina, numa faixa com cerca de 800 km de comprimento por 200 km de largura (Figura 1). Nessa faixa, a lâmina d'água varia de 1.500 a 3.000 m de profundidade, e os reservatórios estão lo-

calizados sob uma pilha de rochas com 3.000 a 4.000 m de espessura, situada abaixo do fundo marinho. Os aspectos geológicos dos reservatórios do pré-sal foram abordados em profundidade em trabalho de revisão de Papaterra (2010), referência essencial sobre o tema.

A área de abrangência dos reservatórios do pré-sal distribui-se essencialmente pelas bacias sedimentares de Santos e Campos, situadas na margem continental brasileira. Originalmente interligadas, essas bacias foram formadas como um rifte, um tipo de bacia sedimentar delimitada por falhas profundas. O processo de rifteamento (também designado de tafrogênese), responsável pela formação dos riftes, ocorre pelo estiramento da crosta ou da litosfera (crosta e manto litosférico terrestres) e pode evoluir para a ruptura continental e formação de um oceano. Foi esse o caso da margem continental

FIGURA 1

DISTRIBUIÇÃO DAS ROCHAS RESERVATÓRIOS DO PRÉ-SAL (EM AZUL) EM RELAÇÃO ÀS BACIAS SEDIMENTARES DA MARGEM CONTINENTAL BRASILEIRA



Fonte: modificado de Papaterra, 2010

brasileira, na qual a formação dos extensos reservatórios do pré-sal está diretamente ligada aos processos da tectônica de placas, que promoveram a ruptura do paleocontinente Gondwana, separação dos continentes sul-americano e africano, e culminaram com a abertura do Oceano Atlântico Sul.

A formação das bacias de Santos e Campos teve início no período Cretáceo, há pouco mais de 130 milhões de anos. A evolução dessas bacias tem sido relacionada a quatro estágios bem marcados pela sua conformação paleogeográfica, denominados de: estágio pré-rifte (ou do continente), estágio rifte (ou do lago), estágio proto-oceânico (ou do golfo) e estágio drifte (ou do oceano) (Ponte & Asmus, 1978).

O estágio pré-rifte, ou do continente, compreendeu a deposição de sedimentos de leques aluviais, fluviais e eólicos, que teria ocorrido em uma grande depressão que envolveria a atual porção leste-nordeste do Brasil e oeste-sudoeste da África (Ponte & Asmus, 1978). Entretanto, a natureza dos depósitos e as idades recentemente obtidas para eles – 290 a 224 milhões de anos (Silva et al., 2012) – não sustentam a existência desse estágio nem seu vínculo com a evolução da margem continental brasileira.

No estágio rifte, ou do lago, ocorreu inicialmente vulcanismo há aproximadamente 133 milhões de anos, sobretudo na região atualmente ocupada pelas bacias de Santos e Campos. Entre aproximadamente 131 e 120 milhões de anos atrás, a movimentação de falhas gerou bacias do tipo rifte, com uma paleotopografia em blocos altos e baixos. Nas partes baixas foram depositados sedimentos lacustres, principalmente folhelhos ricos em matéria orgânica (fitoplâncton), além de arenitos transportados por rios que formavam deltas e adentravam o lago (Pereira & Feijó, 1994). Sobre os blocos elevados ocorreu a deposição de rochas carbonáticas com coquinas (Chang et al., 2008). As coquinas são acumulações de conchas de invertebrados, no presente caso de bivalves e ostracodes. A parte superior do estágio rifte compreende rochas carbonáticas, denominadas microbia-

litos, cuja produção e acumulação em lagos conectados com um oceano próximo teriam sido induzidas por organismos microbianos (Estrella et al., 2008). Alguns autores, a partir do estudo de rochas carbonáticas provenientes da área da atual Bacia de Campos, reconheceram evidências de atividade microbiana, mas consideraram que a precipitação de carbonato foi abiótica, formando uma variedade de depósitos acumulados em menos de 1 milhão de anos (Dorobek et al., 2012).

O estágio pós-rifte é marcado pela entrada periódica de um mar ao sul, controlado por um alto topográfico constituído provavelmente por rochas basálticas. O cenário paleogeográfico daquela época era o de um golfo estreito e alongado (Figura 2), muito semelhante ao do atual Mar Vermelho, situado entre o nordeste da África e a Península Arábica. O contínuo afundamento do assoalho da bacia, o clima quente, a salinidade da água e as altas taxas de evaporação permitiram a formação do pacote de sal, uma espessa sucessão de evaporitos com até 2.500 m de espessura (Chang et al., 1990), composta essencialmente de halita (NaCl) e intercalações de anidrita, carnalita e traquiditra (Gamboa et al., 2008), depositados num prazo de 400 a 600 mil anos (Freitas, 2006), em um intervalo de tempo ainda não muito bem estabelecido entre 119 e 112 milhões de anos atrás.

No estágio drifte, ou do oceano, tem início a franca separação entre os continentes sul-americano e africano e a formação do Oceano Atlântico Sul. Esse estágio teve início há cerca de 112-111 milhões de anos e perdura até hoje. Sobre os evaporitos da fase anterior foram depositados sedimentos marinhos a transicionais, principalmente carbonáticos de plataforma e microbialitos (entre 112 a 98 e 45 a 3 milhões de anos antes do presente), folhelhos de águas profundas (a partir de 96 milhões de anos antes do presente e com franco predomínio a partir de 45 milhões de anos até o presente) e arenitos de águas rasas e turbiditos (a partir de 105 milhões de anos e com maior desenvolvimento entre 85 e 45 milhões de anos antes do presente) (Pereira & Feijó, 1994).

**FIGURA 2**

**ESQUEMA PALEOGEOGRÁFICO DO ESTÁGIO PÓS-RIFTE OU DO GOLFO, DURANTE A DEPOSIÇÃO DOS EVAPORITOS (SAL)**



### **O SISTEMA PETROLÍFERO DO PRÉ-SAL**

Existe pouca documentação disponível na literatura sobre as rochas geradoras e os reservatórios do pré-sal. As rochas geradoras do sistema petrolífero do pré-sal são os folhelhos lacustres ricos em matéria orgânica (Chang et al., 2008; Estrella et al., 2008). Na Bacia de Campos, esses folhelhos encontram-se intercalados a rochas carbonáticas, apresentam espessuras de 100 a 300 m, concentração de carbono orgânico total (COT) de 2% a 6% e seus óleos possuem altos teores de hidrocarbonetos saturados (Chang et al., 2008). A fase de geração e expulsão de hidrocarbonetos iniciou-se por volta de 100 milhões de anos atrás, tendo seu pico entre 90 e 70 milhões de anos atrás (Chang et al., 2008).

Em função da natureza das rochas da seção rifte e com base em algumas informações disponíveis sobre a seção do pré-sal nas ba-

cias de Campos, os reservatórios podem ser considerados de três tipos principais: rochas calcárias com coquinas (Chang et al., 2008), calcários microbialíticos da porção superior da seção rifte (Estrella et al., 2008; Doborek, 2012) e fraturas em rochas vulcânicas de porção inferior da seção rifte (Chang et al., 2008).

A provável natureza dos reservatórios em rochas carbonáticas com coquinas da Bacia de Santos foi avaliada com base em dados disponíveis para rochas semelhantes da Formação Lagoa Feia, da Bacia de Campos (Chang et al., 2008). Embora as rochas dos reservatórios do pré-sal tenham sido perfuradas e amostradas, as informações disponíveis ainda não permitem a adequada compreensão do arranjo e da distribuição tridimensional desses reservatórios. Na geologia do petróleo é comum buscar-se situações naturais, ou análogos dos reservatórios, nas quais rochas expostas ofereçam um exemplo do que seria o reservatório em profundidade, além de permitir a determinação de variáveis

físicas, tais como a forma geométrica dos corpos rochosos, a porosidade e a permeabilidade, que possam ser comparadas àquelas dos reservatórios, determinadas a partir de amostras de testemunhos de sondagens ou perfilagem de poços.

As características dos calcários microbialíticos foram inicialmente comparadas com exemplos dessas rochas atualmente em formação na Lagoa Salgada, na região litorânea do estado do Rio de Janeiro (Estrella et al., 2008), ou com calcários do Paleoceno da Formação Yacoraite, na Bacia de Salta, noroeste da Argentina (Freire, 2010).

Na tendência atual de considerar esses microbialitos como lacustres, outro possível análogo seria o conjunto de rochas carbonáticas do Paleoceno da Bacia de Itaboraí, situada no estado do Rio de Janeiro (Sant'Anna et al., 2004). Apesar da intensa exploração de calcário para a indústria de cimento, nessa bacia ainda se encontra exposto um sistema travertino-tufa, cuja variação lateral e vertical das rochas demonstra a complexidade desse tipo de reservatório (Figura 3).

As acumulações de travertinos lacustres podem atingir dimensões expressivas (la-

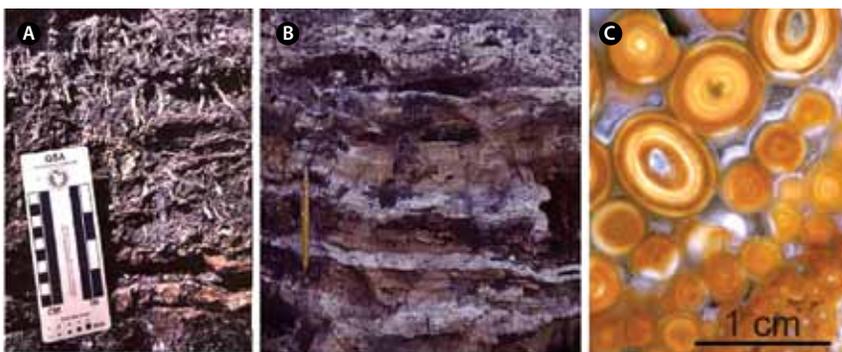
teralmente da ordem de quilômetros, com espessuras da ordem de dezenas de metros) e formar importantes reservatórios de hidrocarbonetos (Chafetz, 2012). Entretanto, a porosidade em travertinos – primária, do tipo deposicional interpartículas, ou secundária, decorrente de dissolução ou intrapartículas resultantes da degradação de corpos bacterianos – pode ser muito complexa e difícil de ser prevista, já que pode variar tanto nas dimensões dos poros quanto ao longo do corpo carbonático (Chafetz, 2012).

No tocante às rochas vulcânicas, sabe-se que derrames de basalto expostos na área continental emersa e certamente equivalentes àqueles da seção rifte das bacias marginais apresentam padrão de fraturas característico (Curti & Riccomini, 2011), conferindo altas porosidade e permeabilidade de fraturas e, em consequência, excelente comportamento como reservatório.

O sal é sem dúvida o selo por excelência. O próprio folhelho gerador pode também comportar-se como selo. O sal e a espessa pilha sedimentar subjacente ao sal exercem o efeito de soterramento e sobrecarga, completando o quadro do sistema petrolífero

**FIGURA 3**

**VARIAÇÕES DE POROSIDADE EM DIFERENTES TIPOS DE ROCHAS LACUSTRES DO SISTEMA TRAVERTINO-TUFA DA BACIA DE ITABORAÍ (RJ)**



**A** – tufa com raízes e altas porosidade e permeabilidade; **B** – travertino cristalino (fitado) com porosidade restrita a cavidades de dissolução; **C** – calcário pisolítico com porosidade intergranular variada (poros ora abertos, ora preenchidos por calcita)

do pré-sal (Figura 4). Essa pilha sedimentar sobrejacente ao sal também encerra importantes campos petrolíferos em corpos arenosos (turbiditos) intercalados em folhelhos e também em armadilhas estruturais geradas pela deformação decorrente da movimentação do próprio sal.

O conjunto de rochas dos depósitos do pré-sal constitui um *play* exploratório carbonático e secundariamente vulcânico. Ele é composto por rocha geradora espessa, estruturas desenvolvidas durante o estágio rife que acarretaram a formação de altos e baixos e também podem ter formado armadilhas para hidrocarbonetos, reservatórios em rochas carbonáticas e em fraturas em rochas vulcânicas (basaltos), além do espesso e extenso pacote de sal como selante. Os prospectos são os corpos de calcários com coquinas e microbialíticos, além de porções fraturadas, sobretudo, na parte superior do pacote de rochas vulcânicas da base da seção rife.

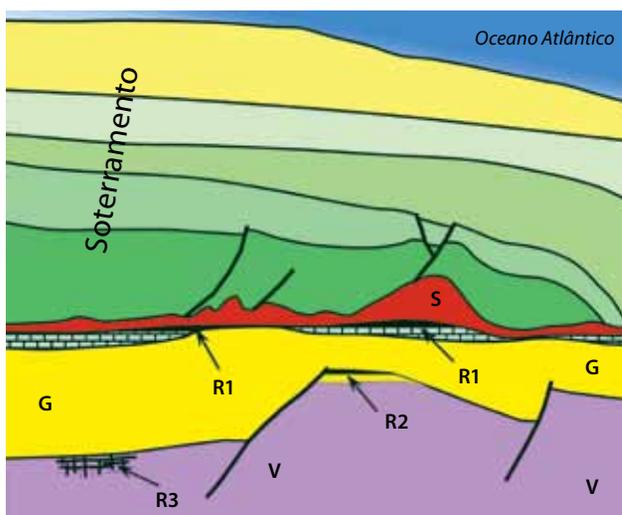
## EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DO PRÉ-SAL

Em abril de 2006, com a inauguração da Plataforma P-50 na Bacia de Campos, o Brasil alcançou a tão desejada autossuficiência em petróleo. A partir daí o objetivo passou a ser a manutenção dessa autossuficiência, o que requeria a descoberta de novas reservas de petróleo.

Os investimentos efetuados na Bacia de Santos na última década, inicialmente pela Petrobras e posteriormente pelas empresas a ela consorciadas, resultaram na descoberta das ocorrências do pré-sal, as quais ainda se encontram em avaliação pelas companhias petrolíferas. Dados divulgados pela agência Petrobras (<http://www.agenciapetrobras.com.br>) dão conta de que os testes preliminares em quatro áreas do pré-sal (Lula, Iara e Guará, na Bacia de Santos, e Parque das Baleias, na Bacia de Campos) permitiram prever vo-

**FIGURA 4**

### MODELO ESQUEMÁTICO DE ACUMULAÇÃO DE HIDROCARBONETOS NO PRÉ-SAL NA BACIA DE SANTOS



**V** – rochas vulcânicas; **G** – rochas geradoras (folhelho);  
**R** – reservatórios: **R1** – calcários microbialíticos, **R2** – calcários com coquina,  
**R3** – fraturas em rochas vulcânicas (basalto); **S** – selo (sal)

Fonte: modificado de Chang et al., 2008.

lumes recuperáveis entre 10,6 bilhões e 16 bilhões de barris de óleo equivalente – boe (somatório de petróleo e gás natural), o que dobraria as reservas brasileiras de petróleo e gás que são de 15 bilhões de barris de óleo equivalente. Estimativas de reservas para o pré-sal brasileiro indicam potencial de 70 a 100 bilhões de barris de óleo equivalente. A exploração dessas reservas encontra grandes desafios, como a profundidade da lâmina d'água e a espessura de coluna de rochas a serem atravessadas, as enormes pressões e temperaturas a serem encontradas, o comportamento do sal e da porosidade dos reservatórios face à perfuração, e as heterogeneidades dos reservatórios carbonáticos, dentre outras.

Segundo a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) a produção de petróleo no Brasil em maio foi de 2,048 milhões de barris/dia, e a produção de gás natural foi de aproximadamente 68 milhões de metros cúbicos/dia. A Petrobras respondeu por 94,4% da produção de petróleo e gás natural. Os campos marítimos foram responsáveis por 91,1% da produção de petróleo e 75,4% da produção de gás natural. A produção do pré-sal foi de 171,3 mil barris/dia de óleo equivalente, sendo 142,3 Mbbl/d de petróleo e 4,6 MMm<sup>3</sup> de gás natural, provenientes de dez poços nos campos de Jubarte, Lula, Caratinga, Barracuda, Marlim Leste e Marlim Voador.

O crescimento da produção de petróleo nas próximas décadas será superior ao consumo doméstico, e o excedente exportável

será crescente, fazendo com que o Brasil passe de país dependente de importações de energia dos países vizinhos para um país exportador de petróleo. A expansão da infraestrutura de produção e distribuição de hidrocarbonetos do pré-sal abre a oportunidade de o país consolidar-se como liderança tecnológica e industrial do setor, fato que credencia o parque industrial nacional para a exportação de equipamentos, serviços e tecnologias para outras regiões produtoras de petróleo (Oliveira, 2008).

## CONSIDERAÇÕES FINAIS

A descoberta de grandes volumes de hidrocarbonetos no pré-sal abriu novas perspectivas para a economia brasileira. Testes preliminares em áreas do pré-sal forneceram previsões de volumes recuperáveis de até 16 bilhões de barris de óleo equivalente, comparáveis às atuais reservas brasileiras de petróleo e gás. As estimativas das reservas indicam potencial de 70 a 100 bilhões de barris de óleo equivalente.

Além de reduzir a dependência energética, o país poderá ingressar na lista dos principais produtores de petróleo e gás do mundo. A Petrobras é a empresa com maior experiência na exploração de hidrocarbonetos em águas profundas e ultraprofundas. Não obstante, a exploração das reservas do pré-sal envolve desafios científicos tecnológicos que demandarão investimentos elevados para serem vencidos.

## BIBLIOGRAFIA

- ALLEN, P. A.; ALLEN, J. R. *Basin Analysis, Principles and Applications*. Oxford, Blackwell, 2005.
- BARBASSA, A. G. *Fato Relevante, Análise da Área de Tupi*. Petrobras, 2007. Disponível em: <http://siteempresas.bovespa.com.br/consbov/ArquivosExibe.asp?site=&protocolo=140478>. Acessado em 6 de setembro de 2012.
- CHAFETZ, H. "Travertine Macro- and Micro-Porosity", in *AAPG Hedberg Conference Microbial Carbonate Reservoir Characterization*. Houston, AAPG (AAPG Search and Discovery Article #90153©2012), 2012.
- CHANG, H. K.; KOWSMANM, R. O.; FIGUEIREDO, A. M. F. "Novos Conceitos sobre o

- Desenvolvimento das Bacias Marginais do Leste Brasileiro”, in G. P. Raja Gabaglia & E. J. Milani (eds.). *Origem e Evolução de Bacias Sedimentares*. Rio de Janeiro, Petrobras, 1990, pp. 269-89.
- CHANG, H. K.; ASSINE, M. L.; CORRÊA, F. S.; TINEN, J. T.; VIDAL, A. C.; KOIKE, L. “Sistemas Petrolíferos e Modelos de Acumulação de Hidrocarbonetos na Bacia de Santos”, in *Revista Brasileira de Geociências*, 38 (suplemento), 2008, pp. 29-46.
- CURTI, D. K.; RICCOMINI, C. “Fraturnas Sub-horizontais em Basaltos da Formação Serra Geral”, in *Anais do 13º Congresso Brasileiro de Geologia de Engenharia e Ambiental*. São Paulo, Associação Brasileira de Geologia de Engenharia e Ambiental, 2011, pp. 1-10.
- DOROBK, S.; PICCOLI, L.; COFFEY, B.; ADAMS, A. “Carbonate Rock-forming Processes in the Pre-salt ‘Sag’ Successions of Campos Basin, Offshore Brazil: Evidence for Seasonal, Dominantly Abiotic Carbonate Precipitation, Substrate Controls, and Broader Geologic Implications”, in *AAPG Hedberg Conference Microbial Carbonate Reservoir Characterization*. Houston, AAPG (AAPG Search and Discovery Article #90153©2012), 2012.
- ESTRELLA, G. O.; AZEVEDO, R. L. M.; FORMIGLI FILHO, J. M. “Pré-sal: Conhecimento, Estratégia e Oportunidades”, in J. P. R. Veloso (coord.). *Teatro Mágico da Cultura, Crise Global e Oportunidades do Brasil*. Rio de Janeiro, José Olympio, 2009, pp. 67-78.
- FREIRE, E. B. *Caracterização Estratigráfica em Alta Resolução das Sequências Carbonáticas de Origem Microbial da Formação Yacoraite, Intervalo Paleocênico, na Região de Salta, Argentina: um Provável Modelo Preditivo para os Reservatórios do Pré-Sal Brasileiro*. Dissertação de mestrado. Instituto de Geociências, Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2012.
- FREITAS, J. T. R. *Ciclos Depositionais Evaporíticos da Bacia de Santos: uma Análise Cicloestratigráfica a Partir de Dados de 2 Poços e de Traços de Sísmica*. Dissertação de mestrado. Instituto de Geociências, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, 2006.
- GAMBOA, L. A. P.; MACHADO, M. A. P.; SILVA, D. P.; FREITAS, J. T. R.; SILVA, S. R. P. “Evaporitos Estratificados no Atlântico Sul: Interpretação Sísmica e Controle Tectono-estratigráfico na Bacia de Santos”, in W. U. Mohriak; P. Szatmari; S. M. C. Anjos (eds.). *Sal: Geologia e Tectônica*. São Paulo, Beca, 2008, pp. 340-59.
- MAGOON, L. B.; DOW, W. G. “The Petroleum System”, in L. B. Magoon; W. G. Dow (eds.). *The Petroleum System – from Source to Trap*. Tulsa, American Association of Petroleum Geologists Memoir 60, 1994, pp. 3-24.
- MAGOON, L. B.; BEAUMONT, E. A. “Petroleum Systems”, in E. A. Beaumont & N. H. Forster (eds.). *Exploring for Oil and Gas Traps, Treatise of Petroleum Geology, Handbook of Petroleum Geology*. Tulsa, American Association of Petroleum Geologists, 1999, pp. 3.1-3.34.
- OLIVEIRA, A. “Pré-sal: Oportunidade Histórica”, in J. P. R. Veloso (coord.). *Teatro Mágico da Cultura, Crise Global e Oportunidades do Brasil*. Rio de Janeiro, José Olympio, 2008, pp. 79-95.
- PAPATERRA, G. E. Z. *Pré-sal: Conceituação Geológica sobre uma Nova Fronteira Exploratória no Brasil*. Dissertação de mestrado. Instituto de Geociências, Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2010.
- PEREIRA, M. J. & FEIJÓ, F. J. “Bacia de Santos”, in *Boletim de Geociências da Petrobras*, 8, 1994, pp. 219-34.
- SANT’ANNA, L. G.; RICCOMINI, C.; RODRIGUES-FRANCISCO, B. H.; SIAL, A. N.; CARVALHO, M. D.; MOURA, C. A. V. “The Paleocene Travertine System of the Itaboraí Basin, Southeastern Brazil”, in *Journal of South American Earth Sciences*, 18, 2004, pp. 11-25.
- SILVA, D. R.; MIZUSAKI, A. M. P.; MILANI, E. J.; PIMENTEL, M. M. “Depositional Ages of Paleozoic and Mesozoic Pre-rift Supersequences of the Recôncavo Basin in Northeastern Brazil: a Rb-Sr Radiometric Study”, in *Journal of South American Earth Sciences*, 37, 2012, pp. 13-24.