



# Recursos Minerais no Brasil

**problemas e desafios**



ACADEMIA  
BRASILEIRA  
DE CIÊNCIAS



VALE

# O petróleo no Brasil

## Claudio Riccomini

Instituto de Energia e Ambiente, Universidade de São Paulo  
Instituto de Geociências, Universidade de São Paulo  
Bolsista Produtividade do CNPq, Brasil

## Lucy Gomes Sant'Anna

Instituto de Energia e Ambiente, Universidade de São Paulo  
Escola de Artes, Ciências e Humanidades, Universidade de São Paulo

## Colombo Celso Gaeta Tassinari

Instituto de Energia e Ambiente, Universidade de São Paulo  
Instituto de Geociências, Universidade de São Paulo  
Bolsista Produtividade do CNPq, Brasil

## Fábio Taioli

Instituto de Energia e Ambiente, Universidade de São Paulo  
Instituto de Geociências, Universidade de São Paulo

## RESUMO

As bacias sedimentares brasileiras atualmente produtoras de petróleo (óleo e gás natural) convencional são dos tipos intracratônica, *rift* interior e margem passiva. Nessas bacias, os folhelhos são as rochas geradoras mais comuns. Domina folhelho marinho devoniano nas bacias intracratônicas e folhelho lacustre neocomiano nos *rift* interiores e neocomiano a aptiano na margem passiva. Folhelho marinho aptiano a neocretáceo e rocha carbonática marinha albiana também são geradores nas bacias da margem passiva. O petróleo gerado nas bacias brasileiras acumulou em rochas reservatórios de composições e idades distintas. Arenitos depositados em ambientes continentais a transicional são os principais reservatórios nas bacias intracratônicas e *rift* interiores. Além dos arenitos, conglomerados de ambiente transicional, arenitos marinhos, rochas carbonáticas continentais a marinhas, e rochas ígneas e metamórficas fraturadas também são reservatórios importantes nas bacias da margem continental. A produção brasileira de óleo ocorre principalmente em campos petrolíferos da Bacia de Campos situados na região marinha (*offshore*), vizinha ao Estado do Rio de Janeiro. Em 2014, a produção de gás natural contou com uma diversidade maior de bacias sedimentares, incluindo as bacias de Campos, Santos, Solimões e Camamu, e, assim, um número maior de Estados da federação. A produção nacional de petróleo tem mantido uma tendência de crescimento no período de 2000 a 2014 e a participação do petróleo extraído das rochas reservatórios do pré-sal é crescente.

**Palavras-chave** Hidrocarbonetos. Pré-sal. Reservatórios de óleo e gás. Bacias petrolíferas brasileiras. Cretáceo.

## INTRODUÇÃO

Este capítulo traz uma visão geral da distribuição do petróleo (óleo e gás natural convencionais) no Brasil. As jazidas são relacionadas aos diferentes tipos de bacias sedimentares. É apresentado um quadro das rochas geradoras e reservatórios nas bacias produtoras, sintetizadas por tempo geológico e ambiente sedimentar, bem como dados recentes de produção. São apresentadas, também, as características gerais dos reservatórios do pré-sal, localizados em águas profundas e ultraprofundas, e considerados como a maior descoberta petrolífera mundial dos últimos 50 anos.

## BACIAS SEDIMENTARES E SISTEMAS PETROLÍFEROS NO BRASIL

Os hidrocarbonetos são compostos orgânicos que contêm o hidrogênio (H) e o carbono (C) em sua estrutura. O petróleo é uma mistura complexa de hidrocarbonetos de ocorrência natural (LEVORSEN, 2001). Embora existam ocorrências de petróleo na superfície terrestre, a maior parte da produção mundial se dá em formações rochosas encontradas no interior de bacias sedimentares, onde se situam desde alguns metros a até mais de dez mil metros de profundidade. Bacias sedimentares são regiões da crosta terrestre que apresentam subsidência, isto é, afundam lentamente gerando espaço para a acumulação de sedimentos. As bacias sedimentares apresentam subsidência prolongada, normalmente por até dezenas de milhões de anos, permitindo a acumulação de pacotes de sedimentos que podem atingir milhares de metros de espessura.

As bacias sedimentares podem ser classificadas em cinco tipos principais, em função do seu contexto na tectônica de placas: bacias intracratônicas, bacias *rift*, bacias de margem passiva, bacias de antepaís e bacias transcorrentes. As acumulações de óleo e gás natural que sustentam a produção brasileira ocorrem principalmente em bacias *rift*, com evolução para bacias de margem passiva, e secundariamente em bacias intracratônicas.

As bacias *rift* são alongadas e estreitas, da ordem de centenas a até poucos milhares de quilômetros de comprimento por dezenas a centenas de quilômetros de largura. Elas possuem espessuras de rochas sedimentares que variam de centenas a alguns milhares de metros. Essas bacias são limitadas por falhas profundas e formadas em limites divergentes de placas, ou seja, em limites entre placas tectônicas que se afastam. Por se encontrarem em limites divergentes de placas, as bacias *rift* podem evoluir sucessivamente para bacias de margem passiva e para bacias oceânicas. As bacias intracratônicas, também conhecidas como bacias cratônicas interiores ou sinéclises, desenvolvem-se no interior das placas tectônicas e frequentemente apresentam conexão com um mar durante a sua evolução. As bacias intracratônicas apresentam grande extensão em área, que pode atingir centenas de milhares a alguns milhões de quilômetros quadrados, e espessuras de rochas sedimentares e vulcânicas da ordem de até pouco mais de uma dezena de quilômetros.

O Brasil possui larga extensão de seu território coberto por bacias sedimentares de diferentes tipos, tais como bacias *rift* (por exemplo, Tacutu, Araripe, Jatobá, Tucano, Recôncavo, Taubaté), bacias da margem passiva (Espírito Santo, Campos, Santos, Pelotas, dentre

outras), e bacias intracratônicas (Solimões, Amazonas, Parnaíba, São Francisco, Paraná). As bacias de Santos e Campos têm chamado atenção recente em função das expressivas reservas de hidrocarbonetos descobertas nas rochas do denominado pré-sal e que tendem a colocar o Brasil, em médio prazo, entre os principais países produtores mundiais de óleo e gás natural.

Em função de sua natureza, as bacias sedimentares apresentam maior ou menor potencial petrolífero. As bacias sedimentares com jazidas de petróleo (óleo ou gás natural) são geralmente chamadas de províncias petrolíferas (MAGOON; DOW, 1994).

A compreensão dos processos formadores de acumulações de hidrocarbonetos em bacias sedimentares passa pelo estudo da origem das rochas que os contêm. Isso envolve a investigação dos processos de erosão, transporte e deposição dos sedimentos que se acumulam numa bacia sedimentar, e também dos processos que compõem a diagênese como a compactação, cimentação, diminuição da porosidade e permeabilidade intergranular. Esses processos de sedimentação e diagênese estão diretamente relacionados com a idade de formação, contexto tectônico e história térmica da bacia sedimentar.

No interior das bacias sedimentares, a existência de uma acumulação de petróleo (óleo ou gás) depende de elementos e processos geológicos considerados essenciais. Os elementos essenciais são quatro: rocha-fonte ou rocha-geradora, rocha reservatório, rocha-selante e soterramento. Quando as rochas selantes cobrem as rochas reservatórios elas compõem uma manta impermeável, que impede o escape dos hidrocarbonetos e, em consequência, pode favorecer a formação de um campo de óleo ou gás natural.

Dois processos são também fundamentais: formação de uma trapa (ou armadilha) e a geração-migração-acumulação de hidrocarbonetos (MAGOON; BEAUMONT, 1999). A esse conjunto constituído pela acumulação de petróleo, elementos e processos essenciais dá-se o nome de sistema petrolífero (MAGOON; DOW, 1994). A identificação de um sistema petrolífero engloba o reconhecimento de uma porção de rocha-geradora ativa e todas as acumulações de óleo e gás geneticamente relacionadas (MAGOON; BEAUMONT, 1999). Cada sistema petrolífero possui um limite estratigráfico, uma extensão geográfica e uma idade geológica. Em um sistema petrolífero, várias trapas podem ser viáveis economicamente para a produção de petróleo, com a tecnologia disponível naquele momento, sendo então denominadas de campo petrolífero (MAGOON; DOW, 1994).

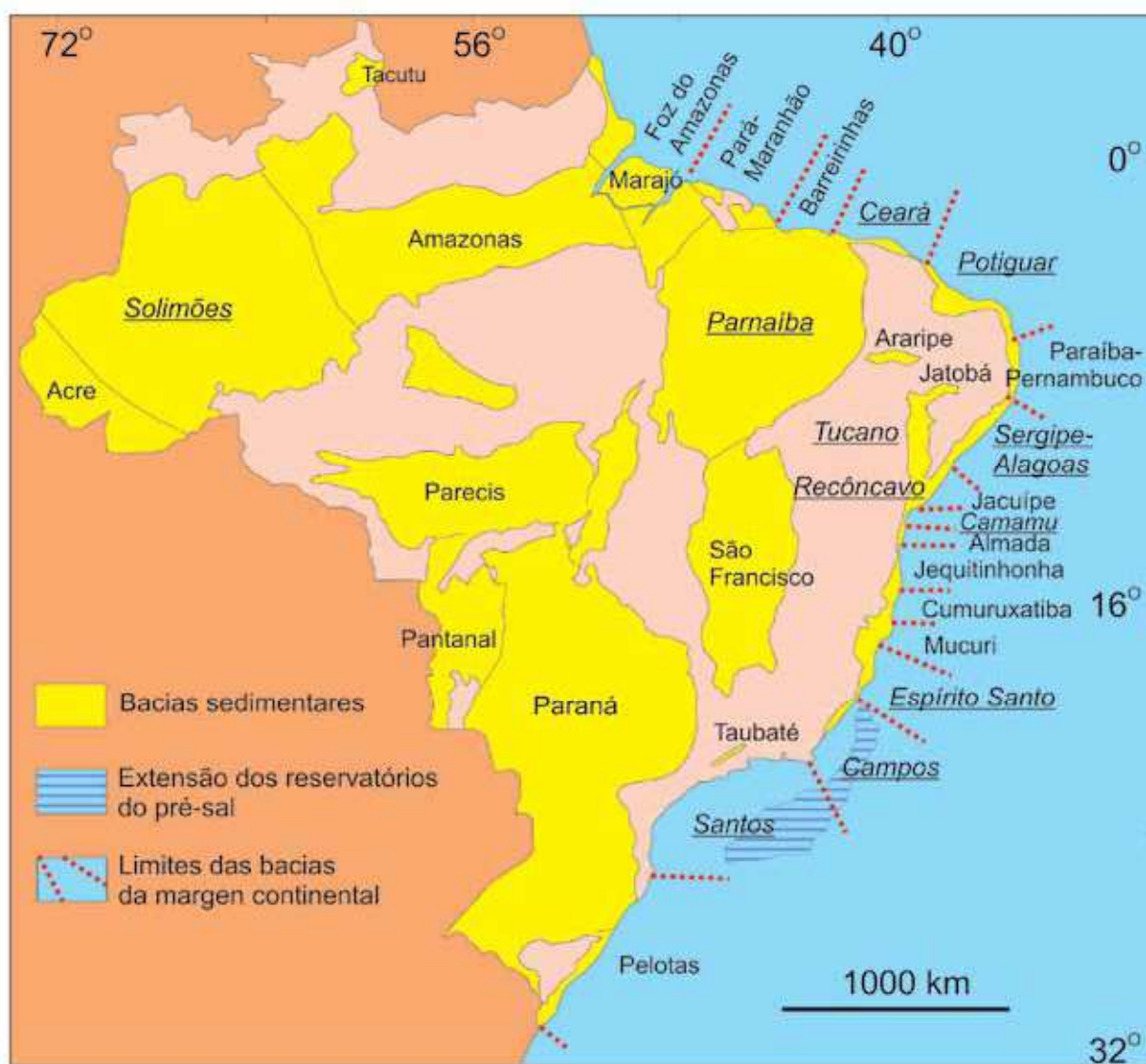
Em síntese, ao ocorrer geração e migração de hidrocarboneto a partir da rocha-geradora é necessário que este encontre armadilha ou trapa já formada, com geometria adequada das rochas reservatório e selante, para que possa haver uma acumulação. Depois da investigação geológica e avaliação econômica de uma acumulação, esta poderá ser considerada como uma jazida e tornar-se um campo de óleo ou de gás natural, desde que economicamente viável com a tecnologia disponível para produção. O campo de óleo ou gás é representado por uma área geográfica, na superfície, correspondente à projeção da rocha reservatório limitada pela trapa.

## BACIAS SEDIMENTARES PRODUTORAS NO BRASIL E SEUS SISTEMAS PETROLÍFEROS

No Brasil, as bacias sedimentares produtoras de óleo e gás natural são essencialmente de três tipos: bacias intracratônicas (sinéclises), *rifts* interiores e bacias da margem passiva, em ordem crescente de importância. As sinéclises e os *rifts* interiores encontram-se na área continental emersa, enquanto que as bacias da margem passiva distribuem-se ao longo da margem atlântica, essencialmente na área submersa.

Doze bacias sedimentares brasileiras foram produtoras de óleo e/ou gás no ano de 2014 (Figura 1). Quatro delas, as bacias do Solimões, Parnaíba, Tucano e Recôncavo, possuem suas áreas atuais de ocorrência limitadas exclusivamente à parte continental emersa do território brasileiro, sendo as duas primeiras sinéclises e as duas últimas *rifts*. As bacias do Ceará, Potiguar, Alagoas, Sergipe e Espírito Santo desenvolvem-se nas áreas emersa e submersa, sendo apenas Potiguar um *rift* e as demais bacias de margem passiva. E as bacias de Camamu, Campos e Santos ocorrem unicamente na área submersa como bacias de margem passiva.

Em 2014, as principais bacias sedimentares produtoras de óleo no Brasil foram as bacias de Campos e Santos, responsáveis por 90,4% da produção nacional. Em ordem decrescente de importância, as bacias Potiguar, Recôncavo, Sergipe, Espírito Santo, Solimões, Ceará, Alagoas e Camamu totalizaram 9,6% da produção nacional de óleo. Quanto ao gás natural, neste mesmo ano, as maiores produções foram obtidas nas bacias de Campos, Santos e Solimões, que somadas atingiram 70,6% da produção brasileira, e foram sucedidas pelas bacias do Espírito Santo, Camamu, Parnaíba, Sergipe, Recôncavo, Alagoas, Potiguar, Ceará e Tucano Sul, que juntas responderam por 29,3% do total de gás natural produzido (Figura 2 e 3) (ANP, 2014a).



**Figura 1** Principais bacias sedimentares brasileiras; em itálico, grifado, estão assinaladas as bacias produtoras em 2014 (Fonte: MILANI; ARAÚJO, 2003, modificado)..

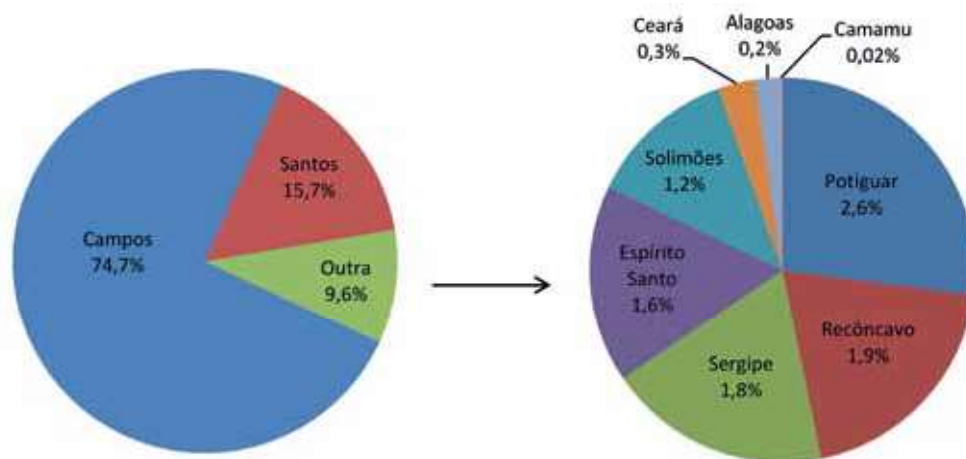


Figura 2 Produção de óleo por bacia sedimentar brasileira em 2014 (Fonte: ANP, 2014a).

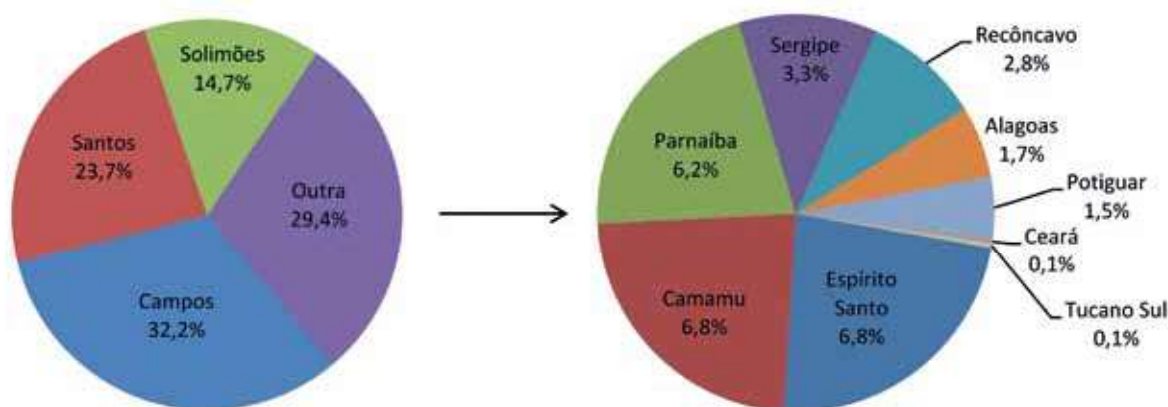


Figura 3 Produção de gás natural por bacia sedimentar brasileira em 2014 (Fonte: ANP, 2014a).

Os sistemas petrolíferos dessas bacias estão sintetizados nas Tabelas 1 a 4, as quais também destacam as litologias e os ambientes deposicionais das rochas geradoras e reservatórios.

Nas bacias intracratônicas do Solimões e Parnaíba os sistemas petrolíferos produtores (Tabela 1) possuem rochas geradoras e reservatórios de idade paleozoica, cuja origem relaciona-se à história do paleocontinente Gondwana. Nessas duas bacias, as rochas geradoras são folhelhos marinhos devonianos denominados

de Formação Jandiatuba na Bacia do Solimões e de Formação Pimenteiras na Bacia do Parnaíba (PEREIRA et al., 2007). As principais rochas reservatórios são arenitos flúvio-deltáicos e eólicos (Formação Juruá) (CAPUTO; SILVA, 1990) de idade neocarbonífera na Bacia do Solimões e arenitos meso-neodevonianos depositados em ambiente transicional marinho raso a continental (Formação Cabeças) (GÓES; FEIJÓ, 1994) na Bacia do Parnaíba.

**Tabela 1** Bacias intracratônicas produtoras de petróleo em 2014: SPP – sistema petrolífero principal; PCO – principal campo produtor de óleo; PCG – principal campo produtor de gás; G – rochas geradoras; R – rochas reservatórios. Para a formação geológica sublinhada é apresentado o intervalo de tempo da rocha geradora ou reservatório. Para a formação geológica não sublinhada é apresentado o intervalo de tempo total abrangido pela formação.

Tempo geológico			Bacias intracratônicas	
Era	Período	Época	Solimões	Parnaíba
			SPP: Jandiatuba - Juruá	SPP: Pimenteiras-Cabeças
			PCO: Leste do Urucu	PCO: Gavião Real
			PCG: Leste do Urucu	PCG: Gavião Real
Paleozoico	Permiano	Neo		
		Eo		
	Carbonífero	Neo	R (Fm. Juruá)	
		Eo		
	Devoniano	Neo	G (Fm. Jandiatuba)	G (Fm. Pimenteiras) R (Fm. Cabeças)
		Meso		

● Folhelho marinho ● Arenito continental ● Arenito transicional

(Fonte: CAPUTO; SILVA, 1990; PEREIRA et al., 2007; WANDERLEY FILHO et al., 2007; ANP, 2015a, b, c).

As bacias *rift* interiores (Tabela 2) existentes na área emersa próxima à linha de costa atual do Brasil foram formadas durante o estágio inicial de ruptura do supercontinente Pangea. Alguns desses *rifts*, como o Recôncavo e Tucano, são braços abortados da junção tríplice, cuja evolução não progrediu para a abertura de um oceano, no caso, o Oceano Atlântico. Devido à vinculação com o início da ruptura do Pangea, essas bacias *rift* possuem rochas geradoras eocretáceas. Predominam folhelhos lacustres de idade neocominiana, denominados de Formação Pendência na Bacia Potiguar (MILANI; ARAÚJO, 2003), de Membro Tauá da Formação Candeias na Bacia Tucano Sul (COSTA et al., 2007) e de Membro Gomo da Formação Candeias na Bacia do Recôncavo (SANTOS et al., 1990; SILVA et al., 2007). Folhelho de ambiente sedimentar transicional e idade aptiana, denominado Formação Alagamar, também é gerador na Bacia Potiguar. O petróleo gerado por esses folhelhos migrou para rochas reservatórios

de idades distintas, mas com predomínio de unidades eocretáceas nesses *rifts* interiores. Na Bacia Potiguar, os reservatórios são formados por arenitos intercalados nas próprias unidades geradoras (formações Pendência e Alagamar/Mb. Upanema) e arenitos flúvio-eólicos albianos da Formação Açu (BERTANI et al., 1990; MILANI; ARAÚJO, 2003; PESSOA NETO et al., 2007). Na Bacia Tucano Sul, as rochas reservatórios são arenitos flúvio-eólicos de idade neojurássica (Fm. Aliança/Mb. Boipeba e Fm. Sergi) e eocretácea neocomiana (Formação Água Grande), além de arenito deltáico lacustre neocomiano da Formação Candeias (COSTA et al., 2007). Na Bacia do Recôncavo as rochas reservatórios são arenitos flúvio-eólicos do Neojurássico (Formação Sergi) e Neocomiano (Formação Água Grande), bem como arenitos lacustres eocretáceos de natureza turbidítica (Formação Candeias) e deltáica (formações Marfim e Pojuca do Grupo Ilhas) (SANTOS et al., 1990; MILANI; ARAÚJO, 2003; SILVA et al., 2007).

**Tabela 2** Bacias rift interiores produtoras de petróleo em 2014: SPP – sistema petrolífero principal; PCO – principal campo produtor de óleo; PCG – principal campo produtor de gás; G – rochas geradoras; R – rochas reservatórios. Para a formação geológica sublinhada é apresentado o intervalo de tempo da rocha geradora ou reservatório. Para a formação geológica não sublinhada é apresentado o intervalo de tempo total abrangido pela formação.

Tempo geológico				Rifts interiores							
Era	Período	Época	Idade	Potiguar		Tucano Sul		Recôncavo			
				SPP: Pendência-Açu		SPP: Candeias-Candeias		SPP: Candeias-Sergi			
				PCO: Canto do Amaro		PCO: Fazenda Santa Rosa		PCO: Araçás			
				PCG: Ubarana		PCG: Conceição		PCG: Miranga			
Mesozoico	Cretáceo	Neo	Cenomaniano	R (Fm. Açú)							
		Gálico	Albiano								
			Aptiano	G (Fm. Alagamar/Mb. Galinhos)							
				R (Fm. Alagamar/Mb. Upanema)							
		Barremiano									
		Neocomiano		Hauteriviano	G (Fm. Pendência)					R (Fm. Pendência)	R (Fm. Pojuca)
				R (Fm. Marfim)							
			Valanginiano								
				Berriasiano						G (Fm. Candeias/ Mb. Gomo)	
		R (Fm. Candeias)					G (Fm. Candeias/ Mb. Tauá)				
		R (Fm. Água Grande)					R (Fm. Água Grande)				
			R (Fm. Sergi)		R (Fm. Sergi)						
R (Fm. Aliança/Mb. Boipeba)											

● Folhelho lacustre ● Folhelho transicional ● Arenito continental ● Arenito transicional

(Fonte: MILANI; ARAÚJO, 2003; PESSOA NETO et al., 2007; MAGNAVITA et al., 2012; MME/EPE, 2012; ANP, 2015a, b, c).

As bacias sedimentares da margem passiva constituem *rifts* que progrediram para a abertura de bacias oceânicas. Em 2014, as províncias petrolíferas, de norte para sul, foram as bacias do Ceará, Alagoas, Sergipe, Camamu, Espírito Santo, Campos e Santos (Tabelas 3 e 4). Todas essas bacias possuem rocha geradora de idade eocretácea. A Bacia de Santos contém ainda rocha geradora de idade neocretácea. Predomina rocha-geradora constituída por folhelho lacustre com idade neocomiana a barremiana nas bacias de Alagoas, Sergipe, Camamu e Espírito Santo, idade barremiana a aptiana nas bacias de Campos e Santos (CHANG et al., 2008; ESTRELLA et al., 2008), e idade aptiana na Bacia do Ceará. Em algumas bacias também ocorre geradora composta por folhelho marinho de idades aptiana nas bacias de Alagoas e Sergipe, albiana na Bacia do Espírito Santo, e neocretácea na Bacia de Santos. O folhelho marinho dessas bacias é geralmente calcífero e está associado a rochas carbonáticas (calcilitos, margas). Os nomes das formações dados a esses folhelhos em cada bacia sedimentar são apresentados nas tabelas 3 e 4.

O petróleo dessas unidades migrou para rochas reservatórios de composições e idades distintas. Arenito é a rocha reservatório predominante nas bacias do Ceará, Alagoas, Sergipe e Camamu, com idades neojurássica (formações Serraria, Aliança e Sergi), neocomiana (formações Penedo, Barra de Itiúba e Morro do Barro), barremiana (formações Coqueiro Seco e Rio de Contas/Mb. Mutá), aptiana (formações Paracuru e Taipus-Mirim/Mb. Itacaré) e senoniana (Formação Calumbi) (Tabela 3). O ambiente deposicional dessas rochas é variado: o arenito da Formação Calumbi foi depositado em ambiente marinho, o arenito da Formação Paracuru originou-se em ambiente transicional, e as rochas arenosas das demais formações foram depositadas em ambientes sedimentares continentais. As bacias Alagoas e Sergipe se distinguem das demais por também conterem acumulações de hidrocarbonetos em conglomerado aptiano depositado em ambiente transicional (Membro Carmópolis da Formação Muribeca) e em fraturas nas rochas ígneas e metamórficas pré-cambrianas que constituem o embasamento dessas bacias.

Devido ao contexto paleogeográfico das bacias do Espírito Santo, Campos e Santos no cretáceo, o petróleo formado em suas rochas geradoras migrou para arenitos e rochas carbonáticas. Arenitos dominam na Bacia do Espírito Santo e nas formações mais jovens (neocretáceas a cenozoicas) das bacias de Campos e Santos. Rochas carbonáticas constituem os reservatórios eocretáceos das bacias de Campos e Santos

(Tabela 4). Adicionalmente, na tabela 4 pode-se notar que os reservatórios sedimentares mais antigos que as unidades evaporíticas (sal), isto é, os reservatórios que constituem o chamado “pré-sal”, foram depositados em ambientes sedimentares transicionais a continentais. Por outro lado, os reservatórios sedimentares mais novos do que as unidades evaporíticas, isto é, os reservatórios que constituem o chamado “pós-sal”, foram depositados em ambientes sedimentares marinhos.

A camada evaporítica (formações Mariricu/Mb. Itaúnas, Retiro e Ariri, Tabela 4) se estende na região oceânica do sudeste e sul do Brasil, entre os Estados do Espírito Santo e Santa Catarina (BARBASSA, 2007). A faixa de sal apresenta 800 km de comprimento e até 200 km de largura (Figura 1) e situa-se abaixo do fundo marinho, sob uma lâmina d’água com profundidade de 1.500 a 3.000 m, somada a uma pilha de rochas com 3.000 a 4.000 m de espessura. O espesso pacote de sal atinge até 2,5 km de espessura (CHANG et al., 1990) e é composto essencialmente de halita (NaCl) e intercalações de anidrita, carnalita e traquidrita (GAMBOA et al., 2008). O sal foi depositado em um cenário de um golfo estreito e alongado, muito semelhante ao do atual Mar Vermelho, a partir da água do mar vinda do sul e com alta salinidade, sob clima quente e altas taxas de evaporação. Tanto a camada de sal como rochas argilosas atuaram como selante para as rochas reservatórios que estão debaixo dessa extensa camada evaporítica. Esses reservatórios são encontrados na área geográfica das bacias de Santos e Campos, talvez adentrando a extremidade sul da Bacia do Espírito Santo. As rochas carbonáticas reservatórios do pré-sal são calcários com coquinas e calcários microbialíticos. As coquinas lacustres recebem a designação de Grupo Lagoa Feia/Formação Coqueiros na Bacia de Campos (WINTER et al., 2007) e de Formação Itapema na Bacia de Santos (CHANG et al., 2008). Os calcários microbialíticos transicionais são denominados de Grupo Lagoa Feia/Formação Macabu na Bacia de Campos (ESTRELLA et al., 2008; WINTER et al., 2007; DOROBEEK, 2012) e de Formação Barra Velha na Bacia de Santos (MOREIRA et al., 2007; CHANG et al., 2008) (Tabela 4). Os calcários microbialíticos podem ter na sua origem a contribuição de um sistema tufa-travertino, um reservatório complexo tendo em vista a ampla variação lateral e vertical das rochas desse sistema (RICCOMINI et al., 2012). Basaltos fraturados e vesiculados de idade neocomiana, produzidos pelos eventos vulcânicos que acompanharam a ruptura do supercontinente Pangea e abertura do Oceano Atlântico Sul, são também reservatórios do pré-sal nas bacias de Campos e Santos (Tabela 4).

**Tabela 3** Bacias da margem continental (Ceará a Camamu) produtoras de petróleo em 2014: SPP – sistema petrolífero principal; PCO – principal campo produtor de óleo; PCG – principal campo produtor de gás; G – rochas geradoras; R – rochas reservatórios. Para a formação geológica sublinhada é apresentado o intervalo de tempo da rocha geradora ou reservatório. Para a formação geológica não sublinhada é apresentado o intervalo de tempo total abrangido pela formação.

Tempo geológico				Bacias da margem passiva			
Era	Período	Época	Idade	Ceará	Alagoas	Sergipe	Camamu
				SPP: Mundaú-Paracuru	SPP: Barra de Itiúba-Carmópolis	SPP: Barra de Itiúba-Carmópolis	SPP: Morro do Barro-Morro do Barro
				PCO: Atum	PCO: Pilar	PCO: Carmópolis	PCO: Manati
				PCG: Atum	PCG: Pilar	PCG: Piranema	PCG: Manati
Mesozóico	Cretáceo	Neo	Maastrichtiano				
			Campaniano		R (Fm. Calumbi)	R (Fm. Calumbi)	
			Santoniano				
			Coniaciano				
			Turoniano				
			Cenomaniano				
		Gálico	Albiano				
				R (Fm. Paracuru)	G (Fm. Muribeca/Mb. Iburá)	G (Fm. Muribeca/Mb. Iburá)	
			Aptiano	G (Fm. Mundaú)	R (Fm. Muribeca/Mb. Carmópolis)	R (Fm. Muribeca/Mb. Carmópolis)	R (Fm. Taipus-Mirim/Mb. Itacaré)
			Barremiano			R (Fm. Coqueiro Seco)	R (Fm. Rio de Contas/Mb. Mutá)
		Eo					
			Hauteriviano		G (Fm. Barra de Itiúba)	R (Fm. Barra de Itiúba) G (Fm. Barra de Itiúba)	G (Fm. Rio de Contas/Mb. Ilhéus)
						R (Fm. Penedo)	
			Valanginiano				G (Fm. Morro do Barro/Mb. Jiribatuba)
							R (Fm. Morro do Barro)
			Berriasiano				
Pré-Cambriano	Jurássico	Neo				R (Fm. Serraria)	R (Fm. Sergi)
							R (Fm. Aliança)
					R (Rochas graníticas fraturadas)	R (Rc metamórficas fraturadas)	

● Rochas ígneas e metamórficas ● Folhelho lacustre ● Folhelho marinho ● Conglomerado transicional ● Arenito continental ● Arenito transicional ● Arenito marinho

(Fonte: LANA, 1998; MILANI; ARAÚJO, 2003; PESSOA NETO et al., 2007; CAMPOS NETO et al., 2007; CAIXETA et al., 2007; SCOTCHMAN; CHIOSSI, 2009; MME/EPE, 2012; ANP, 2015a, b, c).

**Tabela 4** Bacias da margem continental (Espírito Santo, Campos e Santos) produtoras de petróleo em 2014: SPP – sistema petrolífero principal; PCO – principal campo produtor de óleo; PCG – principal campo produtor de gás; G – rochas geradoras; R – rochas reservatórios. Para a formação geológica sublinhada é apresentado o intervalo de tempo da rocha geradora ou reservatório. Para a formação geológica não sublinhada é apresentado o intervalo de tempo total abrangido pela formação.

Tempo geológico				Bacias da margem passiva					
Era	Período	Época	Idade	Espírito Santo		Campos		Santos	
				SPP: Cricaré-Mucuri		SPP: Lagoa Feia-Carapebus		SPP: Guaratiba-Guarujá	
				PCO: Golfinho		PCO: Roncador		PCO: Lula	
				PCG: Peroá		PCG: Roncador		PCG: Lula	
Cenozóico	Neógeno	Mioceno		<u>R (Fm. Urucutuca)</u>		<u>R (Fm. Ubatuba)</u> <u>R (Fm. Carapebus)</u>		<u>R (Fm. Marambaia)</u>	
		Oligoceno							
	Paleógeno	Eoceno							
		Paleoceno							
Mesozóico	Cretáceo	Neo	Maastrichtiano	<u>R (Fm. São Mateus)</u>		<u>R (Fm. Quissamã)</u>		<u>R (Fm. Guarujá)</u>	
			Campaniano						
			Santoniano						
			Coniaciano						
			Turoniano						
			Cenomaniano						
		Gálico	Albiano	G (Fm. Regência)					
			Aptiano	Fm. Mariricu/Mb. Itaúnas		Fm. Retiro		Fm. Ariri	
				R (Fm. Mariricu/Mb. Mucuri)		R (Fm. Itabapoana)	R (Fm. Gargaú)	R (Fm. Macabu)	R (Gr. Guaratiba/Fm. Barra Velha)
						R (Fm. Itabapoana)	G (Gr. Lagoa Feia / Fm. Coqueiros)	R (Gr. Lagoa Feia / Fm. Coqueiros)	G (Gr. Guaratiba/Fm. Itapema)
			Barremiano	<u>G (Fm. Cricaré)</u>		G (Gr. Lagoa Feia / Fm. Atafona)		G (Gr. Guaratiba/Fm. Piçarras)	
			Hauteriviano			R (Fm. Cabiúnas – basalto fraturado e vesiculado)		R (Fm. Camboriú – basalto fraturado)	
			Valanginiano						
			Berriasiano						

- Basalto      ● Folhelho lacustre      ● Folhelho marinho      ● Arenito continental      ● Arenito transicional  
● Arenito marinho      ● Rocha carbonática lacustre      ● Rocha carbonática transicional      ● Rocha carbonática marinha      ● Evaporito

(Fonte: DIAS et al., 1990; MILANI; ARAÚJO, 2003; FRANÇA et al., 2007; WINTER et al., 2007; CHANG et al., 2008; MME/EPE, 2012; ANP, 2015a, b, c).

## CAMPOS PRODUTORES

A identificação do sistema petrolífero permite a delimitação de campos produtores de óleo e gás natural. Tanto no ambiente marinho quanto no continente, a produção de óleo e/ou gás natural é realizada a partir de campos petrolíferos, que são áreas delimitadas no interior das bacias sedimentares. A delimitação do campo petrolífero corresponde à área economicamente viável para produção de óleo ou gás com a tecnologia disponível.

Nas bacias sedimentares brasileiras, a produção de óleo e gás natural ocorre em campos situados principalmente na região marinha (*offshore*) e secundariamente no continente (*onshore*) (ANP, 2014b).

Os principais campos produtores de petróleo encontram-se na Bacia de Campos, em área oceânica vizinha ao Estado do Rio de Janeiro, o que tem garantido a esse Estado o posto de maior produtor brasileiro de hidrocarbonetos. Nessa bacia, os campos de Roncador, Marlim Sul, Marlim e Lula responderam por 38,4% da produção nacional em 2014 (ANP, 2014b).

Já a produção de gás natural em 2014 contou com campos produtores situados em uma diversidade maior de bacias sedimentares e, assim, incluindo um número maior de Estados da federação. Foram os principais produtores, respondendo por 35,9% da produção nacional, o campo Lula na Bacia de Campos, o campo Mexilhão na Bacia de Santos, o campo Leste do Urucu na Bacia do Solimões e o campo Manati na Bacia de Camamu (ANP, 2014c).

Assim, a produção nacional de petróleo tem mantido uma tendência de crescimento no período de 2000 a 2014, alimentada essencialmente pelo Estado do Rio de Janeiro e, em seguida, pelos Estados do Espírito Santo, Rio Grande do Norte, Bahia, Sergipe, Amazonas, Ceará, São Paulo e Alagoas (ANP, 2014b).

Segundo a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP, 2015d) a produção de petróleo no Brasil em agosto de 2015 foi de 2,547 milhões de barris/dia (bbl/d) e a produção de gás natural foi de 99,2 milhões de metros cúbicos/dia, num total de 3,171 milhões de barris de óleo equivalente/dia. A participação do petróleo extraído das rochas reservatórios do pré-sal é crescente na produção nacional (Figura 4). Em julho de 2015 o pré-sal respondeu por 33,6% da produção nacional, com 1,064 milhão de barris/dia de óleo equivalente, sendo 859,8 mil barris/dia de petróleo e 32,5 milhões de metros cúbicos/dia de gás natural, provenientes de 54 poços nos campos de Lula, Sapinhoá e Atapu na Bacia de Santos, Jubarte, Baleia Azul, Barracuda/Caratinga, Marlim Leste, Baleia

Franca, Marlim Voador, Pampo/Trilha/Linguado/Badejo e Pirambu na Bacia de Campos. Em agosto de 2015 a produção no campo de Lula (368 Mbbl/d) superou a de Roncador (363 Mbbl/d), até então o maior produtor.

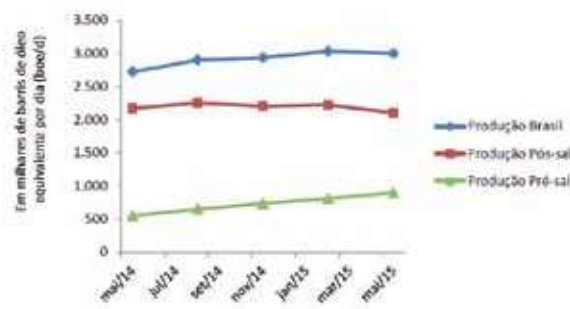


Figura 4 Evolução da produção nacional de petróleo (Fonte: ANP, 2015b).

## Agradecimentos

Os autores agradecem o apoio financeiro recebido da Fundação de Amparo à Pesquisa do Estado de São Paulo – FAPESP (Projeto Temático, Instituto Nacional de Ciência e Tecnologia de Técnicas Analíticas Aplicadas à Exploração de Petróleo e Gás, processo #2008/5786-70), do Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico – CNPq (processos #307871/2010-0 e #302962/2010-7), e do Instituto de Energia e Ambiente, Universidade de São Paulo. Esta é a contribuição de número 9 do Núcleo de Apoio à Pesquisa “Geodinâmica de Bacias Sedimentares e implicações para o potencial exploratório - GEO-SEDEX”, financiado pela Universidade de São Paulo.

## REFERÊNCIAS

- ANP - Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis/ Banco de Dados de Exploração e Produção. 2014a. *Produção de Petróleo e Gás Natural por Campo* - 2014. Disponível em: <<http://www.bdep.gov.br/?id=441>>. Acesso em 27 de julho de 2015.
- ANP - Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis/ Banco de Dados de Exploração e Produção. 2014b. *Produção de Petróleo – 2000 a 2014*. (<http://www.bdep.gov.br/?id=574>). Acesso em 27 de julho de 2015.
- ANP - Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis/ Banco de Dados de Exploração e Produção. 2014c. *Produção de Gás Natural – 2000 a 2014*. Disponível em: <<http://www.bdep.gov.br/?id=574>>. Acesso em 27 de julho de 2015.
- ANP - Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis/ Superintendência de Dados Técnicos/Superintendência de Tecnologia da Informação/Banco de Dados de Exploração e Produção. 2015a. *Produção de Petróleo, Gás Natural e Água por Campo*. Fevereiro 2015. Disponível em: <<http://www.bdep.gov.br/?id=441>>. Acesso em 27 de julho de 2015.
- ANP - Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis/Superintendência de Desenvolvimento e Produção. 2015b. *Boletim da Produção de Petróleo e Gás Natural*, n. 57, p. 26. Maio 2015. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/?pg=76362&m=&t1=&t2=&t3=&t4=&ar=&ps=&1438013544349>>. Acesso em 27 de julho de 2015.
- ANP - Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis/Superintendência de Desenvolvimento e Produção. 2015c. *Campos na etapa de produção da Fase de Produção – Julho 2015*. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/?pg=60591&m=&t1=&t2=&t3=&t4=&ar=&ps=&1438013631775>>. Acesso em 27 de julho de 2015.
- ANP - Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis/Superintendência de Desenvolvimento e Produção. 2015d. *Notas à imprensa*. Novembro 2015. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/?pg=77835&m=&t1=&t2=&t3=&t4=&ar=&ps=&1443729979899>>. Acesso em 01 de outubro de 2015.
- BARBASSA, A.G. *Fato Relevante, Análise da área de Tupi*. Petrobrás. 2007. Disponível em: <<http://siteempresas.bovespa.com.br/consbov/ArquivosExibe.asp?site=&protocolo=140478>>. Acesso em 06 de setembro de 2015.
- BERTANI, R.T.; COSTA, I.G.; MATOS, R.M.D. Evolução tectono-sedimentar, estilo estrutural e hábitat do petróleo na Bacia Potiguar. In: RAJA GABAGLIA, G.P.; MILANI, E.J. *Origem e evolução de bacias sedimentares*. Rio de Janeiro, Petróleo Brasileiro S.A., p. 291-310. 1990.
- CAIXETA, J.M.; MILHOMEM, P.S.; WITZKE, R.E.; DUPUY, I.S.S.; GONTIJO, G.A. Bacia de Camamu. *Boletim de Geociências da Petrobrás*, v.15, p. 455-461. 2007.
- CAMPOS NETO, O.P.A.; LIMA, W.S.; CRUZ, F.E.G. 2007. Bacia Sergipe-Alagoas. *Boletim de Geociências da Petrobrás*, v.15, p. 405-415. 2007.
- CAPUTO, M.V.; SILVA, O.B. Sedimentação e tectônica da Bacia do Solimões. In: RAJA GABAGLIA, G.P.; MILANI, E.J. (Eds.). *Origem e evolução de bacias sedimentares*. Rio de Janeiro, Petróleo Brasileiro S.A., p. 169-193. 1990.
- CHANG, H.K.; KOWSMANM, R.O.; FIGUEIREDO, A.M.F. Novos conceitos sobre o desenvolvimento das bacias marginais do leste brasileiro. In: RAJA GABAGLIA, G.P.; MILANI, E.J. (Eds.). *Origem e evolução de bacias sedimentares*. Rio de Janeiro, Petróleo Brasileiro S.A., p. 269-289. 1990.
- 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. *Revista Brasileira de Geociências*, v. 38 (suplemento), p. 29-46. 2008.
- COSTA, I.P.; MILHOMEM, P.S.; BUENO, G.V.; LIMA E SILVA, H.S.R.; KOSIN, M.D. Sub-bacias Tucano Sul e Central. *Boletim de Geociências da Petrobrás*, v.15, p. 433-443. 2007.
- DIAS, J.L.; SCARTON, J.C.; GUARDADO, L.R.; ESTEVES, F.R.; CARMINATTI, M. Aspectos da evolução tectono-sedimentar e a ocorrência de hidrocarbonetos na Bacia de Campos. In: RAJA GABAGLIA, G.P.; MILANI, E.J. (Eds.). *Origem e evolução de bacias sedimentares*. Rio de Janeiro, Petróleo Brasileiro S.A., p. 333-360. 1990.
- DOROBOK, 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. 2012.
- ESTRELLA, G.O.; AZEVEDO, R.L.M.; FORMIGLI FILHO, J.M. Pré-sal: conhecimento, estratégia e oportunidades. In: VELOSO, J.P.R. (Coord.). *Teatro mágico da cultura, crise global e oportunidades do Brasil*. Rio de Janeiro, José Olympio, p. 67-78. 2009.
- FRANÇA, R.L.; DEL REY, A.C.; TAGLIARI, C.V.; BRANDÃO, J.R.; FONTANELLI, P.R. Bacia do Espírito Santo. *Boletim de Geociências da Petrobrás*, v.15, p. 501-509. 2007.
- 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: MOHRIAK, W.U.; SZATMARI, P. ANJOS, S.M.C. (Eds.). *Sal: geologia e tectônica*. São Paulo, Beca, p. 340-359. 2008.
- GÓES, A.M.; FEIJÓ, F.J. Bacia do Parnaíba. *Boletim de Geociências da Petrobrás*, v. 8, p. 57-68. 1994.
- LANA, M.C. Bacia de Sergipe-Alagoas: uma hipótese de evolução tectono-sedimentar. In: RAJA GABAGLIA, G.P.; MILANI, E.J. (Eds.). *Origem e evolução de bacias sedimentares*. Rio de Janeiro, Petróleo Brasileiro S.A., p. 311-332. 1990.
- LEVORSEN, A.I. *Geology of Petroleum*. Tulsa, AAPG Foundation, 724 p. 2001.
- MAGNAVITA, L.P.; SZATMARI, P.; CUPERTINO, J.A.; DESTRO, N.; ROBERTS, D. The Recôncavo Basin. In: ROBERTS, D.G.; BALLY, A.W. (Eds.). *Regional Geology and tectonics: Phanerozoic Rift Systems and Sedimentary Basins*. Amsterdam, Elsevier. 2012.

- 
- MAGOON, L.B.; DOW, W.G. The petroleum system. In: MAGOON, L.B.; DOW, W.G. (Eds.). *The petroleum system - from source to trap*. American Association of Petroleum Geologists Memoir, Tulsa, v. 60, p. 3-24. 1994.
- MAGOON, L.B.; BEAUMONT, E.A. Petroleum Systems. In: BEAUMONT, E.A.; FORSTER, N.H. (Eds.). *Exploring for Oil and Gas Traps, Treatise of Petroleum Geology, Handbook of Petroleum Geology*. Tulsa, American Association of Petroleum Geologists, p. 3.1-3.34. 1999.
- MILANI, E.J.; ARAÚJO, L.M. Recursos Minerais Energéticos: Petróleo. In: BIZZI, L.A.; SCHOBENHAUS, C.; VIDOTTI, R.M.; GONÇALVES, J.H. (Eds.). *Geologia, tectônica e recursos minerais do Brasil*. Brasília, CPRM – Serviço Geológico do Brasil, p.541-576. 2003.
- MME/EPE - Ministério de Minas e Energia/ Empresa de Pesquisa Energética. *Zoneamento Nacional de Recursos de Óleo e Gás*, Atualização 2011. Brasília, Ministério de Minas e Energia, Empresa de Pesquisa Energética, 437 p. 2012.
- MOREIRA, J.L.P.; MADEIRA, C.V.; GIL, J.A.; MACHADO, M.A.P. Bacia de Santos. *Boletim de Geociências da Petrobrás*, v. 15, p. 531-549. 2007.
- PEREIRA, E.; CARNEIRO, C.D.R.; BERGAMASCHI, S.; ALMEIDA, F.F.M. Evolução das sinéclises paleozoicas: províncias Solimões, Amazonas, Parnaíba e Paraná. In: HASUI, Y.; CARNEIRO, C.D.R.; ALMEIDA, F.F.M.; BARTORELLI, A. (Eds.). *Geologia do Brasil*. São Paulo, Beca, p. 374-394. 2007.
- PEREIRA, M.J.; FEIJÓ, F.J. Bacia de Santos. *Boletim de Geociências da Petrobrás*, v. 8, p. 219-234. 1994.
- PESSOA NETO, O.C.; SOARES, U.M.; SILVA, J.G.F.; ROESNER, E.H.; FLORENCIO, C.P.; SOUZA, C.A.V. Bacia Potiguar. *Boletim de Geociências da Petrobrás*, v. 15, p. 357-369. 2007.
- RICCOMINI, C.; SANT'ANNA, L.G.; TASSINARI, C.C.G. Pré-sal: geologia e exploração. *Revista USP*, v. 95, p. 33-42. 2012.
- SANTOS, C.F.; CUPERTINO, J.A.; BRAGA, J.A.E. Síntese sobre a geologia das bacias do Recôncavo, Tucano e Jatobá. In: RAJA GABAGLIA, G.P.; MILANI, E.J. (Eds.). *Origem e evolução de bacias sedimentares*. Rio de Janeiro, Petróleo Brasileiro S.A., p. 235-266. 1990.
- SCOTCHMAM, J.; CHIOSSI, D. Kilometre-Scale Uplift of the Early Cretaceous Rift Section, Camamu Basin, Offshore North-East Brazil. *AAPG Search and Discovery* Article 50183, 26 p. 2009.
- SILVA, O.B.; CAIXETA, J.M.; MILHOMEM, P.S.; KOSIN, M.D. Bacia do Recôncavo. *Boletim de Geociências da Petrobras*, v. 15, p. 423-431. 2007.
- WANDERLEY FILHO, J.R.; EIRAS, J.F. Bacia do Solimões. *Boletim de Geociências da Petrobrás*, v.15, p. 217-225. 2007.
- WINTER, W.R.; JAHNERT, R.J.; FRANÇA, A.B. Bacia de Campos. *Boletim de Geociências da Petrobrás*, v. 15, p. 511-529. 2007.