



2ª Rodada de Partilha da Produção

Sumário Executivo das Áreas em Oferta

Elaborado por:

Superintendência de Definição de Blocos

Superintendência de Exploração

Superintendência de Desenvolvimento e Produção



SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO.....	1
2	A BACIA DE SANTOS.....	1
2.1	Aspectos Gerais	1
2.2	Evolução Tectonoestratigráfica.....	3
2.3	ARCABOUÇO REGIONAL	7
3	BLOCOS EM OFERTA NA BACIA DE SANTOS.....	9
3.1	Norte de Carcará	10
3.2	Sul de Gato do Mato.....	14
3.3	Entorno de Sapinhoá	18
4	A BACIA DE CAMPOS	21
4.1	Aspectos Gerais	21
4.2	Evolução Tectonoestratigráfica.....	23
5	BLOCO SUDOESTE DE TARTARUGA VERDE	29
6	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	32



1 INTRODUÇÃO

A Resolução nº 002/2017 do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), expedida em 04 de maio de 2017, autorizou a realização da 2ª Licitação de Blocos para Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural, sob o regime de partilha de produção, em áreas unitizáveis na região do polígono do pré-sal.

Os blocos selecionados se localizam dentro do polígono do pré-sal, e incluem três jazidas no *play* pré-sal da Bacia de Santos (Blocos Norte de Carcará, Sul de Gato do Mato e Entorno de Sapinhoá) e uma jazida no *play* Carbonatos Albianos (pós-sal) da Bacia de Campos (Bloco Sudoeste de Tartaruga Verde).

Este documento irá apresentar as principais características geológicas das áreas em oferta.

2 A BACIA DE SANTOS

2.1 Aspectos Gerais

A Bacia de Santos está localizada na plataforma continental brasileira. Estende-se desde o litoral sul do Estado do Rio de Janeiro até o norte do Estado de Santa Catarina, perfazendo área de aproximadamente 300 km² até a cota batimétrica de 3.000 m (Figura 1). Limita-se a norte com a Bacia de Campos, pelo Alto de Cabo Frio e, a sul, com a Bacia de Pelotas pelo Alto de Florianópolis. É uma bacia de margem divergente, formada pela abertura do Atlântico Sul, que se iniciou no Cretáceo Inferior.

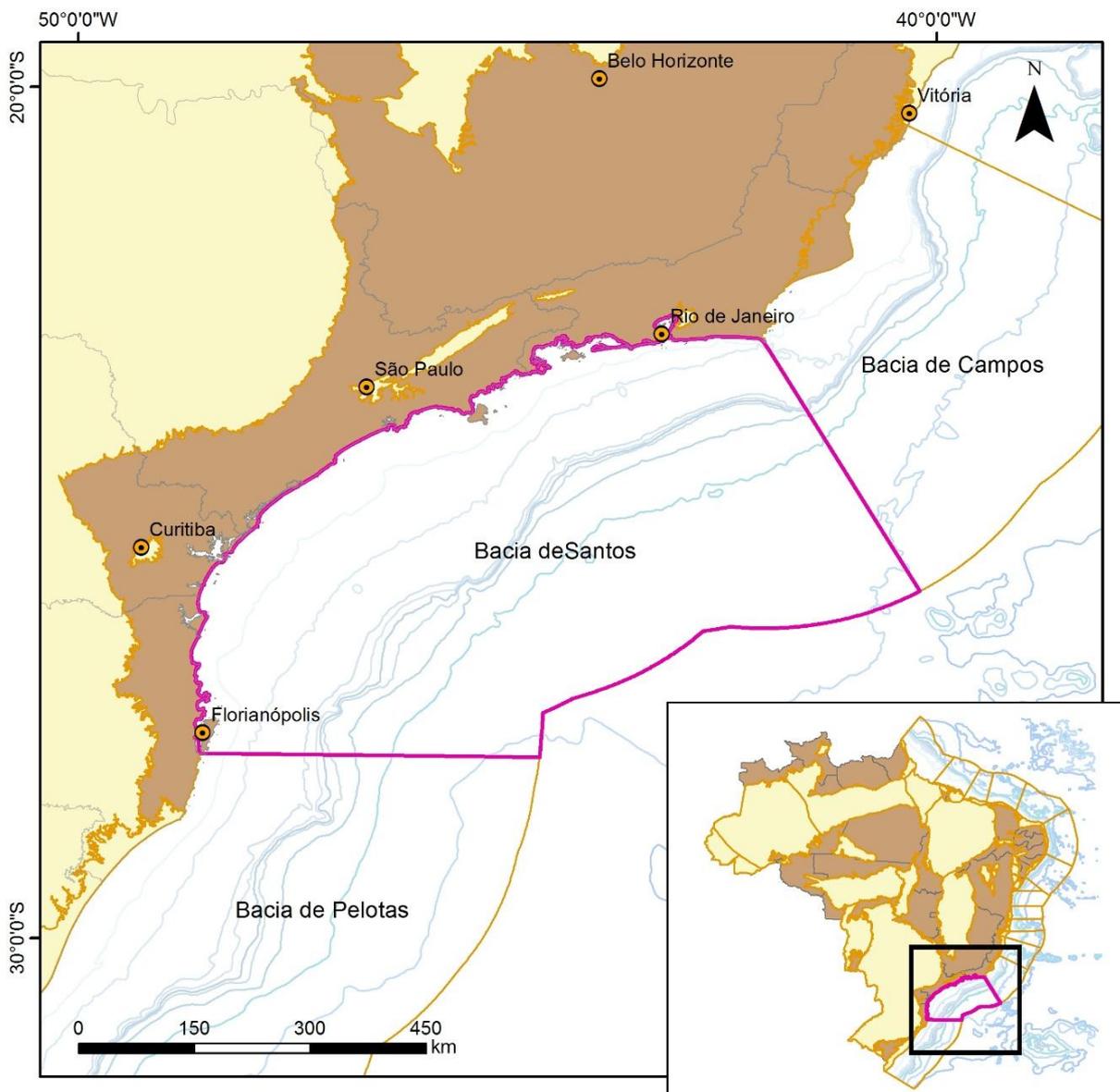


Figura 1. Mapa de localização da Bacia de Santos.

A Bacia de Santos, em conjunto com a Bacia de Campos, desponta como uma das principais bacias produtoras de Petróleo do Brasil, nela estão localizados diversos campos petrolíferos em produção (Figura 2), incluindo Lula, o maior campo produtor de petróleo do Brasil, e grandes reservas a serem exploradas, especialmente na seção pré-sal.

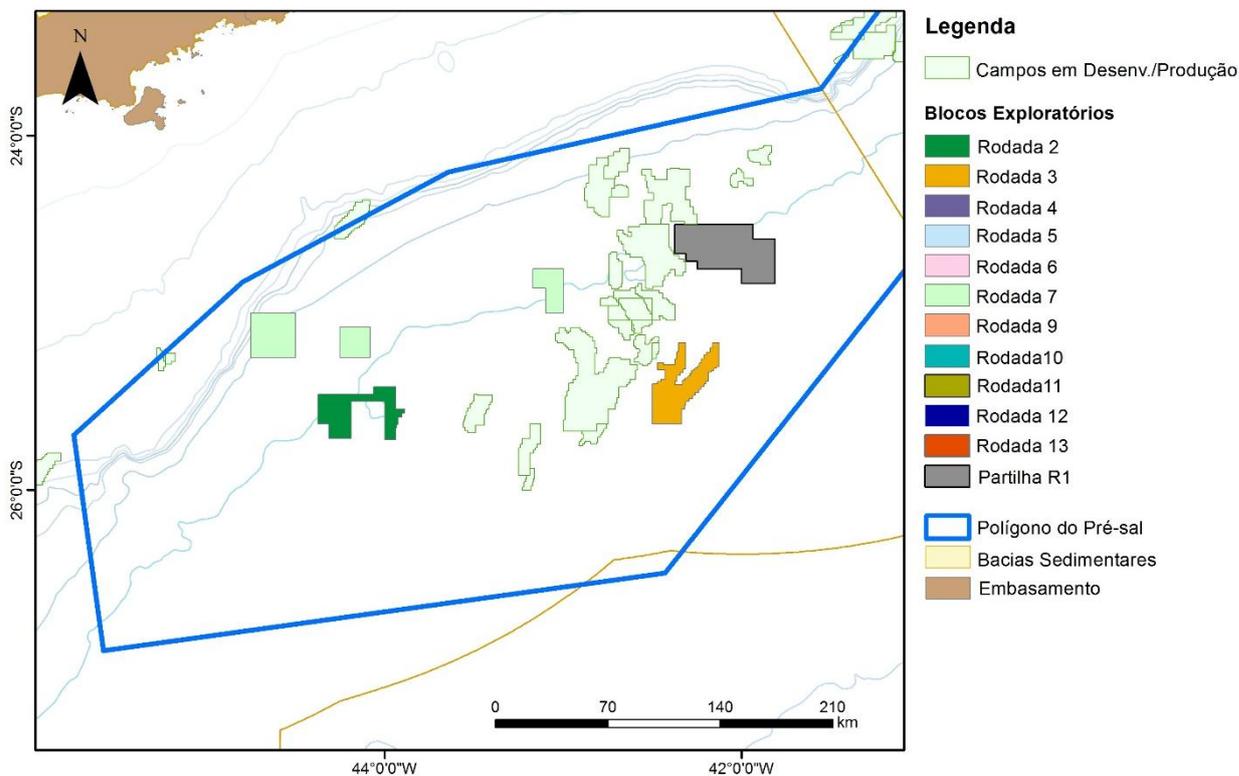


Figura 2. Mapa de localização dos campos em desenvolvimento e produção na Bacia de Santos.

2.2 Evolução Tectonoestratigráfica

A Bacia de Santos representa uma das maiores depressões da margem continental brasileira, com espessura sedimentar superior a 10.000 metros. A evolução tectonoestratigráfica é característica de margem passiva, diagnosticada pelos registros geológicos dos processos de estiramento crustal, rompimento da crosta continental, implantação da crosta oceânica e subsidência termal (Demercian, 1996 *apud* Caldas, 2007).

O arcabouço estratigráfico aqui empregado é aquele proposto por Moreira *et al.*, 2007 (Figura 3). Esses autores atualizam o arcabouço cronolitoestratigráfico da Bacia de Santos com ênfase na individualização de seqüências deposicionais.

Os autores dividem o registro sedimentar da bacia em três supersequências: rifte, pós-rifte e drifte, separadas por discordâncias erosivas e intrinsecamente relacionadas às principais fases tectônicas. As supersequências são subdivididas em sequências deposicionais.

Segundo Moreira *et al.*, 2007 a supersequência mais antiga corresponde à fase rifte e engloba as formações Camboriú, Piçarras e Itapema. A Formação Camboriú, de idade Hauteriviana, é constituída por derrames basálticos. Sobreposta a esta unidade depositou-se a Formação Piçarras, do Barremiano, representada por conglomerados e arenitos polimíticos de leques aluviais, e arenitos, silititos e folhelhos de composição talco-estevensítica depositados em ambiente lacustre. Sobreposta a esta unidade ocorre a Formação Itapema, depositada do Neobarremiano ao Eoaptiano, representada por fácies mais argilosa, com potencial gerador, estas encontradas nas partes mais profundas e distais, como acontece em outras bacias da margem leste brasileira. Na porção mais proximal ocorrem arenitos e conglomerados de leques aluviais.

A fase rifte é recoberta pelos sedimentos da fase pós-rifte (também denominada como fase *sag*), depositada em ambiente transicional, entre continental lacustre e marinho raso, caracterizada pela deposição de carbonatos, margas, folhelhos e evaporitos. O registro sedimentar desta fase é representado pelas formações Barra Velha e Ariri. A Formação Barra Velha engloba carbonatos na porção proximal (calcários microbiais, estromatólitos e lamitos), e na porção distal folhelhos. Esta unidade estratigráfica data do Eoaptiano ao Neoaptiano. A Formação Barra Velha é sobreposta pelos evaporitos da Formação Ariri do Neoaptiano, composta por halita, anidrita e eventualmente sais mais solúveis, como taquidrita, carnalita e silvinita.

Os evaporitos da Formação Ariri (Aptiano) acumulam mais de 2000 m de espessura, depositados em um curto período de tempo (Chang *et al.* 1990).

A fase drifte está associada à subsidência térmica da bacia e ao tectonismo adiastrófico. É constituída por sedimentos marinhos depositados do Albiano ao Recente correspondentes aos grupos Camburi, Frade e Itamambuca, intensamente deformados pela tectônica do sal subjacente.



Segundo Garcia *et al.*, 2012 o Grupo Camburi (Albo-Cenomaniano) representa o início da transgressão marinha na Bacia de Santos. A deposição no Albiano é caracterizada por sedimentos siliciclásticos e carbonatos de águas rasas na plataforma continental e por margas e folhelhos na região distal mais profunda. O Cenomaniano registra siliciclásticos deltaicos e aluviais em leques proximais, passando a folhelhos e margas de plataforma nas regiões distais, com turbiditos arenosos nos baixos tectonicamente controlados.

Para Moreira *et al.*, 2007 essa fase transgressiva, representada pelo Grupo Camburi, culmina com a deposição dos folhelhos anóxicos da transgressão Turoniana.

Litoestratigraficamente, o Grupo Camburi é composto pelas as formações Florianópolis, Guarujá e Itanhaém.

O Grupo Frade inclui os sedimentos depositados do Turoniano até o limite Cretáceo/Paleógeno. Esta unidade representa uma fase de regressão marinha. Engloba as formações Santos, Juréia, Itajaí-Açu e o Membro Ilhabela definidos por Pereira e Feijó, 1994.

O Grupo Itamambuca compreende os sedimentos depositados após o limite Cretáceo/Paleógeno até os dias atuais, incluindo os leques aluviais e os pelitos e arenitos batiais (Moreira *et al.*, 2007).

2.3 ARCABOUÇO REGIONAL

O processo de ruptura que levou à abertura do Oceano Atlântico imprimiu as principais feições estruturais da Bacia de Santos (Garcia *et al.*, 2012; Garcia, 2012) (Figura 4).

O rifteamento ocorreu até o Eocretáceo, com manifestações magmáticas. A compartimentação sedimentar, provavelmente controlada por zonas de cisalhamento mais frágeis tangidas pelo afinamento crustal, aproveita estruturas preexistentes. A seção rifte é predominantemente controlada por falhas normais SW-NE (Garcia *et al.*, 2012).

O alinhamento do Alto de Florianópolis e da Dorsal de São Paulo proporcionou as condições de desenvolvimento da vasta bacia evaporítica do Atlântico Sul. Estas estruturas barraram a circulação do oceano Atlântico já coexistente mais ao Sul, na Bacia de Pelotas (Demercian, 1996 *apud* Garcia *et al.*, 2012).

A tectônica de sal começa ainda no Aptiano superior devido às irregularidades do relevo de base preexistente, às variações na espessura do sal e ao soterramento diferencial (Demercian *op cit*, Garcia 1999 *apud* Garcia *et al.*, 2012).

A sedimentação marinha progradiu sobre o sal desenvolvendo batimetrias relativamente rasas na Bacia de Santos. A configuração radialmente convergente da sedimentação controlou a tectônica do sal a partir da linha de Charneira de Santos, promovendo um aumento da compressão em direção ao centro da convergência no platô de São Paulo (Cobbold e Szatmari, 1991 *apud* Garcia *et al.*, 2012).

A falha de Cabo Frio marca a transição entre distensão e compressão halotectônicas (Guerra, 2008 *apud* Garcia *et al.*, 2012). A progradação proximal promove falhas de crescimento predominantemente antitéticas, enquanto as



minibacias clássicas distais se estabelecem sob compressão (Mohriak e Sztamari, 2001 *apud* Garcia *et al.*, 2012). As minibacias evoluem por fluxos sedimentares mais intensos que ultrapassam o talude e, somente com a relativa desaceleração da tectônica de sal ao final do Neocretáceo, estas minibacias evoluem mais significativamente.

Entre as principais feições do arcabouço regional da Bacia de Santos destacam-se a Charneira de Santos e o Platô de São Paulo.

A Charneira de Santos constitui o limite oeste da sedimentação cretácea na bacia e seu traçado acompanha a configuração da linha de costa.

O Platô de São Paulo constitui uma feição fisiográfica de porte regional e ocorre na parte distal da bacia, possibilitando a exploração da seção pré-sal em águas profundas e ultraprofundas, já que, nas demais bacias da margem leste do Brasil em lâminas d'água acima de 2.000 m esta seção ocorre em profundidades superiores a 7.000 metros.

O Platô de São Paulo constitui uma proeminente feição morfológica positiva do Atlântico Sul, onde a crosta continental sofreu forte estiramento.

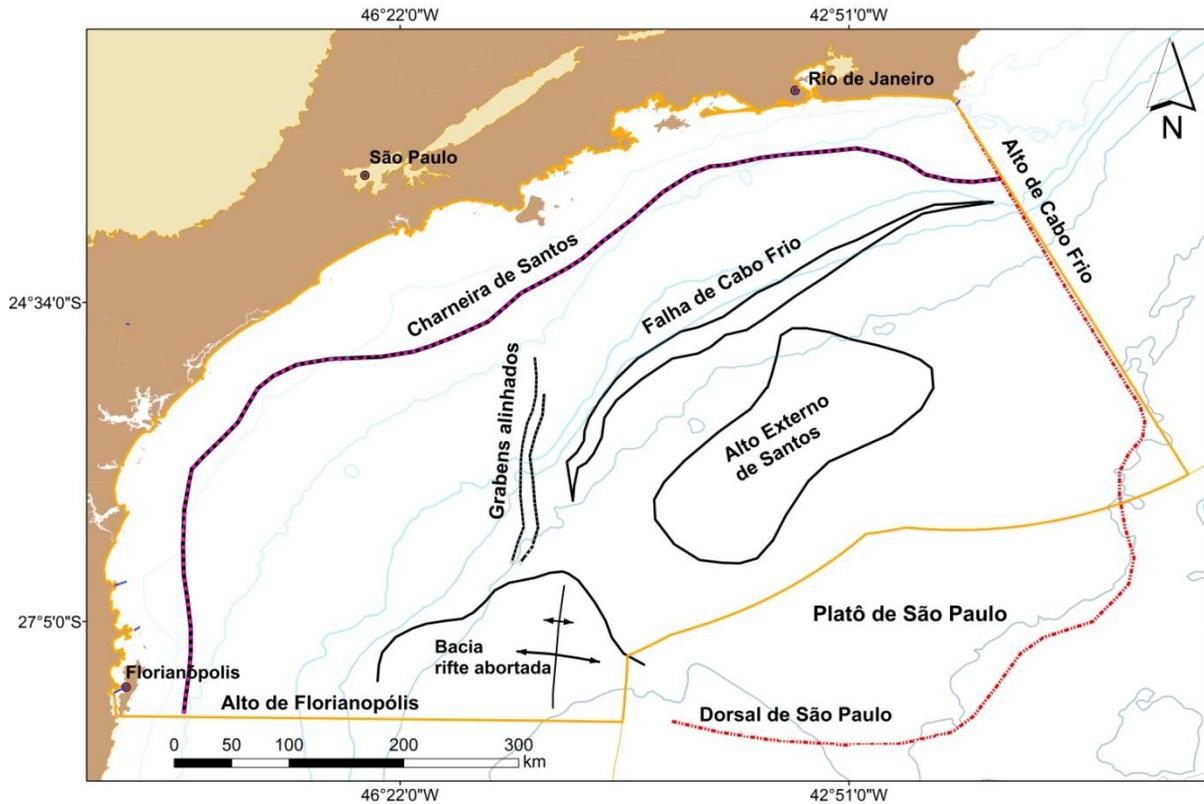


Figura 4. Mapa de localização da Bacia de Santos com os principais elementos do seu arcabouço regional (Garcia *et al.*, 2012).

3 BLOCOS EM OFERTA NA BACIA DE SANTOS

As três áreas em oferta na 2ª Rodada de Partilha da Produção na Bacia de Santos, porções dos prospectos de Carcará e Gato do Mato, bem como do campo Sapinhoá, são estruturas de fechamento quaquaversal que comportam acumulações de hidrocarbonetos nos reservatórios carbonáticos do *play* pré-sal da Bacia de Santos (Figura 5).

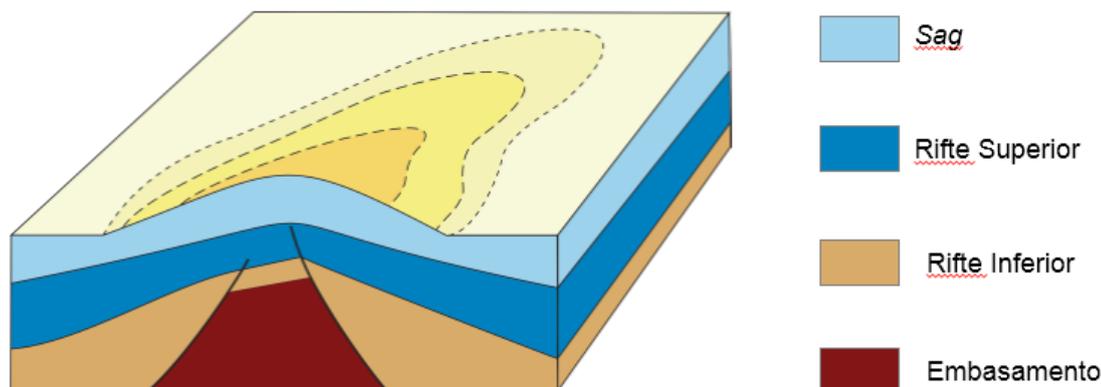


Figura 5. Modelo de acumulação dos prospectos do Pré-sal da Bacia de Santos, com fechamento quaquaversal das estruturas.

Todas as estruturas estão incluídas no contexto do sistema petrolífero responsável pelas acumulações gigantes na seção pré-sal da Bacia de Santos: Piçarras-Itapema/Barra Velha (!). Este sistema petrolífero é caracterizado pela geração nos folhelhos lacustres com carbonatos intercalados da Formação Piçarras (Barremiano) com acumulação nos reservatórios carbonáticos das formações Itapema (Barremiano/Eoaptiano) e Barra Velha (Aptiano).

3.1 Norte de Carcará

O bloco Norte de Carcará inclui a porção do prospecto Carcará que se estende além da área contratada (Bloco BM-S-8, operado pela Petrobras), (Figura 6). Trata-se de proeminente estrutura com fechamento quaquaversal bem definido (Figura 7).

Carcará foi descoberto pelo poço 4-BRSA-971-SPS, que atingiu a profundidade final de -6.638 m e não identificou o contato óleo-água. Foram perfurados 861 metros de seção pré-sal, constatando carbonatos na seção *sag* e rocha ígnea no rife superior. Foi verificada a presença de óleo nos carbonatos do *sag* e indícios de gás na seção rife, com *netpay* de 376 metros. O óleo identificado é de excelente qualidade (31° API).

Posteriormente a extensão da acumulação ao noroeste e ao norte foi confirmada, respectivamente pelos poços 3-BRSA-1216DA-SPS e 3-BRSA-1290-SPS.

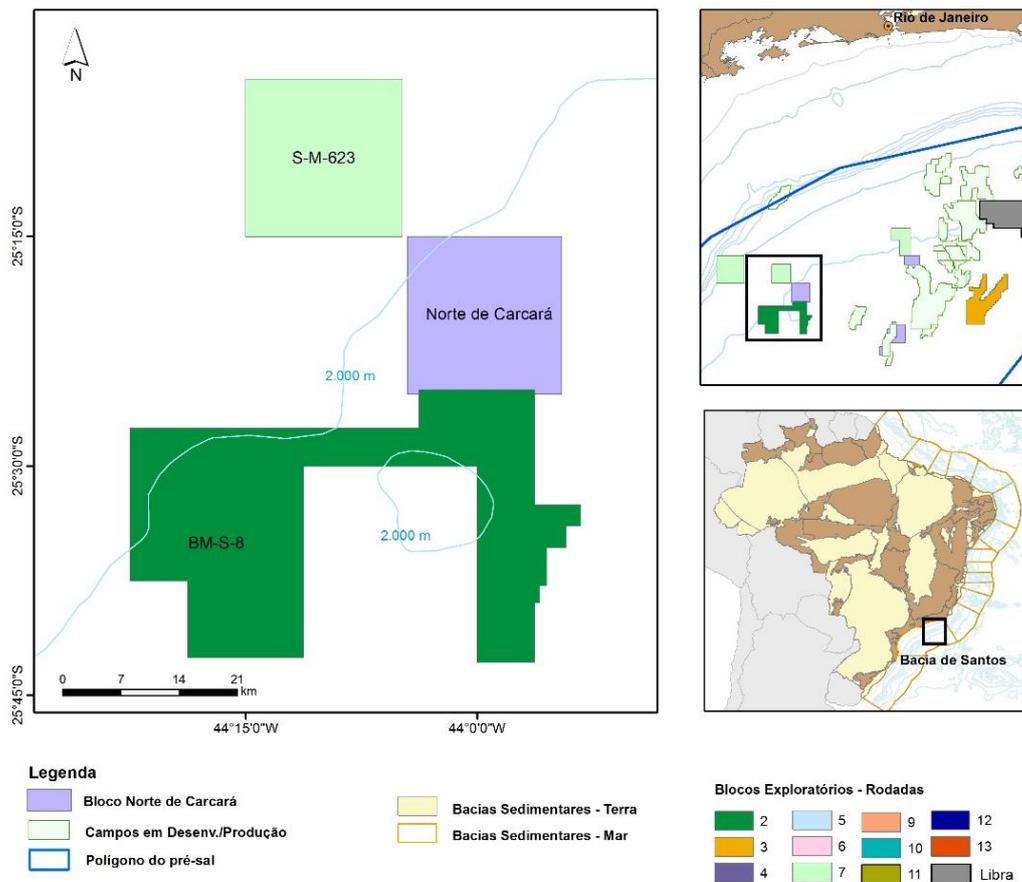


Figura 6. Mapa de localização do Bloco Norte de Carcará.

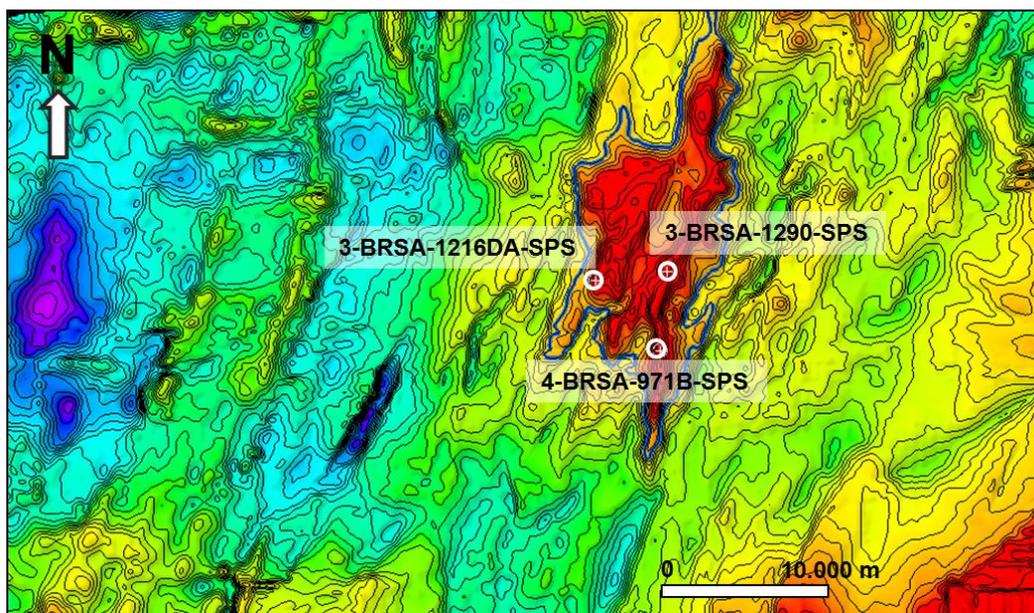


Figura 7. Mapa estrutural em profundidade do topo do reservatório de Carcará, com a delimitação do limite da estrutura e a localização dos poços.

A jazida de Carcará encontra-se sob Plano de Avaliação de Descoberta (PAD do poço 1-BRSA-532A-SPS), que foi aprovado originalmente pela Resolução de Diretoria (RD) 827/2008, de 31/10/2008 e posteriormente alterada pela RD 423/2009, de 12/05/2009, com os seguintes compromissos:

- (i) Atividades firmes: reproprocessamento PSDM do dado sísmico 3D existente (0282_BM_S_FASE2) e perfuração de um poço exploratório.*
- (ii) Atividades contingentes: realização de um TFR, perfuração e avaliação de um poço de extensão contingente ao resultado do poço firme, perfuração e avaliação de um poço exploratório contingente à interpretação do PSDM e realização de um TLD.*

As atividades firmes foram cumpridas com a realização do reproprocessamento R0282_BM_S_FASE2 e a perfuração do poço 4-BRSA-946C-SPS.

Em 2012, a Petrobras perfurou um dos poços contingentes previstos no PAD, o poço 4-BRSA-971B-SPS (Carcará).

Então, em 2013, uma revisão do PAD foi aprovada pela RD 242/2013, de 14/03/2013, nos seguintes termos:

Área de Carcará (novas atividades firmes): TFR no 4-BRSA-971B-SPS em 2013, perfuração de um poço até o primeiro trimestre de 2014 e realização de TLD no poço 4-BRSA-971B-SPS até o final de 2015.

Posteriormente, em função dos problemas ocorridos durante o abandono do 4-BRSA-971B-SPS, que impedem o aproveitamento futuro do mesmo, a ANP aprovou solicitação da Petrobras de que o TFR e o TLD fossem realizados em outro poço na área de Carcará.

Em 2014, a Petrobras devolveu parte da área deste PAD e manteve a área de retenção de Carcará junto ao prospecto Guanxuma. Esta solicitação foi aprovada pela RD 003/2014, de 08/01/2014.

Em 2015, a Petrobras concluiu a perfuração do poço de extensão na estrutura de Carcará (3-BRSA-1216DA-SPS), além de perfurar também um poço de extensão adicional (3-BRSA-1290-SPS). Em seguida, o poço 3-BRSA-1290-SPS foi avaliado por meio de TFRs realizados no período entre setembro/2015 e janeiro/2016.

Por meio da RD 216/2016, foi aprovada a substituição do TLD previsto pelos TFRs realizados no poço 3-BRSA-1290-SPS, mantendo-se também o compromisso de se realizar um TFR no poço 3-BRSA-1216DA-SPS e perfuração de um poço no prospecto Guanxuma, ainda não perfurado, até a data de término do PAD.

Em 08/09/2016, a RD 700/2016 aprovou a prorrogação do prazo para apresentação do PAD conjunto com a PPSA para a jazida de Carcará (Tabela 1), compartilhada com a União, por até 90 dias após a conclusão dos estudos previstos no Art. 4º da Resolução CNPE nº 2, de 09/03/2016. Deste modo, atualmente o único compromisso restante neste PAD é a realização de um TFR no poço 3-BRSA-1216DA-SPS e a perfuração de um poço exploratório no prospecto Guanxuma.

Tabela 1 - Atividades realizadas e a realizar no PAD de Carcará.

PAD CARCARÁ	
Atividades realizadas	Atividades a realizar
Reprocessamento e merge dos dados sísmicos 3D	Testes de formação no poço 3-BRSA-1216D-SPS
Perfuração do poço 4-BRSA-946C-SPS	Perfuração de poço exploratório em outro prospecto na área
Perfuração do poço 4-BRSA-971B-SPS	
Perfuração do poço 3-BRSA-1216D-SPS	
Perfuração do poço 3-BRSA-1290-SPS	
Testes de formação no poço 3-BRSA-1290-SPS	

3.2 Sul de Gato do Mato

O bloco Sul de Gato do Mato (Figura 8) inclui a porção do prospecto que se estende além da área contratada (Bloco S-M-518, operado pela Shell). Trata-se de estrutura alongada aproximadamente na direção NS com fechamento estrutural bem definido (Figura 9).

A acumulação de hidrocarbonetos está contida em reservatórios da Formação Barra Velha (fase *Sag* da bacia), compostos por carbonatos microbiais do tipo *build up* de margem de plataforma, posicionados sobre um alto estrutural limitado por falhas normais. O limite superior do reservatório corresponde à base do selo evaporítico (anidrita da Formação Ariri).

Gato do Mato foi descoberto pelo poço 1-SHELL-23-RJS, posicionado 100 metros mergulho abaixo do topo da estrutura. O contato óleo-água foi constatado a 5261,5 m de profundidade. Posteriormente, a sua extensão ao norte foi confirmada pelo poço 3-SHEL-027-RJS, que confirmou o contato óleo-água na mesma profundidade e com o mesmo gradiente de pressão do poço pioneiro. No poço descobridor foram perfurados 141 m de rochas reservatório (*gross*), confirmando um *netpay* de 66 m e no poço de extensão, 70,3 m de rochas reservatório foram perfurados, com 61,6 m de *netpay*. Perfis de ressonância magnética indicaram um reservatório heterogêneo, com porosidades variando de 6% a 25%, com média de 11%.

Amostras de hidrocarbonetos foram coletadas em três profundidades distintas do reservatório de Gato do Mato e as análises de PVT indicaram um fluido muito próximo ao ponto crítico, que vêm sendo interpretado como óleo muito volátil (36° a 40° API), com fator volumétrico de formação (B_o) médio de 2,4 m^3/m^3 e razão de solubilidade (R_s) variando entre 550 e 720 m^3/m^3 .

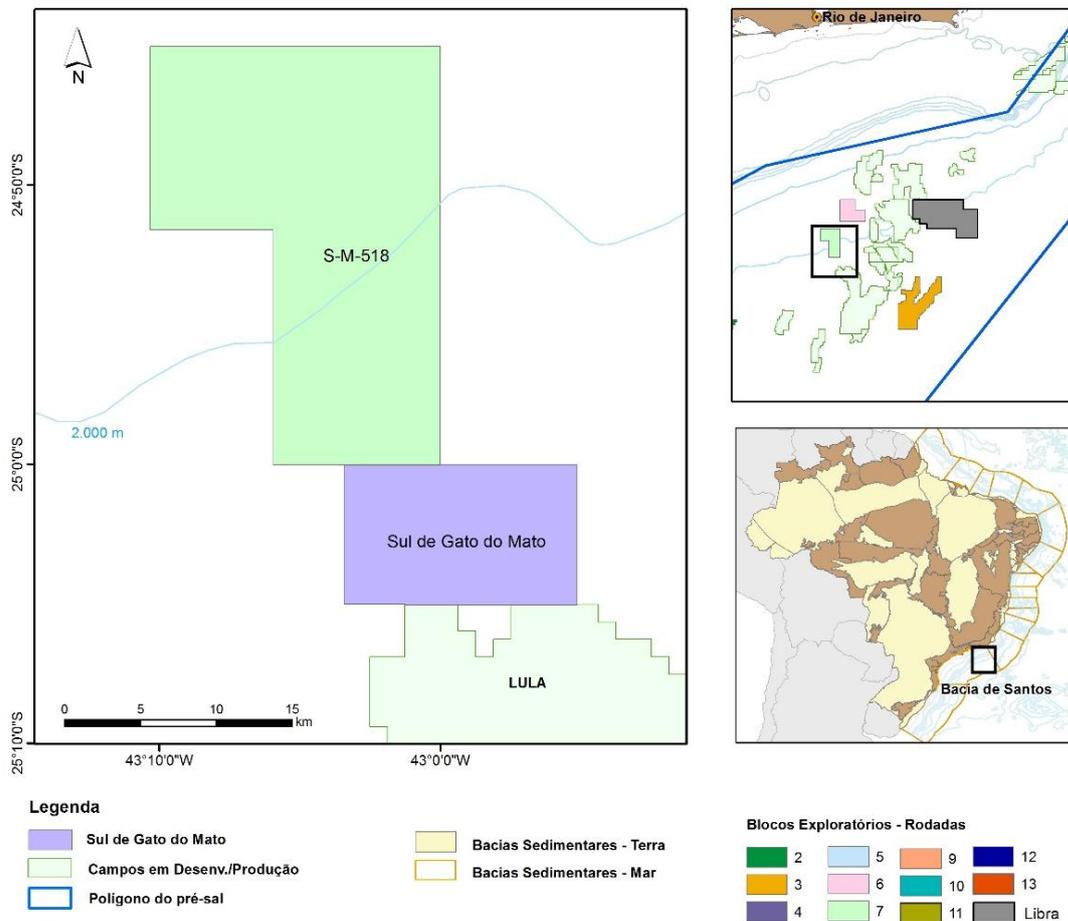


Figura 8. Mapa de localização do Bloco Sul de Gato do Mato.

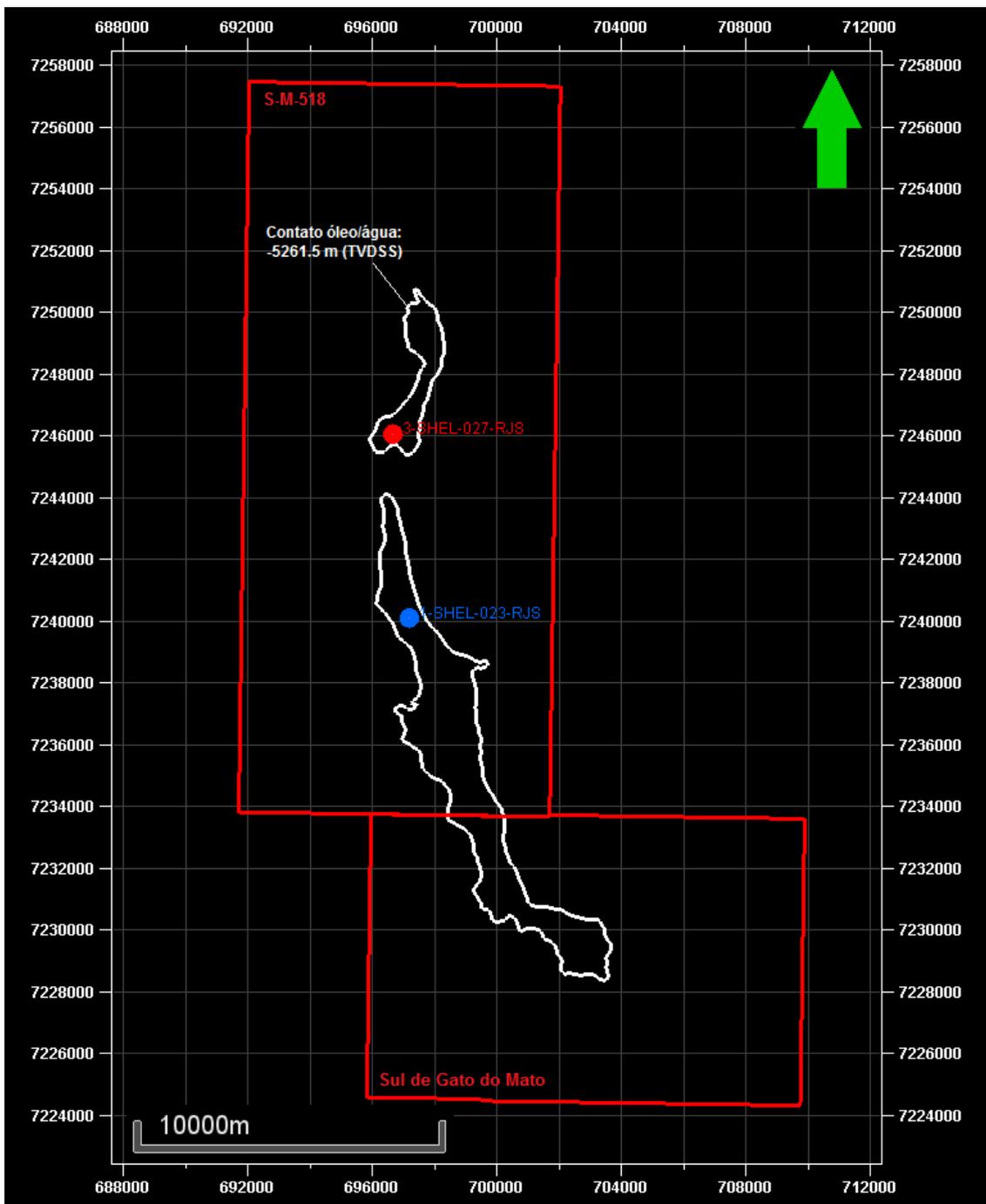


Figura 9. Mapa do contorno da estrutura de Gato do Mato, correspondente ao contato óleo/água.



A jazida de Gato do Mato encontra-se sob Plano de Avaliação de Descoberta (PAD do poço 1-SHEL-023-RJS), que foi aprovado por meio da Resolução de Diretoria (RD) 868/2011, de 14/09/2011, com os seguintes compromissos (Tabela 2):

(i) Atividades firmes: reprocessamento e merge dos dados sísmicos 3D da área; reentrada e teste no poço 1-SHEL-23-RJS.

(ii) Atividades contingentes: perfuração de dois poços de extensão.

Em 2012, a operadora Shell Brasil Petróleo Ltda. perfurou o primeiro poço de extensão (3-SHEL-027-RJS), reprocessou e fez o *merge* dos dados sísmicos 3D e realizou o teste de formação no poço 1-SHEL-023-RJS, cumprindo assim grande parte dos compromissos existentes no Plano de Avaliação. Dessa forma, o único compromisso restante é a perfuração do segundo poço contingente, a ser posicionado na porção sul da estrutura Gato do Mato, conforme expresso na RD 583/2012 de 4/07/2012.

No ano de 2014, por meio da RD 002/2014, de 08/01/2014, foi aprovada a suspensão do Contrato de Concessão BM-S-54 (Bloco S-M-518) no que se refere à área submetida ao Plano de Avaliação de Descoberta de Gato do Mato.

Em 2015, a empresa Shell solicitou que se mantivesse a suspensão do Plano de Avaliação de Gato do Mato, devido às incertezas relacionadas às operações na área não contratada. Tal pleito foi aprovado pela ANP, por meio da RD 301/2016, de 20/04/2016 e atualmente este PAD encontra-se suspenso até a conclusão dos estudos previstos no art. 4º da Resolução CNPE nº 2, de 09/03/2011.

Tabela 2 - Atividades realizadas e a realizar no PAD de Gato do Mato.

PAD GATO DO MATO	
Atividades realizadas	Atividades a realizar
Reprocessamento e merge dos dados sísmicos 3D	Perfuração de poço de extensão na área sul da estrutura
Teste de formação do poço 1-SHEL-023-RJS	
Perfuração de poço de extensão 3-SHEL-027-RJS	

3.3 Entorno de Sapinhoá

O bloco Entorno de Sapinhoá inclui quatro diferentes áreas vizinhas, não contratadas, no entorno do campo de Sapinhoá (Figura 10). O campo de Sapinhoá está localizado na porção central da Bacia de Santos, aproximadamente a 360 km da costa do Estado de São Paulo e a 290 km da cidade do Rio de Janeiro, em lâmina d'água de 2.140 metros. A área de desenvolvimento da concessão é de 233 km².

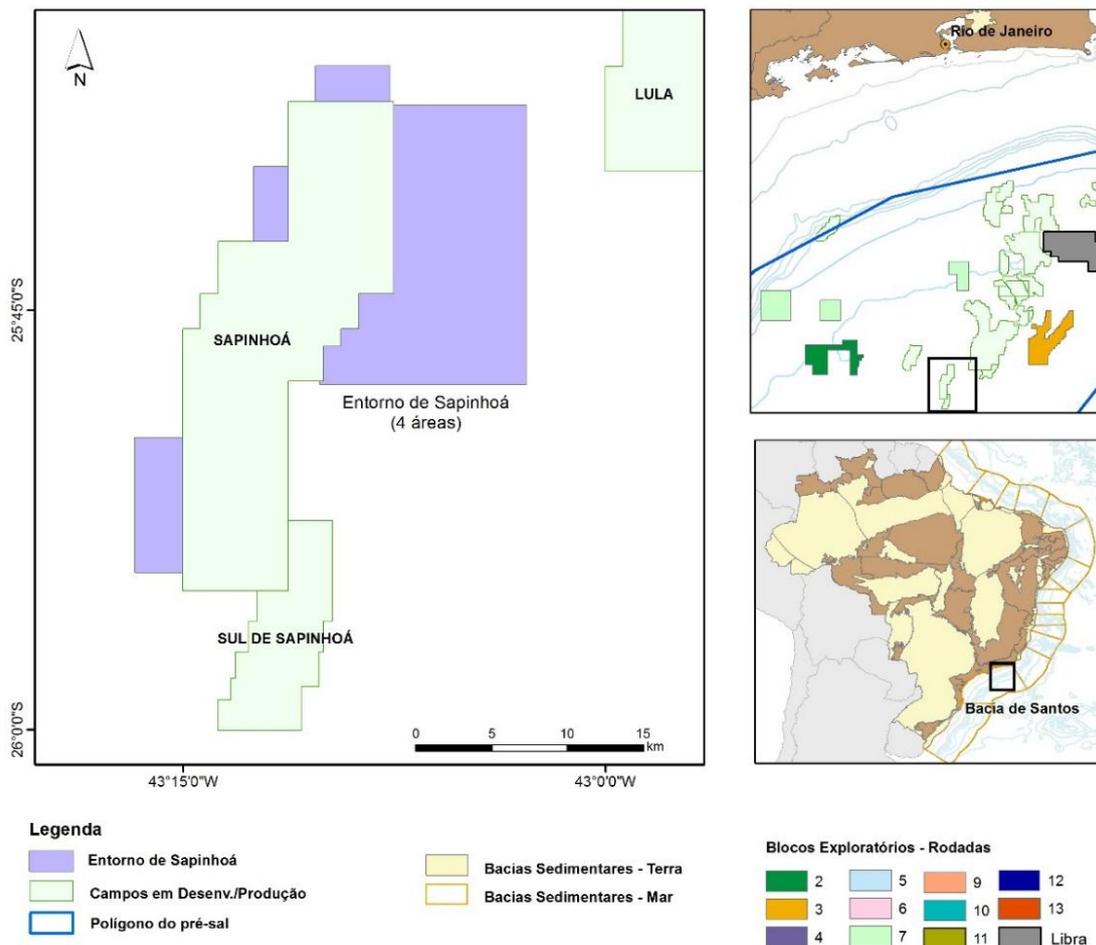


Figura10. Mapa de localização das áreas que compõem o Bloco Entorno de Sapinhoá.

A Petrobras é a operadora do campo, que detém 45% da participação no consórcio, tendo como parceiros a BG (30%) e a Repsol Sinopec (25%).

A profundidade do topo dos reservatórios variam de 5.000 m a 5.900 m, cujo selo é composto por espessas camadas de sal que atingem até 2.000 m de espessura. Produz óleo leve, de 23 a 29º API, a Razão Gás-Óleo varia de 160 a 300 m³ std /m³ std, a viscosidade do óleo nas condições de reservatório: estimada entre 0,9 e 2,5 cP. O teor de CO₂ no gás varia de 14 a 19 mol % (podendo atingir 40% devido à re-injeção do CO₂ no reservatório), enquanto que o teor de H₂S no gás: máximo constatado de 11 ppmv.

A Jazida Compartilhada de Sapinhoá é caracterizada por uma estrutura em *horst* alongada NE-SW, formada por um alto de embasamento. A produção

é oriunda de reservatórios carbonáticos de Idade Aptiana da formação Barra Velha, com origem em ambientes lacustres com influência marinha. O poço 1-BRSA-594-SPS, descobridor do campo, constatou espessura porosa com óleo da ordem de 120m e contato óleo-água em torno de -5.130m.

Em março de 2017, o campo de Sapinhoá se posicionou como o segundo maior produtor de petróleo (38.575 m³/d) e gás (8.938 Mm³/d) do país, totalizando 298.857 barris de óleo equivalente por dia, produzidos por meio de 10 poços produtores e 9 poços injetores. O campo de Sapinhoá realiza a injeção de água e de gás para recuperação secundária assim como a operação WAG no campo. Foram perfurados 34 poços em Sapinhoá e até o momento operaram no campo 12 poços produtores e 10 poços injetores.

A Figura 11 apresenta a curva de produção do campo de Sapinhoá, até novembro de 2016.

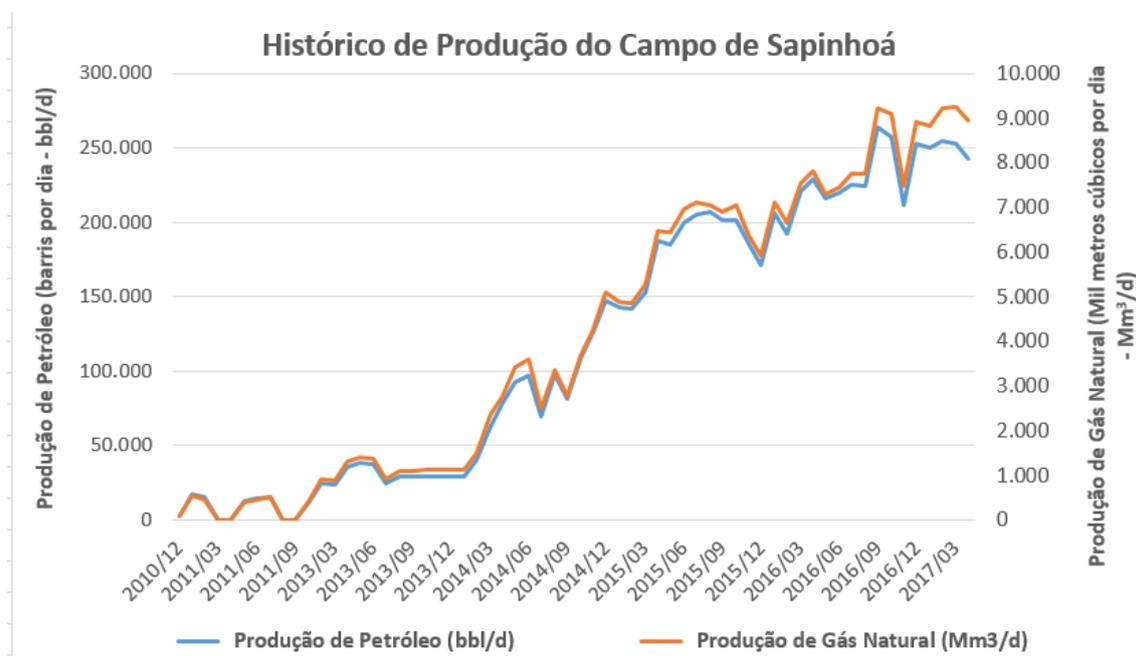


Figura 11. Curva de produção do campo de Sapinhoá

A estratégia atual de desenvolvimento contempla dois módulos já em produção:



- Piloto de Sapinhoá (FPSO Cidade São Paulo): localizado na porção sul contempla 13 poços, 7 produtores e 6 injetores, todos já perfurados. A capacidade de processamento de petróleo da unidade é de 120 M bbl/dia e de gás natural de 5 MMm³/dia
- Sapinhoá Norte (FPSO Cidade Ilha Bela): localizado na porção norte contempla 14 poços, 8 produtores e 6 injetores, todos já perfurados. A capacidade de processamento de petróleo da unidade é de 150 M bbl/dia e de gás natural de 6 MMm³/dia

O escoamento do óleo ocorre através de navios aliviadores para terminais terrestres e oceânicos, ou para o destino final. Já o escoamento de gás natural é efetuado através do Sistema Integrado de Escoamento (SIE) do Pólo Pré-Sal da Bacia de Santos (PPSBS) composto pelos gasodutos denominados Rota 1, Rota 2 e Rota 3 (em construção).

Com a constatação da extrapolação da jazida de Sapinhoá para as áreas não contratadas, foi celebrado Acordo de Individualização da Produção (AIP). O AIP foi aprovado por meio da Resolução de Diretoria nº 300 de 2017, sendo que os efeitos desse Acordo só irão vigorar a partir de 01/10/2017 - no primeiro dia do mês subsequente à sua aprovação a contar dos 180 dias após a publicação da Resolução CNPE nº 12/2016, que estabeleceu a política de comercialização do petróleo e do gás natural da União.

4 A BACIA DE CAMPOS

4.1 Aspectos Gerais

A Bacia de Campos localiza-se na região sudeste, ocupando o litoral norte do estado do Rio de Janeiro e sul do Espírito Santo (Figura 12), se estende por uma área de aproximadamente 100.000 km². Os limites da bacia dão-se ao Norte com a Bacia do Espírito Santo, pelo alto de Vitória e ao Sul, com a Bacia de

Santos pelo Alto de Cabo Frio.

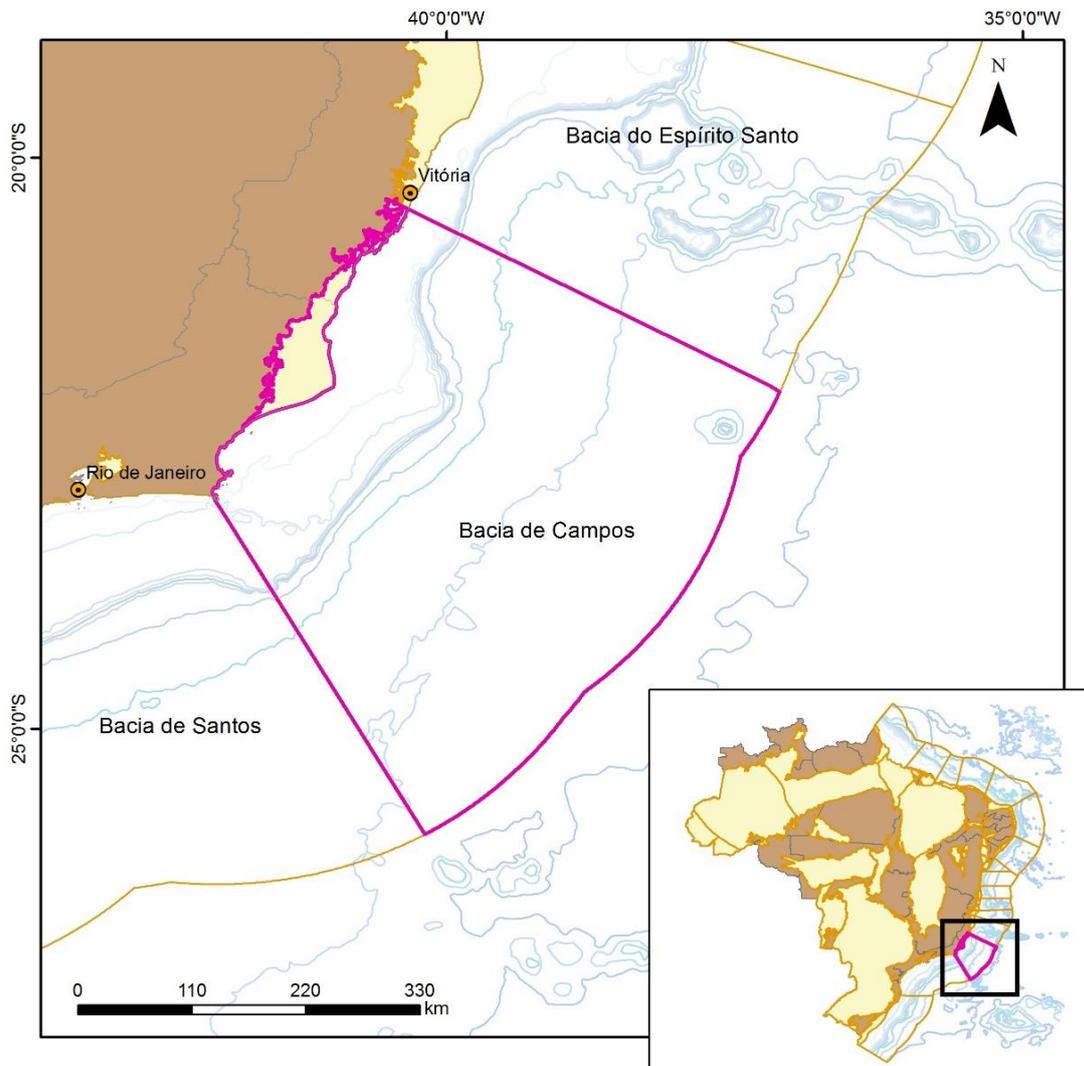


Figura 12. Localização da Bacia de Campos.

A Bacia de Campos, em conjunto com a Bacia de Santos, desponta como uma das principais bacias produtoras de Petróleo do Brasil, nela estão localizados diversos campos petrolíferos em produção (Figura 13), responsável por 54% da produção nacional, além de responder por 25% da produção de gás do país. A produção mensal total da bacia é de 1.530.228 boe/dia (dados de Março de 2017).

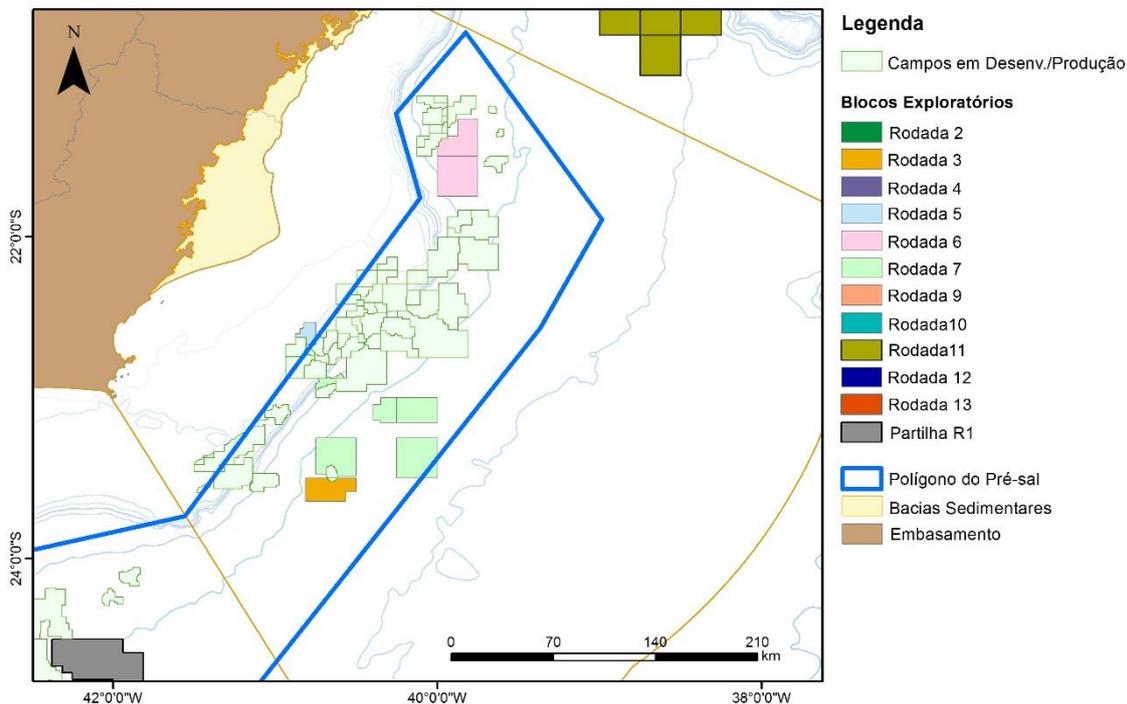


Figura 13. Mapa de localização dos campos em desenvolvimento e produção na Bacia de Campos.

4.2 Evolução Tectonoestratigráfica

A bacia de Campos é uma bacia de margem passiva e sua gênese está relacionada ao rifteamento do paleocontinente Gondwana e subsequente abertura do Oceano Atlântico.

Existem diversas interpretações propostas para a abertura do Atlântico Sul, a mais aceita é de que houve um misto entre estiramento litosférico e afinamento da crosta (McKenzie, 1978) e posteriormente uma anomalia termal (Royden & Keen, 1980) com subsidência associada. A atividade térmica no *hot-spot* de Tristão da Cunha e Santa Helena levou à formação de uma taxa mais larga de afinamento crustal. Em função desta anomalia térmica, o afinamento crustal foi acompanhado de soerguimento, com atuação do fenômeno de *underplating*, o que provavelmente condicionou a deposição da seção pré-rifte durante os andares Dom João e início do Rio da Serra, do Jurássico e

Neocomiano, nas bordas dessa zona soerguida, nas bacias do Recôncavo-Tucano e Sergipe-Alagoas.

O afinamento da crosta levou à ruptura do rifte em zonas de fraqueza e gerou a deposição da seção rifte em zona regionalmente soerguida (semelhante aos lagos do rifte africano atual) com contribuição expressiva de rochas vulcânicas no fundo da bacia. Estas vulcânicas, datadas pelo método K-Ar, sugerem idades entre 130 e 120 Ma (Fodor *et al.*, 1984), estas, semelhantes às da Província Serra Geral. Posteriormente, ocorreu uma fase de subsidência termal associada ao resfriamento da anomalia térmica da astenosfera.

Segundo Chang *et al.*, 1992, a estratigrafia das bacias da margem Leste pode ser dividida em cinco Megasequências: Continental, Transicional Evaporítica, Plataforma Carbonática Rasa, Marinha Transgressiva e Marinha Regressiva.

A Megasequência Continental foi subdividida por Chang *et al.* (1992) em razão da associações de fácies e estilos estruturais da base para o topo em Sin-Rifte I, Sin-Rifte II e Sin-Rifte III.

A Sequência Sin-Rifte I consiste em depósitos fluviais, leques aluviais e arenitos eólicos do Neo-Jurássico. Estes sedimentos não estão preservados (ou não foram encontradas) na bacia de Campos, com remanescentes, nas bacias da margem leste, apenas nas bacias de Camamu-Almada, Recôncavo-Tucano e Sergipe-Alagoas.

A Sequência Sin-Rifte II foi depositada no intervalo entre os andares locais Rio da Serra e Jiquiá e pode ser subdividida em dois intervalos principais.

O primeiro intervalo da Sequência Sin-Rifte II, depositado durante os andares locais Rio da Serra e Aratu, corresponde a uma distensão crustal acelerada que gerou uma série de meio-grábens onde o vulcanismo foi bastante intenso (Formação Cabiúnas) associado a depósitos lacustres.

O segundo intervalo da Sequência Sin-Rifte II, depositado durante os andares locais Buracica e Jiquiá, corresponde a sedimentação predominantemente

flúvio-deltaica, lacustre e de leques aluviais. Ocorrem nesta sequência pacotes argilosos, depositados em ambiente lacustre de águas doces, conhecidos informalmente como folhelhos Buracica (Winter *et al.*, 2007), arenitos, conglomerados sintectônicos e carbonatos compostos por conchas de pelecípodes (coquinas) em altos estruturais (Alto de Badejo, por exemplo). Ocorrem argilominerais de talco-estevensita precipitados em lagos vulcânicos alcalinos segundo Dias (2005). Essa megasequência é representada pelas Formação Cabiúnas (vulcânicas) e formações Atafona (siltitos e arenitos com talco-estevensita), Coqueiros (coquinas e folhelhos) e Itabapoana (conglomerados) do Grupo Lagoa Feia.

A Megasequência Transicional Evaporítica é composta exclusivamente por sedimentos depositados durante o andar local Alagoas (Aptiano), é separada da Megasequência Continental por discordância chamada pré-Aptiano Superior (Dias, 2005). Durante o Eoalagoas, a sedimentação foi predominantemente continental (sistemas de leques aluviais, lacustre e fluvial) com indicações de incursões marinhas em outras bacias, como folhelhos contendo dinoflagelados na bacia de Sergipe-Alagoas (Dias, 2005). Os depósitos equivalentes ao andar Neo alagoas são interpretados como provenientes de ambiente transicional, entre depósitos de mar epicontinental restrito e depósitos continentais. Aventa-se a ocorrência de extensas regiões rasas e um litoral recortado, com embaiamentos, onde as águas se tornaram hipersalinas e propícias para o desenvolvimento de construções microbiais. A sedimentação nesse período foi de leques aluviais e carbonática principalmente. O início da deposição evaporítica ocorreu no final do andar Alagoas e esta deposição, segundo Dias (1998), ocorreu em um ambiente marinho raso, corroborado pelos elevados teores de bromo nas halitas e pelos valores isotópicos de estrôncio nas anidritas compatíveis com as águas marinhas do Aptiano. Tal ambiente marinho restrito era limitado a sul por uma cadeia vulcânica de direção E-W conhecida como Dorsal de São Paulo que segundo Kumar & Gambôa (1979) controlava a pouca circulação de água marinha dentro das bacias da margem leste. A circulação restrita de água, associada ao clima quente e árido do Aptiano, criou as

condições ideais para o aumento da concentração de salmoura até o nível de precipitação dos minerais evaporíticos. Ainda segundo Dias (2005), a Megasequência Transicional Evaporítica foi depositada em um período de tectônica estável podendo ser chamada de fase *sag*. Litoestratigraficamente, a citada Megasequência é representada pelas Formações Itabapoana (conglomerados), Macabú (estromatólitos e laminitos microbiais), Gargaú (margas e calcilutitos) e Retiro (anidrita, halita, carnalita e silvinita), do Grupo Lagoa Feia.

A Megasequência Plataforma Carbonática Rasa foi depositada durante o Albiano, a fase *sag* já havia terminado e começava a sedimentação marinha franca, caracterizada por um plataforma carbonática comum a todas as bacias da margem leste. Essa plataforma alterna sucessões de tratos de mar alto com deposição de carbonatos de alta energia (*packstones/grainstones*) e tratos de sistema transgressivo com deposição de carbonatos de mais baixa energia (*wackestones/mudstones*). O modelo desenvolvido para essa sequência por Spadini *et al.* (1988) é uma rampa carbonática típica, deformada por halocinese que controlou a distribuição de fácies dos carbonatos de água rasa e, especialmente, os bancos de oólitos e oncolitos. Essa megasequência é representada principalmente pela Formação Quissamã, do Grupo Macaé.

A Megasequência Marinha Transgressiva foi depositada após o Albiano, em contexto de progressivo afundamento da bacia, devido à subida global do nível do mar, acompanhado da transgressão marinha, resultando no afogamento da plataforma carbonática (Chang *et al.*, 1990) e na consequente deposição de sedimentos de baixa energia como folhelhos, margas e calcilutitos. Depósitos arenosos turbidíticos estão presentes em toda essa sequência, sendo dois modelos identificados: canalizado, preferencialmente em mini bacias formadas pela halocinese, e em lençol. Essa Megasequência é representada principalmente pelas Formações Outeiro (calcilutitos e folhelhos), Imbetiba (calcilutitos) e Namorado (arenito), do Grupo Macaé, pelo membro Tamoios da Formação Ubatuba (folhelhos) e pela Formação Carapebus (arenitos).



AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS
NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS
SEGUNDA RODADA DE PARTILHA



A Megasequência Marinha Regressiva é composta pela predominância de sucessivas sequências flúvio-deltaicas, com ocorrência de leques deltaicos, plataformas siliciclásticas e turbiditos em águas mais profundas. Essa Megasequência é representada pelas formações Ubatuba (folhelhos), Carapebus (arenitos) e Emborê (carbonatos).

A nomenclatura litoestratigráfica utilizada neste trabalho foi a proposta por Winter *et al.* no diagrama estratigráfico publicado em 2007 (Figura 14).

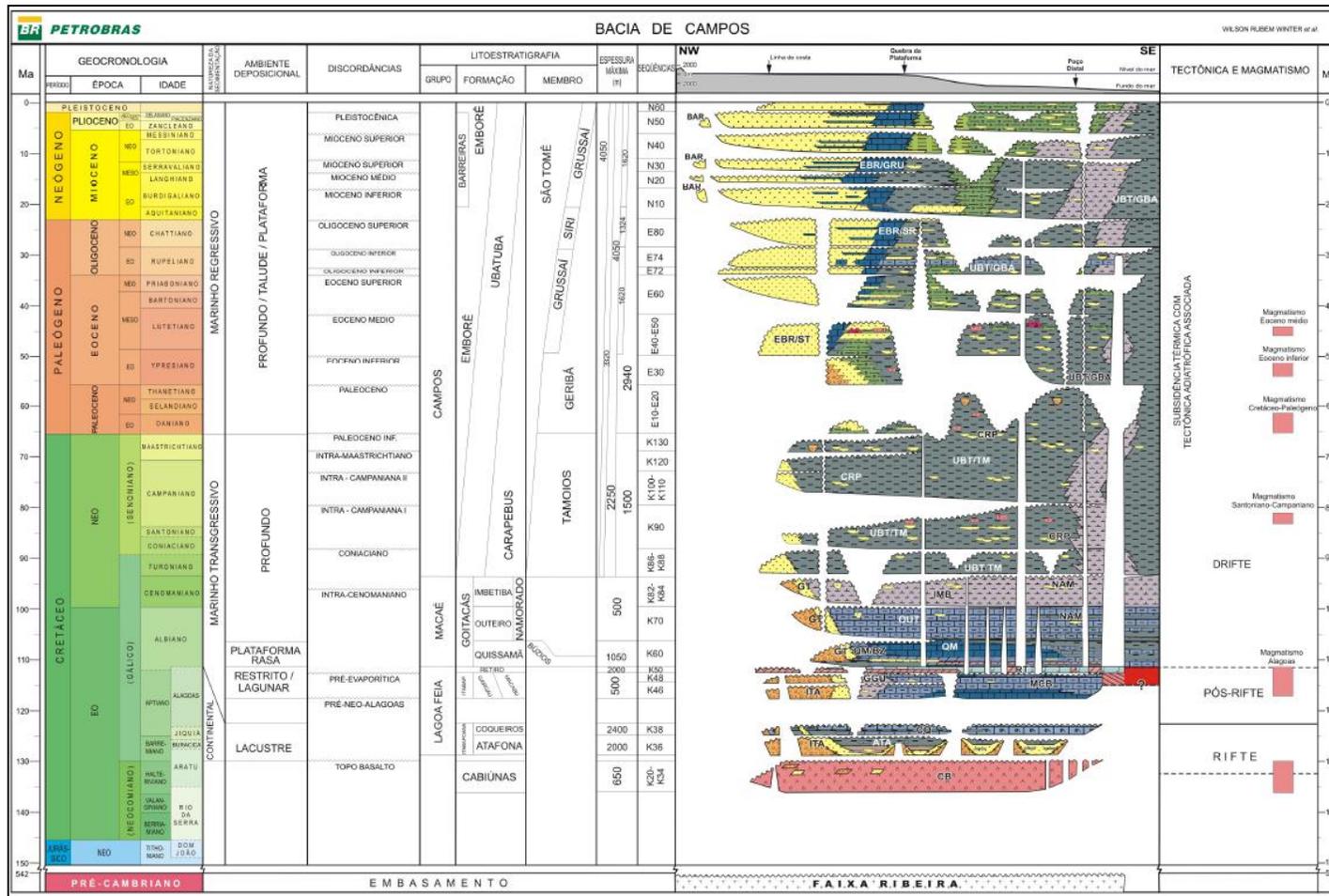


Figura 14. Diagrama estratigráfico da Bacia de Campos (Winter et al., 2007).

5 BLOCO SUDOESTE DE TARTARUGA VERDE

Para a 2ª Rodada de Licitações sob o regime de Partilha da Produção, será ofertado um bloco exploratório, que compreende parte de uma jazida localizada a sudoeste do Campo de Tartaruga Verde, operado pela Petrobras com 100% de participação.

O Campo de Tartaruga Verde está localizado na porção sul da Bacia de Campos, a aproximadamente 125 km do município de Macaé/RJ, em lâmina d'água entre 650 e 1200 m (Figura 15). As jazidas são originárias do bloco C-M-401, Concessão BM-C-36, adquirido na 7ª Rodada de Licitações da ANP, realizada em 2005.

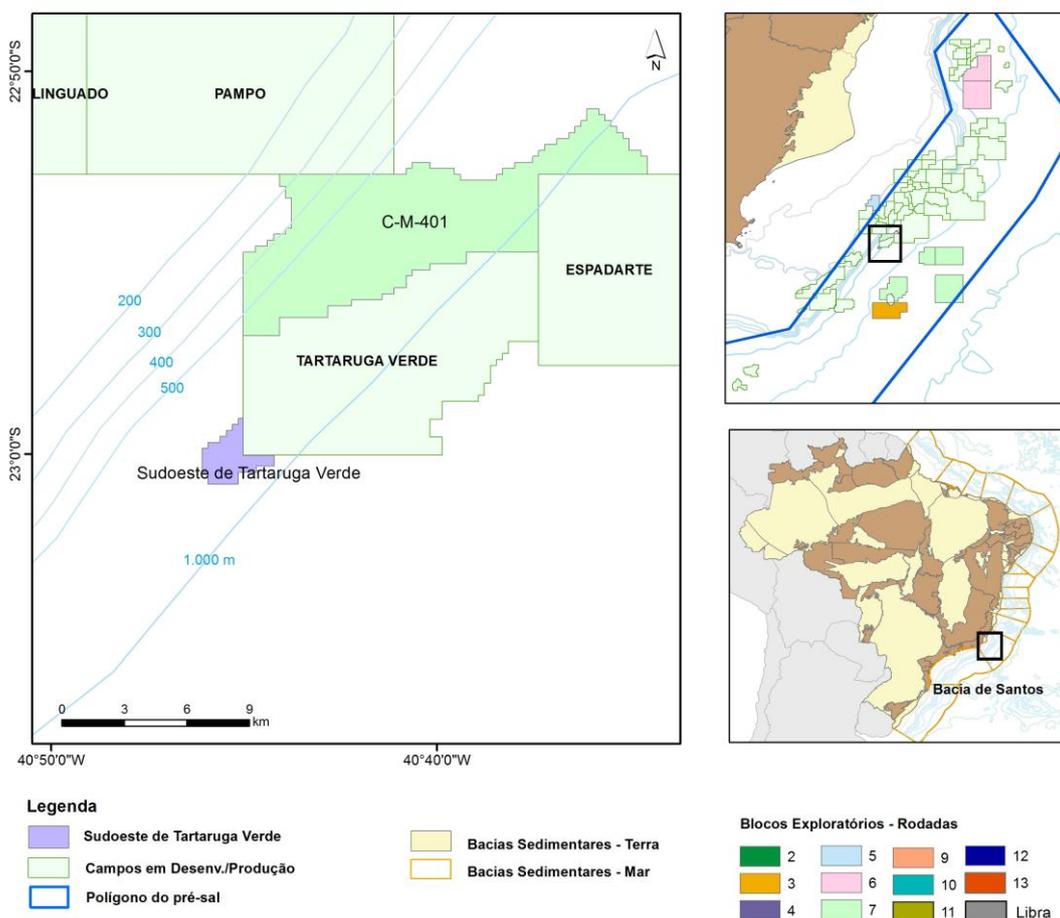


Figura 15. Mapa de localização do Bloco Sudoeste de Tartaruga Verde.

Distintamente das áreas em oferta na Bacia de Santos, a jazida a sudoeste de Tartaruga Verde é um *lead* do *play* pós-sal. Os reservatórios identificados na área do campo correspondem às rochas carbonáticas da Formação Quissamã, Grupo Macaé, de idade Albiana.

A descoberta da Jazida a sudoeste do Campo de Tartaruga Verde ocorreu em julho de 2010, com a perfuração do poço 3-BRSA-823-RJS, em lâmina d'água de 931 m. O objetivo deste poço era confirmar a extensão da acumulação de óleo identificada pelo poço 1-BRSA-713-RJS, descobridor do Campo de Tartaruga Verde. No entanto, constatou-se a presença de óleo em área não contínua ao reservatório identificado pelo poço pioneiro, o que originou a descoberta dessa jazida. Trata-se de estrutura quaquaversal do tipo casco de tartaruga controlada por tectônica salífera. A deposição dos carbonatos ocorre mediante ciclos de raseamento ascendente, com fácies reservatório compostas por calcarenitos oncolíticos/oolíticos e dolomitos. Ritmitos de calcilutito, folhelho e marga da Formação Quissamã; e calcilutitos e margas da Formação Outeiro compõem o selo da estrutura.

Com profundidades variando entre -2980 a -3100 m e espessura total podendo alcançar 300 m, essa jazida produz óleo com densidade de 27º API e viscosidade de 2,02 cP nas condições de reservatório.

A Figura 16 apresenta o histórico de produção da jazida a sudoeste de Tartaruga Verde até abril de 2017. O primeiro período observado corresponde à produção do poço 3-BRSA-823-RJS, enquanto o segundo, do poço 9-BRSA-1099-RJS. É importante ressaltar que a produção relativa a essa jazida é oriunda de Testes de Longa Duração e que as vazões foram limitadas durante o período. Os dados mais recentes de produção indicam uma Razão Gás-Óleo média de 65 m³ std /m³ std.

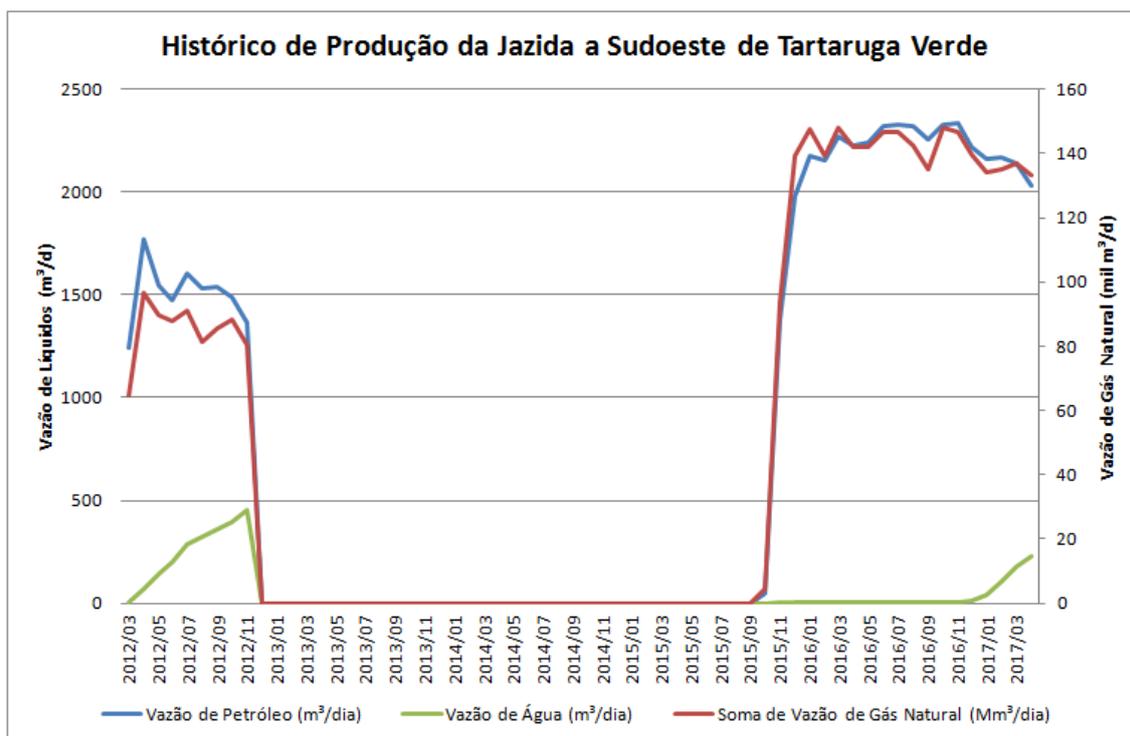


Figura 16. Histórico de produção da Jazida a Sudoeste do Campo de Tartaruga Verde.

Foi perfurado e testado o poço 9-TVD-1D-RJS na área unitizável, destacada na figura 15. No total, até o momento, foram perfurados 7 poços na jazida a sudoeste do Campo de Tartaruga Verde.

Com a constatação da extrapolação da jazida a sudoeste de Tartaruga Verde para área não contratada, foi celebrado Acordo de Individualização da Produção (AIP). O AIP foi aprovado por meio da Resolução de Diretoria nº 1088 de 2015, sendo que os efeitos desse Acordo só irão vigorar a partir de 20/09/2017 - 180 dias após a publicação da Resolução CNPE nº 12/ 2016, que ocorreu no dia 24 de março de 2017 e estabeleceu a política de comercialização do petróleo e do gás natural da União.

6 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

CALDAS, M. F. **Reconstituição cinemática e tectono-sedimentação associada a domos salinos nas águas profundas da Bacia de Santos, Brasil**. Rio de Janeiro, 2007. 111 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Civil) – COPPE, Universidade Federal do Rio de Janeiro.

CHANG, H. K.; KOWSMANN, R. O.; FIGUEIREDO, A. M. F. Novos conceitos sobre o desenvolvimento das bacias marginais do leste brasileiro. In: RAJA GABAGLIA, G. P e MILANI, E. J. **Origem e evolução das bacias sedimentares brasileiras**. Petrobras, 1990, p. 269-289.

CHANG, H. K.; KOWSMANN, R.O.; FIGUEIREDO, A.M.F.; BENDER, A.A. 1992. Tectonics and stratigraphy of the East Brazil Rift System: an Overview. *Tectonophysics*, 213 (1-2): 97138.

DIAS, J.L. 2005. Tectônica, estratigrafia e sedimentação no Andar Aptiano da margem leste brasileira. *Boletim de Geociências da Petrobrás*, 13: 7-25.

FODOR, R.V.; MCKEE, E.H.; ASMUS, H.E. 1984. K–Ar Ages and the Opening of the South Atlantic Ocean: Basaltic Rock from the Brazilian Margin. *Marine Geology*, 54: M1–M8.

GARCIA, S. F. M. **Restauração estrutural da halotectônica na porção central da Bacia de Santos e implicações para os sistemas petrolíferos**. Ouro Preto, 2012. 207 f. Tese (Doutorado em Ciências Naturais, Área de Concentração: Geologia Estrutural) – Universidade Federal de Ouro Preto.

GARCIA, S. F. M.; DANDERFER FILHO, A.; LAMOTTE, D. F.; RUDKIEWICZ, J. L. Análise de volumes de sal em restauração estrutural: um exemplo na Bacia de Santos. *Revista Brasileira de Geociências*, São Paulo, v. 42, n.2, p. 433-450, 2012.



KUMAR, N. & GAMBÔA, L.A.P. 1979. Evolution of the São Paulo Plateau (Southeastern Brazilian Margin) and Implications for the Early History of the South Atlantic. *Geological Society of America Bulletin*, Boulder, Colorado, 90: 281-293. part.1.

MCKENZIE, R.P. 1978. Some Remarks on the Development of Sedimentary Basins. *Earth and Planetary Science Letters*, 40: 25-32.

MOREIRA, J. L. P.; MADEIRA, C. V.; GIL, J. A.; MACHADO, M. A. P. Bacia de Santos. **Boletim de Geociências da Petrobras**, Rio de Janeiro, v. 15, n. 2, p. 531-549, 2007.

PEREIRA, M. J.; FEIJÓ, F. J. Bacia de Santos. **Boletim de Geociências da Petrobras**, Rio de Janeiro, v. 8, n. 1, p. 219-234, 1994.

ROYDEN, L. & KEEN, C.E. 1980. Rifting Processes and Thermal Evolution of the Continental Margin of Eastern Canada Determined from Subsidence Curves. *Earth & Planetary Science Letters*, 51: 343-361.

SPADINI, A.R.; ESTEVES, F.R.; DIAS-BRITO, D.; AZEVEDO, R.L.M.; RODRIGUES, R. The Macaé Formation, Campos Basin, Brazil: Its Evolution in the Context of the Initial Historical of South Atlantic. **Revista Brasileira de Geociências**, São Paulo, v.18, n.3, p. 261-272, 1988.

WINTER, W.R.; JAHNERT, R.J.; FRANÇA, A.B. Bacia de Campos. **Boletim de Geociências da Petrobras**, Rio de Janeiro, v.15, n. 2, p.511-529, 2007.