

ANP - Agência Nacional do Petróleo,
Gás Natural e Biocombustíveis

Oportunidades no Setor de Petróleo e Gás Natural no Brasil

Rodadas de Licitações 2017-2019

Junho, 2017



AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO,
GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS

DIRETOR GERAL

Décio Oddone

DIRETORES

Aurélio Amaral

Felipe Kury

Waldyr Barroso

ESCRITÓRIO CENTRAL

Av. Rio Branco, n.65 - 12º ao 22º andar

Centro - CEP 20.090-004 - Rio de Janeiro - RJ - Brasil

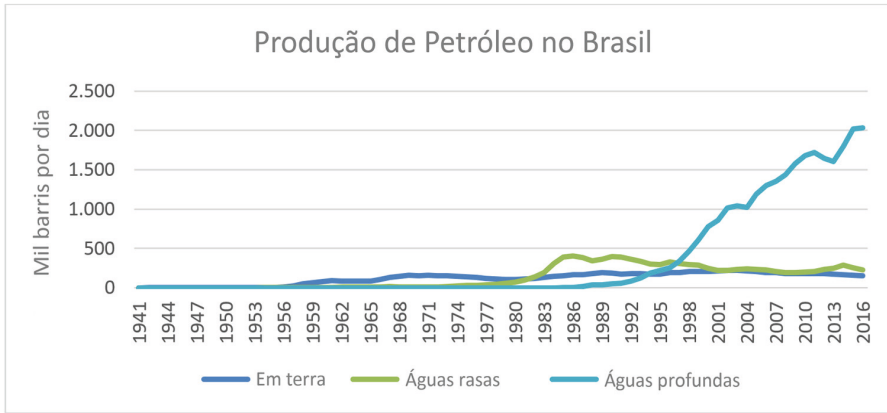
www.anp.gov.br

Sumário

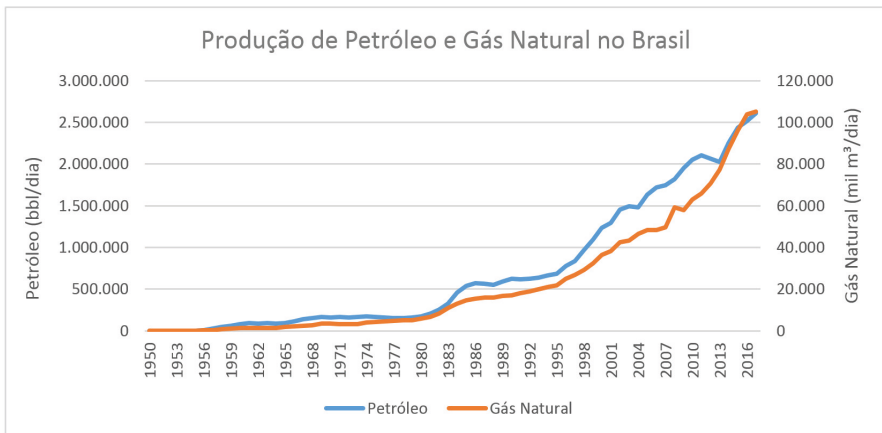
1. Histórico	4
2. Oportunidades	5
3. Próximas Rodadas de Licitações	9
3.1 Rodadas de Concessão	9
3.1.1 14ª Rodada de Licitações	9
Bacias Marítimas	10
Bacia de Sergipe-Alagoas (Setores SSEAL-AP1, SSEAL-AP2 e SSEAL-AUP2)	10
Bacia do Espírito Santo – Mar (Setores SES-AP1 e SES-AP2)	11
Bacia de Campos (Setores SC-AP1 e SC-AP3)	11
Bacia de Santos (Setores SS-AR3, SS-AR4 e SS-AP4)	12
Bacia de Pelotas (Setores SP-AP4 e SP-AUP4)	13
Bacias Terrestres de Novas Fronteiras	13
Bacia do Parnaíba (Setores SPN-N e SPN-SE)	13
Bacia do Paraná (Setor SPAR-CN)	14
Bacias Maduras	14
3.1.2 15ª Rodada de Licitações	15
3.1.3 16ª Rodada de Licitações	15
3.2. Rodadas de Partilha da Produção	16
3.2.1 <i>Opay</i> do Pré-sal	16
3.2.2 2ª Rodada de Partilha da Produção no Pré-sal	18
Prospecto de Carcará	20
Prospecto de Gato do Mato	20
Campo de Sapinhoá	20
Campo de Tartaruga Verde	20
3.2.3 3ª Rodada de Partilha da Produção no Pré-sal	21
Peroba e Pau Brasil	21
Blocos do Alto de Cabo Frio	21
3.2.4 4ª Rodada de Partilha da Produção no Pré-sal	21
3.2.5 5ª Rodada de Partilha da Produção no Pré-sal	22
4. Resultados potenciais	23
5. Conclusões	23

1. Histórico

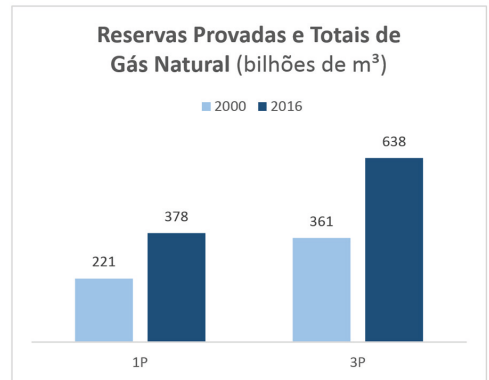
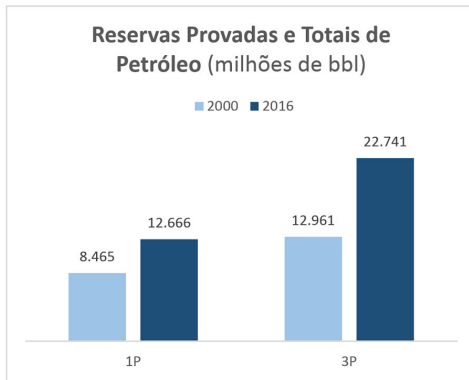
A produção de petróleo no Brasil teve início em 1941, no campo terrestre de Candeias, na Bahia. Desde então, a exploração avançou para águas rasas e profundas, que hoje representam a maior parte do volume produzido.



Até 1997, a Petrobras possuía o monopólio das atividades de exploração e produção, e produzia menos de 900 mil barris de petróleo por dia. Após quatorze rodadas de licitações, a atual produção de petróleo ultrapassa 2,5 milhões de barris por dia em quase 300 campos.



As reservas provadas de petróleo aumentaram de 8,5 bilhões de barris em 2000 para 12,7 bilhões de barris em 2016. Paralelamente, as reservas provadas de gás natural aumentaram de 221 para 378 bilhões de metros cúbicos.



Até o fim de maio de 2017, mais de 700 áreas estavam sob contratos de Exploração e Produção (E&P), das quais cerca de 300 se encontravam na fase de exploração e mais de 400 em desenvolvimento ou produção. Atualmente, 95 grupos econômicos operam no setor de óleo e gás, dos quais 48 são empresas estrangeiras.

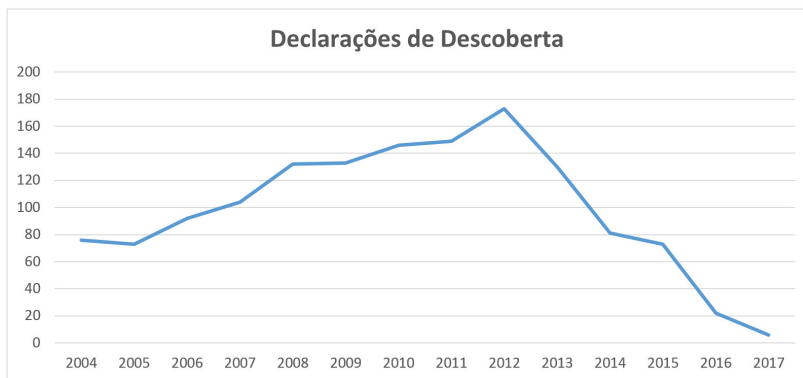
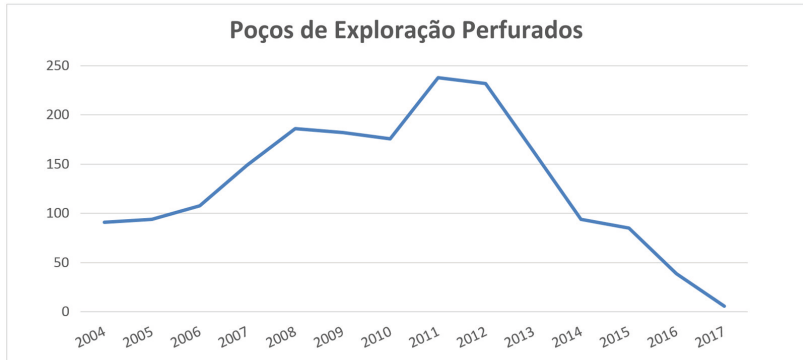
Em todos estes anos, os contratos assinados sempre foram respeitados. A regulação é garantida por uma agência reguladora autônoma: a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP).

É importante mencionar que as políticas relativas a hidrocarbonetos e biocombustíveis são formuladas pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), e que a ANP é responsável por implementar essas políticas.

2. Oportunidades

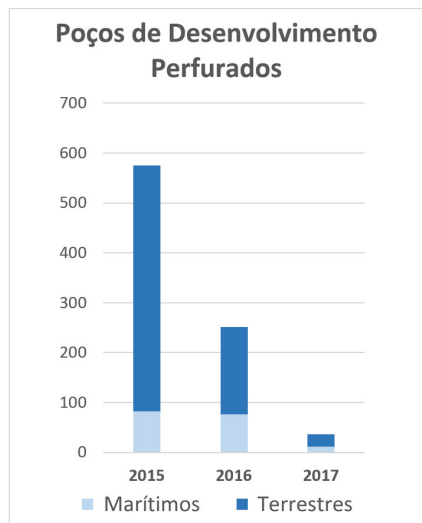
Apesar da crescente produção nacional, ainda há um imenso potencial a ser explorado. Menos de 5% das áreas sedimentares foram concedidas, e o número de poços perfurados no Brasil é muito baixo se comparado com outros países – apenas cerca de 30 mil poços – metade do que a Argentina já perfurou, e somente uma fração dos milhões de poços perfurados nos EUA. Adicionalmente, ainda existem duas bacias sedimentares inteiras sem um único poço perfurado (bacias de Pernambuco-Paraíba e Madre de Deus).

Por outro lado, durante cinco anos – entre 2008 e 2013, enquanto se discutia um novo modelo regulatório para o Pré-sal – nenhuma rodada foi realizada. Aliando esse fato à queda do preço do petróleo e à redução dos investimentos da Petrobras, houve uma significativa diminuição da atividade exploratória e, conseqüentemente, o número de descobertas declaradas declinou no período recente. O número de poços de desenvolvimento perfurados também diminuiu.



* até 08/06/2017

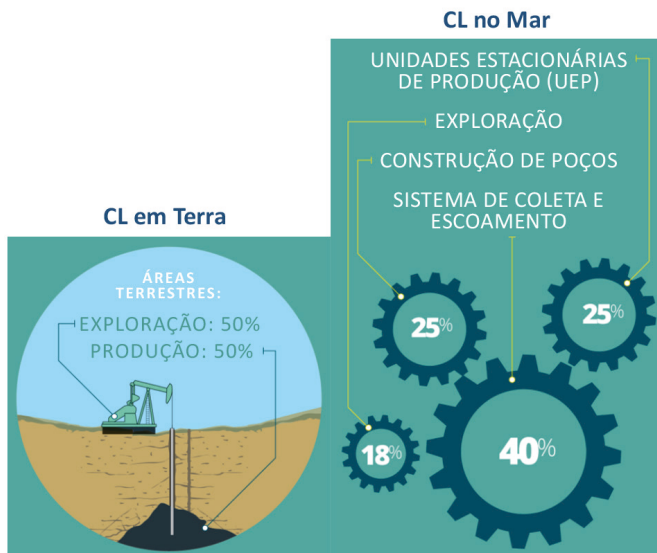
A situação deve mudar radicalmente nos próximos anos. Pela primeira vez, o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) aprovou um calendário de rodadas de licitação. Nove rodadas estão planejadas de 2017 a 2019, oferecendo áreas contendo bilhões de barris de petróleo e criando oportunidades para todos os tipos de empresas de exploração e produção. Em 2017, três leilões estão confirmados: a 14ª Rodada de Licitações, com blocos no regime de concessão, e a 2ª e a 3ª Rodadas de Partilha, com blocos na área do Pré-sal – uma das maiores oportunidades de exploração disponíveis no mundo.



Futuras Rodadas de Licitações		Foco	Data
2017	14ª Rodada de Licitações	Margem Leste e Bacias Terrestres	27 de setembro
	2ª Rodada de Partilha da Produção	Gato do Mato, Carcará, Sapinhoá e Tartaruga Verde	27 de outubro
	3ª Rodada de Partilha da Produção	Peroba, Pau Brasil, Alto de Cabo Frio - Oeste e Alto de Cabo Frio - Central	27 de outubro
2018	15ª Rodada de Licitações	Margem Equatorial e Bacias Terrestres	Maio de 2018
	4ª Rodada de Partilha da Produção	Saturno, Três Marias, Uirapuru, C-M-537, C-M-655, C-M-657 e C-M-709	Maio de 2018
	5ª Rodada de Campos Marginais	A definir	A definir
2019	16ª Rodada de Licitações	Margem Leste e Bacias Terrestres	3º Trimestre de 2019
	5ª Rodada de Partilha da Produção	Aram, Bumerangue e Sudeste de Lula, Sul e Sudoeste de Júpiter	3º Trimestre de 2019
	6ª Rodada de Campos Marginais	A definir	A definir

Adicionalmente, as novas políticas de E&P estabelecem uma oferta permanente de áreas devolvidas e de áreas já autorizadas pelo CNPE em rodadas anteriores, porém não contratadas. Com essa iniciativa, a ANP estima que centenas de áreas serão oferecidas novamente ao mercado, a partir de 2018.

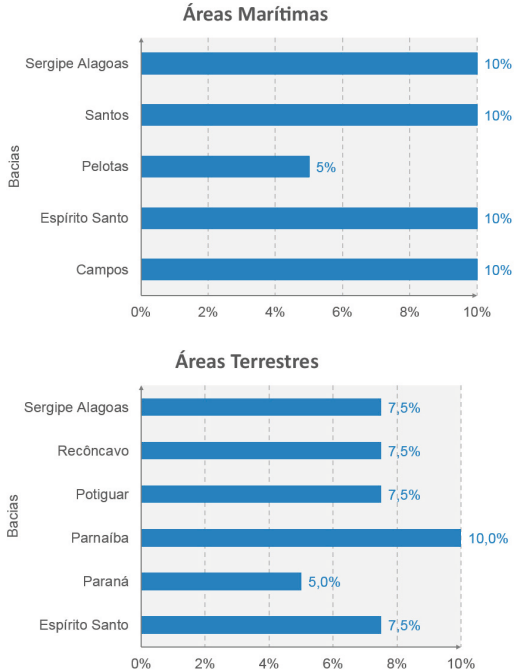
Além disso, aprimoramentos na política energética e na regulação estão em andamento. Uma nova política de conteúdo local para as rodadas de licitação de 2017 foi publicada, e agora empresas privadas podem operar blocos no Polígono do Pré-sal.



Fonte: Ministério de Minas e Energia (MME) – Novo Conteúdo Local exigido para a 14ª Rodada de Licitações

Para a 14ª Rodada, as regras para o regime de concessão foram simplificadas, com novidades como a adoção da fase única de exploração, royalties distintos para áreas de novas fronteiras e bacias maduras de maior risco, redução do patrimônio líquido mínimo para não operadores e incentivos para aumentar a participação de fundos de investimentos.

Redução dos Royalties para estimular atividades



Há também programas governamentais em andamento para atrair novos investimentos nos setores do *upstream*, do gás natural e do *downstream*:

- REATE
- Gás para Crescer
- Renovabio
- Combustível Brasil

Além disso, a Petrobras está implementando um robusto plano de desinvestimento, que inclui ativos nos setores de E&P, do *downstream* e de gás natural.

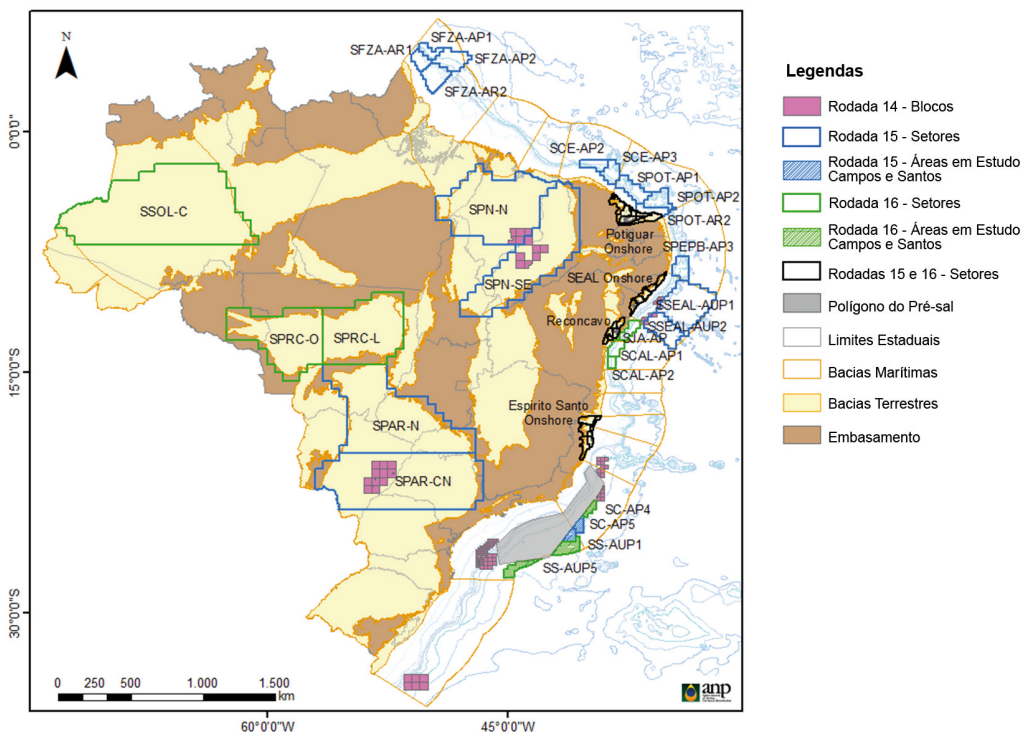
O setor de óleo e gás está passando pela maior transformação desde a fundação da Petrobras, em 1953. As empresas interessadas em investir em E&P, no *downstream*, no setor de gás natural, na cadeia produtiva e na indústria de serviços no Brasil têm a maior janela de oportunidade em décadas.

3. Próximas Rodadas de Licitações

3.1 Rodadas de Concessão

Três novas rodadas de licitação sob o regime de concessão estão planejadas entre 2017 e 2019: a 14^a, a 15^a e a 16^a Rodadas de Licitações.

O mapa abaixo mostra os blocos definidos para a 14^a Rodada de Licitações e os setores em estudo para as próximas rodadas de concessão.



3.1.1 14^a Rodada de Licitações

A 14^a Rodada de Licitações, autorizada pela Resolução nº 6/2017 do Conselho Nacional de Política Energética inclui áreas em bacias marítimas de alto potencial, bacias de novas fronteiras e bacias maduras.

Serão oferecidos 287 blocos, localizados em 29 setores de 9 bacias sedimentares brasileiras. Desse total, 110 blocos estão localizados nas bacias marítimas de Sergipe-Alagoas, Espírito Santo, Campos, Santos e Pelotas; 23 estão localizados nas bacias terrestres de novas fronteiras do Parnaíba e do Paraná; e 154 blocos estão situados nas bacias terrestres maduras do Recôncavo, Potiguar, de Sergipe-Alagoas e do Espírito Santo.

Dentre as bacias incluídas na 14ª Rodada, destacam-se as de Sergipe-Alagoas, de Campos, de Santos e do Espírito Santo.

Para a Bacia de Sergipe-Alagoas são esperadas descobertas de óleo leve e condensado em reservatórios turbidíticos do Cretáceo Superior, análogas às grandes descobertas dos últimos anos na mesma bacia (Barra, Cumbe, Moita Bonita, etc.).

Espírito Santo, Campos (setor AP1), Santos e Pelotas têm grandes expectativas de descoberta de petróleo em reservatórios turbidíticos do Cretáceo Superior.

O setor AP3 na Bacia de Campos inclui áreas com potencial no *play* do pré-sal, fora do Polígono do Pré-sal.

As áreas terrestres de novas fronteiras (bacias do Paraná e do Parnaíba) são bacias com propensão para gás natural, com bom potencial.

Bacias Marítimas

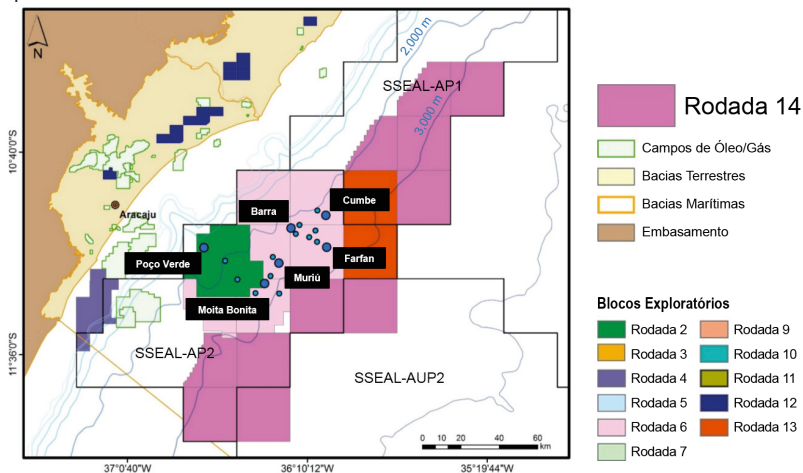
Bacia de Sergipe-Alagoas (Setores SSEAL-AP1, SSEAL-AP2 e SSEAL-AUP2)

A Bacia de Sergipe-Alagoas é uma tradicional produtora de petróleo e gás natural, em terra e no mar (águas rasas).

Nos últimos anos, novas descobertas de petróleo foram realizadas em reservatórios de arenitos turbidíticos do Cretáceo Superior localizados em águas profundas e ultraprofundas.

Os blocos em oferta têm potencial para descobertas de óleo leve, gás natural e condensado no mesmo *play* das descobertas de Barra, Farfan, Cumbe, Moita Bonita, Muriú e Poço Verde.

O modelo de acumulação destas descobertas é caracterizado por rochas geradoras marinhas do Albiano/Cenomaniano/Turoniano com acumulações em reservatórios turbidíticos do Cretáceo Superior.

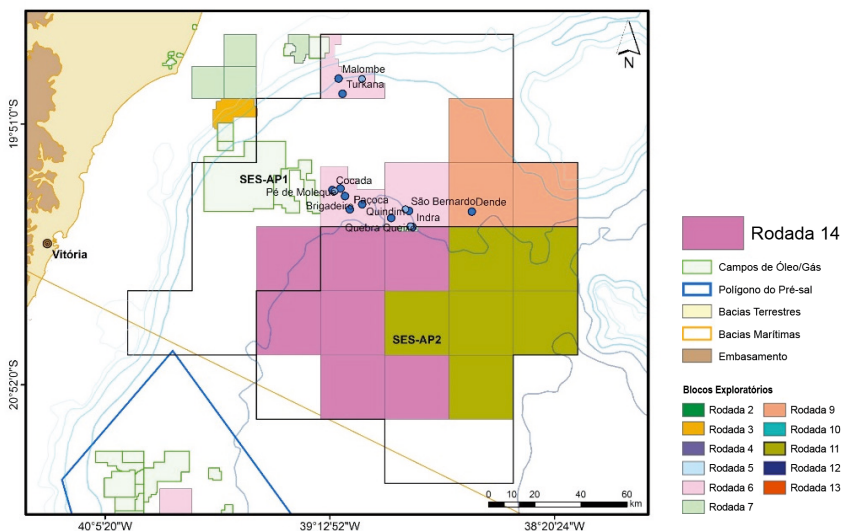


Bacia do Espírito Santo – Mar (Setores SES-AP1 e SES-AP2)

A Bacia do Espírito Santo é uma tradicional produtora de petróleo e gás natural em águas rasas e profundas (Complexo de Golfinho).

Atualmente, sete descobertas estão sendo avaliadas nos blocos sob concessão (Parque dos Cachorros e Parque dos Doces). Essas descobertas são caracterizadas por reservatórios turbidíticos do Cretáceo Superior ao Neogeno.

As áreas em oferta têm potencial para descobertas de petróleo semelhantes àquelas do Parque dos Cachorros e do Parque dos Doces (com Planos de Avaliação e Descoberta em andamento). Elas também têm potencial para descobertas petrolíferas em trapas estratigráficas muito semelhantes às do campo de Marlim Sul, na Bacia de Campos. Em um dos corpos turbidíticos mapeados foi identificado um *flat spot* bastante evidente.

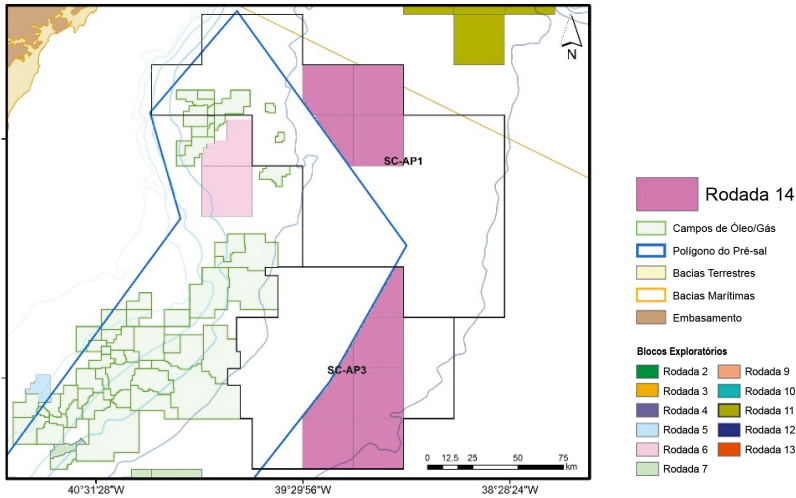


Bacia de Campos (Setores SC-AP1 e SC-AP3)

A Bacia de Campos é a principal produtora de petróleo e gás natural no Brasil, especialmente em reservatórios de arenitos turbidíticos do pós-sal (Complexo de Marlim) e em cascos de tartaruga carbonáticos do Albiano. Em 2016, a Bacia de Campos produziu 1,5 milhão de barris de petróleo por dia e cerca de 27 milhões de m³ de gás natural por dia.

Além dos *plays* do pós-sal, há também importantes descobertas no *play* do pré-sal (ex. Parque das Baleias). O Parque das Baleias produziu em torno de 345 mil barris de petróleo por dia em dezembro de 2016, sendo 46% da produção advinda do pré-sal.

O setor SC-AP1 tem potencial para descobertas de petróleo em reservatórios turbidíticos do Cretáceo Superior ao Paleogeno, enquanto o setor SC-AP3 tem potencial para descobertas nos carbonatos aptianos do *play* do pré-sal.

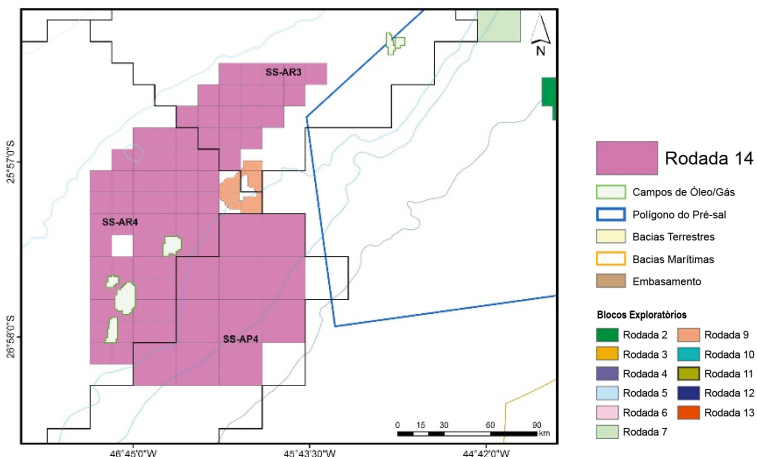


Bacia de Santos (Setores SS-AR3, SS-AR4 e SS-AP4)

A Bacia de Santos é uma das mais importantes bacias produtoras de petróleo no Brasil devido às enormes e prolíficas jazidas do pré-sal. No entanto, as áreas em oferta na 14ª Rodada estão localizadas fora do Polígono do Pré-sal, em região ainda pouco explorada da bacia, mas que guarda grande potencial.

As áreas em oferta têm propensão para descobertas de petróleo em reservatórios turbidíticos do Cretáceo Superior ao Paleogeno, semelhantes àqueles do Campo de Baúna (produção média de petróleo em 2016: 46 mil barris por dia).

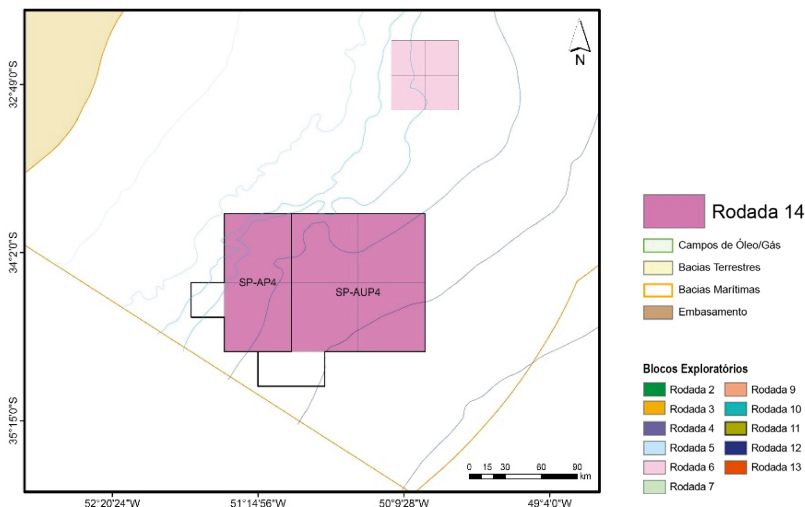
Trata-se de oportunidade relevante, considerando que há 10 anos não se ofertam áreas nas águas rasas da Bacia de Santos.



Bacia de Pelotas (Setores SP-AP4 e SP-AUP4)

Localizado no extremo sul do Brasil, na fronteira com o Uruguai, a Bacia de Pelotas é uma bacia de nova fronteira, ainda muito pouco explorada e sem descobertas até o momento.

A Bacia de Pelotas é caracterizada por uma significativa espessura de sedimentos, com potencial, no *play* turbidítico do Cretáceo Superior.



Bacias Terrestres de Novas Fronteiras

Bacia do Parnaíba (Setores SPN-N e SPN-SE)

A Bacia do Parnaíba, com potencial para gás natural, é localizada no nordeste do Brasil e abrange uma área de aproximadamente 600.000 km². A bacia tem três campos de gás natural em produção e outros quatro na fase de desenvolvimento, no Parque dos Gaviões. A capacidade atual de produção de gás natural no Parque dos Gaviões está em torno de 8,4 milhões de m³ por dia.

O modelo de acumulação é marcado pela presença de soleiras de diabásio que agem como catalizadores para a geração de petróleo e também como selos para as acumulações.

Apesar do sucesso exploratório alcançado nas bacias paleozoicas ao redor do mundo, a exploração de hidrocarbonetos permaneceu estagnada durante décadas na Bacia do Parnaíba. Investimentos feitos pela ANP e pelas concessionárias alçaram a bacia à categoria de uma das mais relevantes bacias produtoras de gás natural no Brasil, sendo responsável por cerca de 5% de toda a produção de gás natural no País (2016).

Bacia do Paraná (Setor SPAR-CN)

A Bacia do Paraná está localizada em um contexto geopolítico muito atrativo, na região mais industrializada da América do Sul. Ainda não tem nenhuma descoberta comercial. No entanto, tem um potencial promissor para acumulações de gás natural.

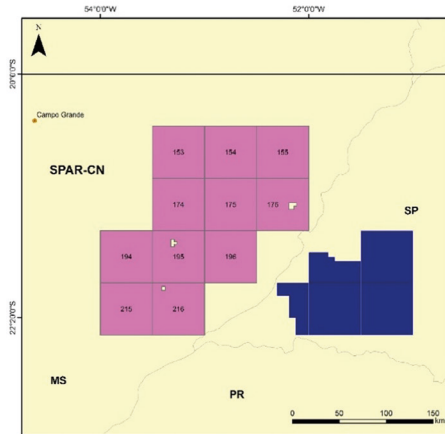
O *play* esperado é semelhante àquele do Parque dos Gaviões, na Bacia do Parnaíba, com soleiras de diabásio controlando as acumulações de gás natural.

As evidências de sistemas de petróleo são as ocorrências de petróleo e gás nos poços perfurados na bacia e a descoberta de gás no Campo de Gás de Barra Bonita (ainda em fase de desenvolvimento).

A maior dificuldade relativa à exploração da Bacia do Paraná era superar as questões de imageamento abaixo das espessas e complexas camadas de basalto. Entretanto, dados sísmicos muito recentes adquiridos pela ANP na Bacia do Paraná alcançaram resultados notáveis. Agora é possível mapear muitos horizontes estratigráficos, bem como rochas intrusivas e até mesmo o embasamento.

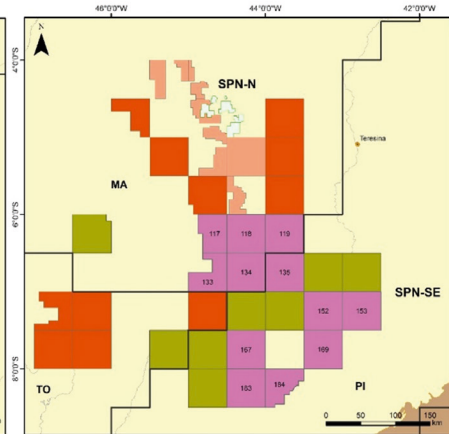
Bacia do Paraná

11 Blocos Exploratórios
 Área Total ~31.000 km²
 Área por bloco ~3.000 km²



Bacia do Parnaíba

12 Blocos Exploratórios
 Área Total ~34.000 km²
 Área por bloco ~3.000 km²

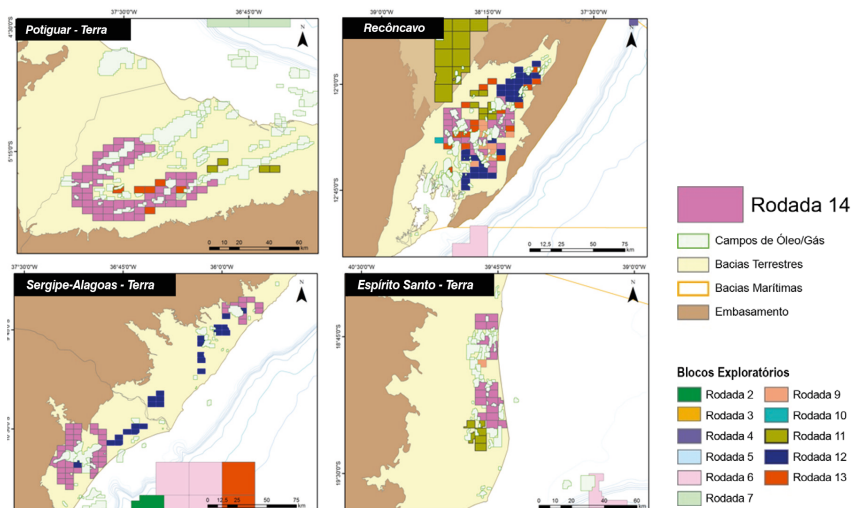


 Rodada 14

Bacias Maduras

A porção terrestre das bacias Potiguar, de Sergipe-Alagoas, do Espírito Santo e do Recôncavo forma o sistema de riftes do Cretáceo, cuja origem está relacionada ao processo de estiramento crustal que resultou na ruptura do Supercontinente Gondwana e culminou na separação entre as placas Sul-americana e Africana e na formação do Oceano Atlântico. Essas bacias são classificadas como maduras, ou seja, são regiões em estado avançado de exploração, com infraestrutura bem desenvolvida e mão-de-obra local especializada.

A oferta de blocos exploratórios em bacias maduras na 14ª Rodada de Licitações tem como objetivo dar oportunidades a pequenas e médias empresas. Em 2016, essas bacias terrestres produziram cerca de 126 mil barris de petróleo e 4 milhões de m³ de gás natural, por dia.



3.1.2 15ª Rodada de Licitações

A 15ª Rodada de Licitações vai focar na Margem Equatorial Brasileira, que tem potencial para descobertas de petróleo em reservatórios turbidíticos do Cretáceo Superior, muito semelhantes àqueles da África Ocidental (Jubileu, Tweneboa, Mahogany etc.).

Além das bacias da Margem Equatorial, a 15ª Rodada de Licitações incluirá áreas nas bacias de Campos e Santos (maiores produtoras de petróleo no Brasil), fora do Polígono do Pré-sal.

As áreas terrestres de novas fronteiras (bacias do Paraná e do Parnaíba) têm potencial para gás natural. A Bacia do Parnaíba é responsável por mais de 5% de toda a produção de gás no Brasil. A Bacia do Paraná ainda é pouco explorada, devido especialmente às dificuldades de imageamento sísmico na região. Entretanto, dados adquiridos pela ANP mostraram características muito semelhantes às da Bacia do Parnaíba.

3.1.3 16ª Rodada de Licitações

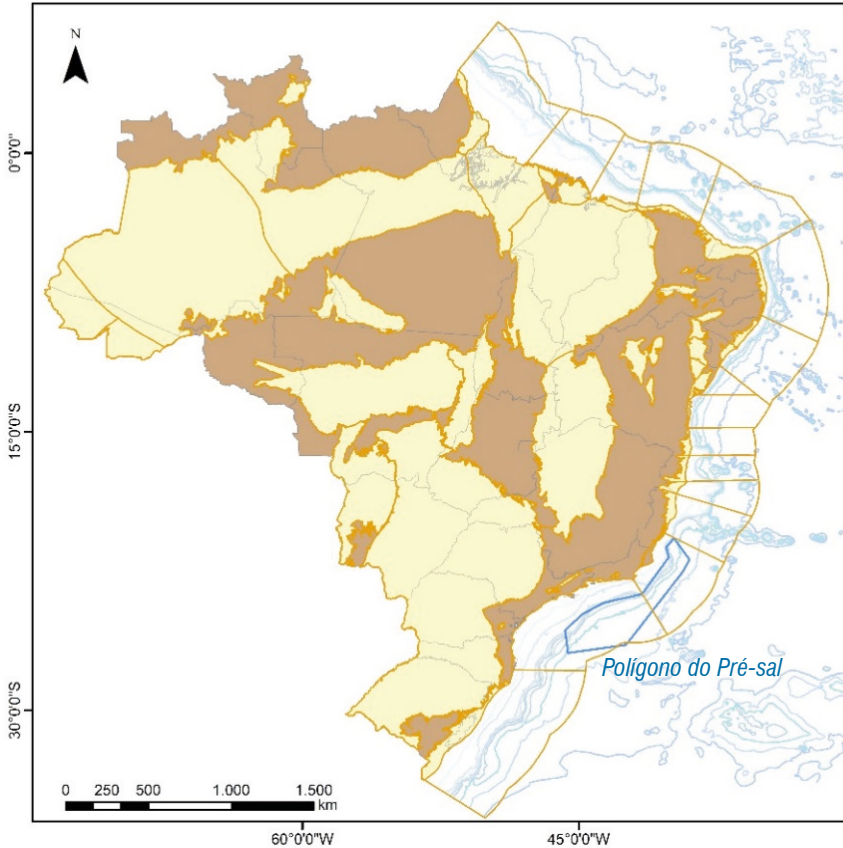
A 16ª Rodada de Licitações vai focar na Margem Leste Brasileira, que se diferencia por suas bacias produtoras e suas áreas de exploração com potencial para petróleo e gás natural.

Serão oferecidas nesta rodada áreas das bacias de Jacuípe, Camamu-Almada, Campos e Santos.

Esta rodada também incluirá áreas em bacias terrestres de novas fronteiras (Solimões e Parecis). A Bacia de Parecis tem potencial para descobertas de gás natural, enquanto a Bacia do Solimões é uma produtora de petróleo e gás, responsável por 13% da produção nacional de gás natural (2016).

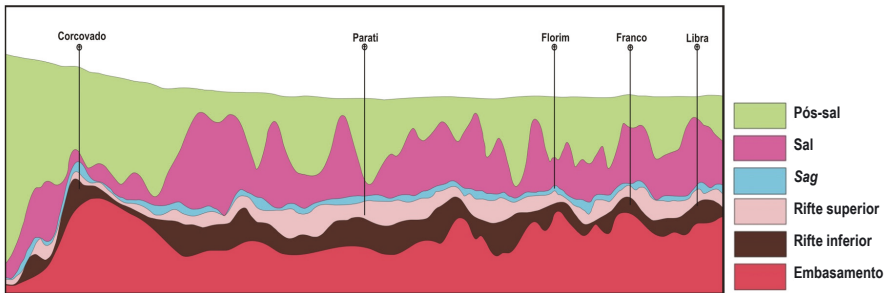
3.2 Rodadas de Partilha da Produção

Quatro rodadas de partilha da produção estão planejadas até 2019, oferecendo 18 áreas exploratórias no Polígono do Pré-sal.



3.2.1 O play do Pré-sal

O pré-sal é uma sequência de rochas sedimentares criadas pela separação do antigo Continente da Gondwana. Inicialmente, grandes depressões se formaram entre os dois continentes, originando grandes lagos que permitiram a deposição das rochas geradoras. A continuidade do processo levou à deposição das rochas reservatório nas fases do rifte superior e do sag, e das espessas camadas de sal.

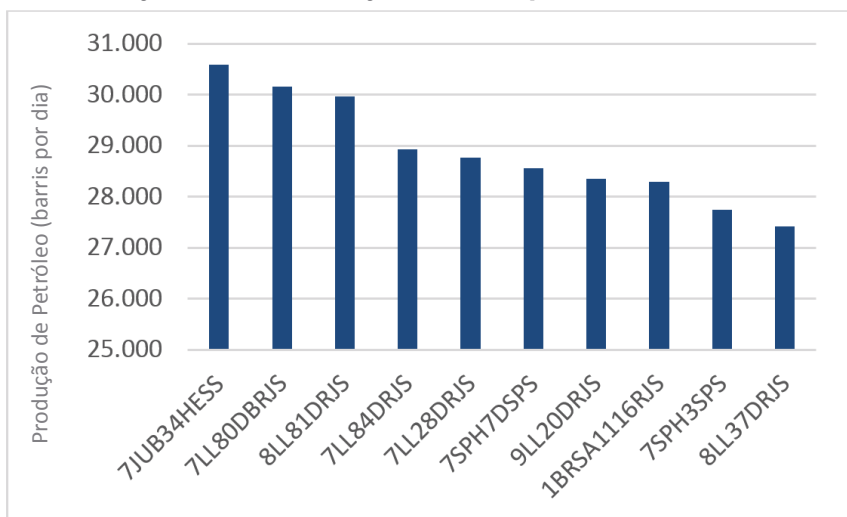


A região do Polígono do Pré-sal (mapa ao lado) se diferencia pela presença de espessas camadas de sal, principalmente na Bacia de Santos, onde ocorrem as muralhas de sal, que permitiram um selo muito eficiente e forneceram as condições térmicas adequadas para a preservação de hidrocarbonetos líquidos. Essa região inclui as grandes estruturas com acumulações já descobertas no intervalo do pré-sal.

Com reservatórios de alta qualidade, grandes estruturas e média de 27^o API, os reservatórios do pré-sal estão entre as melhores oportunidades no mundo. O índice de sucesso geológico no pré-sal é em torno de 46%. Atualmente, a produção do pré-sal corresponde a 47% da produção brasileira. Em abril de 2017, havia 75 poços em produção. O volume *in place* de petróleo já descoberto supera 110 bilhões de barris.

Na Bacia de Santos, no mesmo mês, havia nove unidades de produção e outras 20 são esperadas apenas na área contratada. Os 10 poços de maior produção em abril estavam produzindo a partir do pré-sal, e a produtividade média está em torno de 30 mil barris por dia. Novas tecnologias, como linhas de coleta maiores, levará a uma produtividade acima dessa média.

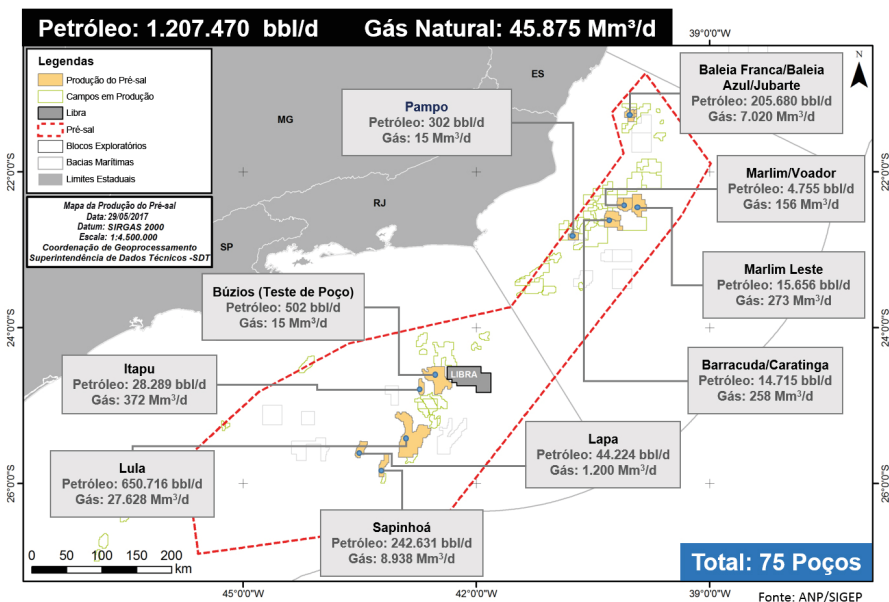
10 Poços de Maior Produção (todos no pré-sal) – Abril de 2017



Produção do pré-sal (boe/d)

2014	0,60 milhões
2015	0,95 milhões
2016	1,27 milhões
2017	1,54 milhões

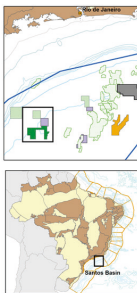
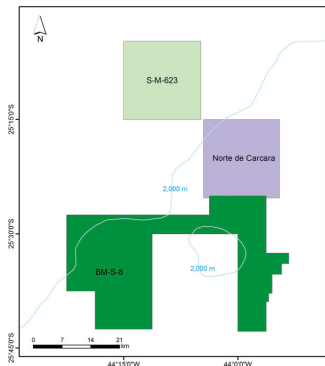
Produção do pré-sal por campo - Abril de 2017



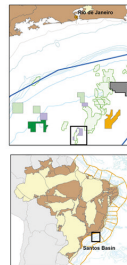
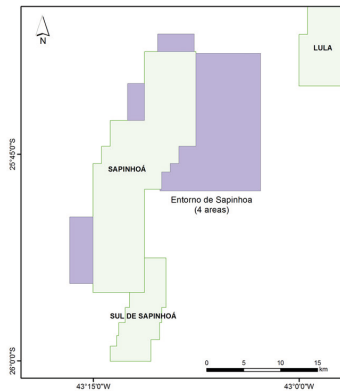
3.2.2 2ª Rodada de Partilha de Produção no Pré-sal

A 2ª Rodada de Partilha da Produção será focada em áreas unitizáveis dentro do Polígono do Pré-sal, nas bacias de Campos e Santos. As áreas incluem três prospectos no *play* do pré-sal da Bacia de Santos (Norte de Carcará, Sul de Gato do Mato e o entorno de Sapinhoá) e um prospecto nos carbonatos do Albiano (*play* do pré-sal) na Bacia de Campos (sudoeste do campo Tartaruga Verde).

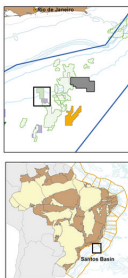
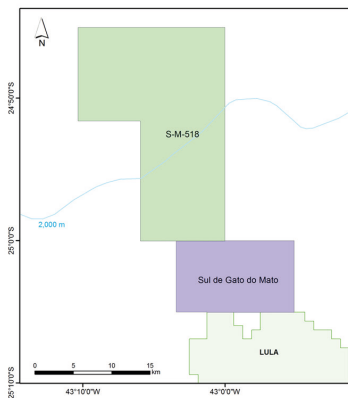
Carcará



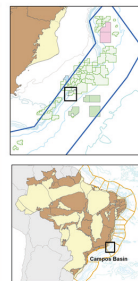
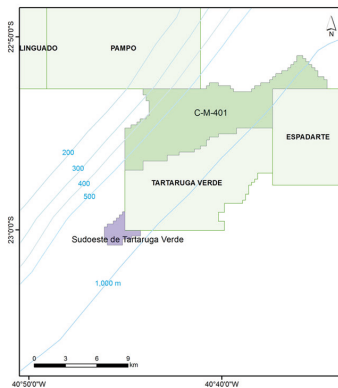
Sapinhoá



Gato do Mato



Tartaruga Verde



Legendas

- 2ª Rodada do Pré-sal
- Campos de Óleo/Gás
- Polígono do Pré-sal

- Bacias Terrestres
- Bacias Marítimas

Blocos Exploratórios - Rodadas

- | | | | |
|---|---|----|-------|
| 2 | 5 | 9 | 12 |
| 3 | 6 | 10 | 13 |
| 4 | 7 | 11 | Libra |

Prospecto de Carcará

O prospecto de Carcará é parcialmente localizado no Bloco BM-S-8, estendendo-se até a área não contratada. É uma proeminente estrutura de fechamento quaquaversal bem definida e estruturada pelas falhas Nordeste-Sudoeste. Cerca de metade do prospecto está localizado em área não contratada.

O prospecto é uma acumulação de óleo leve e gás natural, em reservatórios compostos de carbonatos microbiais aptianos fraturados, selados por camadas de sal. Caracteristicamente, a estrutura de Carcará apresenta a maior coluna de reservatório contendo petróleo no *play* do pré-sal, e excelentes propriedades de porosidade e permeabilidade.

O volume *in place* estimado no prospecto de Carcará é de aproximadamente 2,2 bilhões de barris de petróleo (considerando apenas a área em oferta, isto é, a porção externa da área contratada).

Prospecto de Gato do Mato

O prospecto de Gato do Mato está parcialmente localizado no Bloco S-M-518, estendendo-se em direção ao sul, para uma área não contratada. É uma estrutura Norte-Sul com fechamento estrutural bem definido.

A estrutura contém óleo de leve a muito leve e gás em reservatórios de carbonato do Aptiano, com características microbiais, selada por uma espessa camada de evaporitos.

Campo de Sapinhoá

O Campo de Sapinhoá está localizado na porção central da Bacia de Santos, a aproximadamente 360 km do litoral do Estado de São Paulo e 290 km da cidade do Rio de Janeiro, a uma profundidade de cerca de 2 mil metros.

Os reservatórios produtores no campo de Sapinhoá são rochas do Aptiano, compostas de carbonatos microbiais e coquinas. O selo é composto por camadas de sal de até 2 mil metros de espessura.

Os reservatórios têm excelentes propriedades de porosidade e permeabilidade, que dão ao campo uma alta produtividade, com grande eficiência de recuperação de hidrocarbonetos. Em 2016, o campo de Sapinhoá produziu cerca de 227 mil barris de petróleo por dia e 7,8 milhões de m³ de gás natural por dia com duas unidades de produção.

A Petrobras exerceu o direito de preferência na área de Sapinhoá, garantindo a operação com, no mínimo, 30%.

Campo de Tartaruga Verde

O campo de Tartaruga Verde está localizado na porção sul da Bacia de Campos, a aproximadamente 125 km do município de Macaé/RJ, a uma profundidade entre 650 e 1200 metros. O primeiro óleo é esperado para este ano.

Diferentemente dos prospectos vistos na Bacia de Santos, os reservatórios identificados no campo de

Tartaruga Verde correspondem a rochas carbonáticas da plataforma albiana do pós-sal. A Formação Quissamã é composta de arenitos oolíticos e oncolíticos e dolomitos (Membro Búzios). As formações de Outeiro e Imbetiba compõem o selo do reservatório.

A acumulação ocorre em estruturas do tipo cascos de tartarugas do Albiano, geradas pelo deslizamento das camadas de evaporitos que ocorrem abaixo dos carbonatos.

3.2.3 3ª Rodada de Partilha de Produção no Pré-sal

A 3ª Rodada de Partilha da Produção inclui quatro blocos no pré-sal das bacias de Santos e Campos (Peroba, Pau Brasil, Alto de Cabo Frio Central e Alto de Cabo Frio Oeste).

A Petrobras exerceu o direito de preferência nas áreas de Peroba e Cabo Frio Central, garantindo a operação com, no mínimo, 30%.

Peroba e Pau Brasil

Os prospectos de Peroba e Pau Brasil são duas proeminentes estruturas de fechamento quaquaversal. Peroba está localizado ao sul do campo de Lula, o campo mais produtivo no Brasil.

O volume *in place* estimado, sem risco, para os prospectos de Peroba e de Pau Brasil reunidos, é de aproximadamente 9,4 bilhões de barris de petróleo.

Os prospectos são formados por reservatórios carbonáticos microbiais do Aptiano, selados por camadas de sal. O potencial é indicado por dados sísmicos, onde as fácies sísmicas indicam a ocorrência de reservatório, semelhante àqueles de estruturas prolíficas do pré-sal (Lula, Sapinhoá, Libra, Búzios, etc.).

Blocos do Alto de Cabo Frio

A 3ª Rodada do Pré-sal inclui dois blocos no Alto de Cabo Frio (Alto de Cabo Frio Central e Alto de Cabo Frio Oeste), um alto de embasamento que separa as bacias de Campos e de Santos. É um alto estrutural muito proeminente que forma um extenso platô de geologia muito complexa.

Especificamente nos dois blocos em oferta, nenhum poço foi perfurado ainda. Entretanto, os dados sísmicos indicam a presença de cozinha de geração, reservatório e selo. Além disso, as fácies sísmicas desta área são muito semelhantes àquelas encontradas nos reservatórios de prolíficas estruturas do pré-sal na Bacia de Santos (Lula, Búzios, Sapinhoá, etc.).

3.2.4 4ª Rodada de Partilha de Produção no Pré-sal

A 4ª Rodada de Partilha da Produção inclui três áreas no pré-sal da Bacia de Santos: Saturno, Três Marias e Uirapuru.

Saturno e Uirapuru são proeminentes estruturas de fechamento quaquaversal, e têm potencial para grandes descobertas.

A área de Três Marias inclui três estruturas de menor escala, se comparadas a Saturno e Uirapuru, e estão localizadas ao sul de Libra.

3.2.5 5ª Rodada de Partilha de Produção no Pré-sal

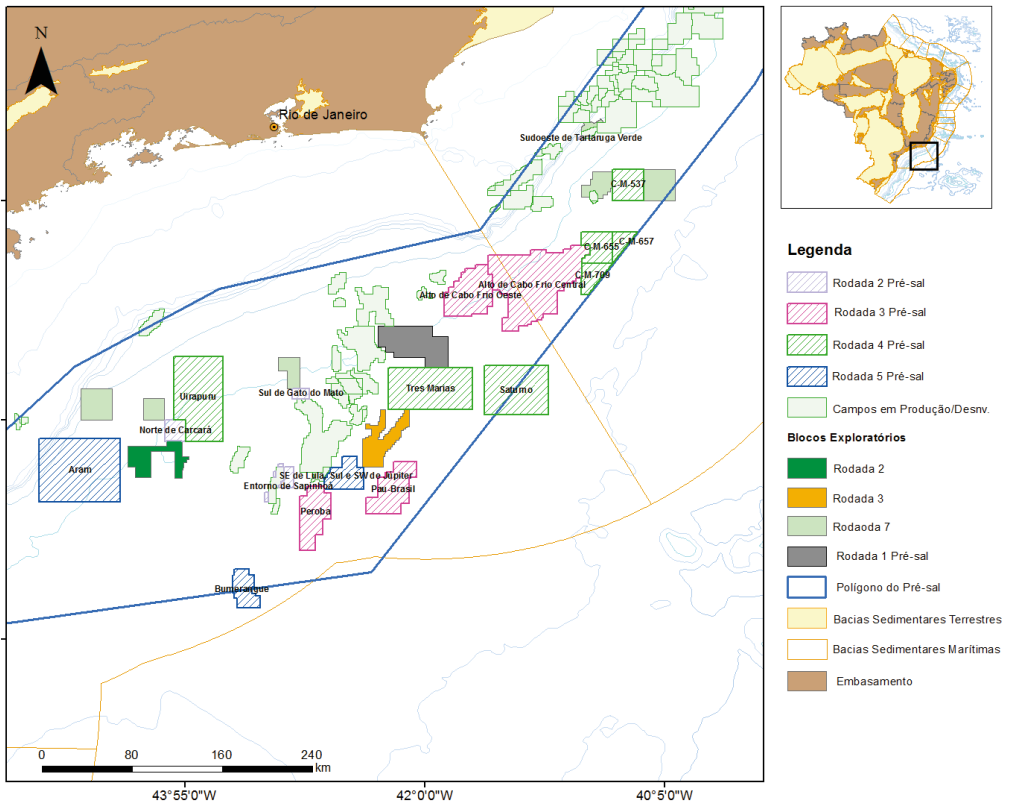
A 5ª Rodada de Partilha da Produção inclui três blocos no pré-sal da Bacia de Santos: Aram, Bumerangue, Sudeste de Lula, Sul e Sudoeste de Júpiter.

Aram é uma enorme estrutura de fechamento quaquaversal, e tem potencial para uma gigantesca descoberta de petróleo.

A área de Sudeste de Lula, Sul e Sudoeste de Júpiter inclui estruturas de menor escala localizadas entre o Campo de Lula e o Prospecto de Júpiter.

Bumerangue é um proeminente alto de embasamento em estrutura de fechamento quaquaversal localizado na fronteira sudoeste do Polígono do Pré-sal.

Blocos em oferta nas Rodadas de Partilha da Produção



4. Resultados potenciais

Os números abaixo mostram os resultados potenciais esperados para as próximas rodadas de licitação.

US\$ 80 bilhões em novos investimentos	+ 10 bilhões bbl em volumes recuperáveis
+ 300 poços marítimos	+ Até 20 sondas de perfuração operando simultaneamente
+ 17 novas unidades de produção	+ 1.100 km de linhas de coleta
+ 600 km de gasodutos	+ 2 milhões bpd em 2027

5. Conclusões

O ano de 2017 será histórico para o setor de petróleo e gás no Brasil. Três novas rodadas de licitações estão confirmadas para setembro e outubro. Seis outras rodadas estão aprovadas para 2018 e 2019. As novas rodadas criam oportunidades para todos os tipos e perfis de empresas de exploração e produção. Pela primeira vez, existem oportunidades relevantes também nos setores de gás natural e do *downstream* no Brasil.

O País está passando pela maior transformação da história do setor de óleo e gás. Isso levará a um mercado competitivo e diversificado. As empresas interessadas em investir agora no Brasil têm a maior janela de oportunidade em décadas.

Mais informações em
www.brasil-rounds.gov.br

Dúvidas:
rodadas@anp.gov.br

