



Oportunidades no Setor de Petróleo e Gás no Brasil

Ações em Curso e
Rodadas de Licitações 2018-2019

Janeiro, 2018

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO,
GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS

DIRETOR-GERAL

Décio Oddone

DIRETORES

Aurélio Amaral

Dirceu Amorelli

Felipe Kury

José Cesário Cechi

ESCRITÓRIO CENTRAL

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

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

Sumário

1. O Setor de Petróleo & Gás no Brasil	4
2. O Cenário Global.....	6
3. Destramento de Investimentos: ações realizadas e resultados	7
4. Destramento de Investimentos: ações em curso para o curto prazo	8
4.1 Extensão da fase exploratória (R11 e R12)	9
4.2 Incentivo a campos maduros	9
4.3 Conteúdo local e excedente da Cessão Onerosa	11
5. Próximas Rodadas de Licitações.....	13
5.1 Os três ambientes de exploração e produção no Brasil	13
5.2 Rodadas de licitações sob o regime de concessão.....	14
5.2.1 15ª Rodada de Licitações	14
Bacias Marítimas.....	16
Bacias Terrestres	22
5.2.2 16ª Rodada de Licitações	24
5.3 Rodadas de licitações sob o regime de partilha da produção – Rodadas de Licitações do Pré-sal.....	25
5.3.1 O <i>play</i> pré-sal.....	25
5.3.2 4ª Rodada de Partilha da Produção no Pré-Sal	26
5.3.3 5ª Rodada de Partilha da Produção no Pré-Sal	27
5.4. Oferta Permanente	28
6. Conclusão.....	30

1. O Setor de Petróleo & Gás no Brasil

Dados da Associação Brasileira das Empresas de Serviços de Petróleo (Abespetro) demonstram que o setor de petróleo e gás responde por 13% do PIB brasileiro. Trata-se de uma indústria extremamente importante para o Brasil, responsável pela geração de milhares de empregos e pela injeção de bilhões de reais em investimentos.

O SETOR DE PETRÓLEO E GÁS EM NÚMEROS

50%

da Oferta Interna de Energia

13%

do PIB

O E&P EM NÚMEROS

10º

Maior produtor mundial de petróleo e maior da América Latina

105

Grupos econômicos operam no setor de E&P

15 bilhões boe

Em reservas provadas de petróleo e gás natural

De acordo com a Agência Internacional de Energia, o Brasil é o 10º produtor mundial de petróleo e o maior produtor da América Latina. Em outubro de 2017, a produção de petróleo no Brasil foi de 2,6 milhões de barris por dia; a de gás foi de 115 milhões de m³ por dia. Entre 2005 e 2016, a produção de petróleo e gás no Brasil gerou, somente em participações governamentais (royalties e participação especial), R\$ 295 bilhões.

Os números são relevantes. Porém, a indústria do petróleo ainda é uma fração do que poderia representar para o País. Seu potencial é pouco conhecido. Menos de 5% das áreas sedimentares estão concedidas e apenas 30 mil poços foram perfurados no Brasil. A porção marítima da bacia de Pernambuco-Paraíba e a bacia Madre de Deus, no Acre, por exemplo, não contam com um poço sequer. A Argentina, com área significativamente menor, já perfurou o dobro desse número e os EUA, milhões de poços.

É verdade que, com a flexibilização do monopólio em 1997 e as rodadas anuais realizadas até 2008, houve uma injeção de novos recursos na indústria,

o que revelou quão promissor o potencial petrolífero brasileiro pode ser. Este potencial não se restringe apenas ao pré-sal, cujos campos em produção são oriundos da 2ª Rodada de Licitações, ocorrida no ano de 2000. Na 9ª Rodada de Licitações (2007), por exemplo, foram arrematados blocos na bacia de nova fronteira do Parnaíba. Essas áreas deram origem ao atual Parque dos Gaviões, polo produtor de gás natural, com capacidade de produção superior a 8 milhões de m³ por dia.

Entretanto, após a realização da 10ª Rodada de licitações, em 2008, os leilões foram paralisados e só foram retomados em 2013. Esses cinco anos sem rodadas ocasionaram, a partir de 2012, forte redução das atividades exploratórias. Posteriormente, essa redução foi intensificada pela queda acentuada do preço do petróleo e dos investimentos da Petrobras. Houve uma diminuição drástica na perfuração de poços exploratórios e, conseqüentemente, nas notificações de descobertas. A perfuração de poços de desenvolvimento também despencou. Os números atuais representam uma fração do que se teve no passado.

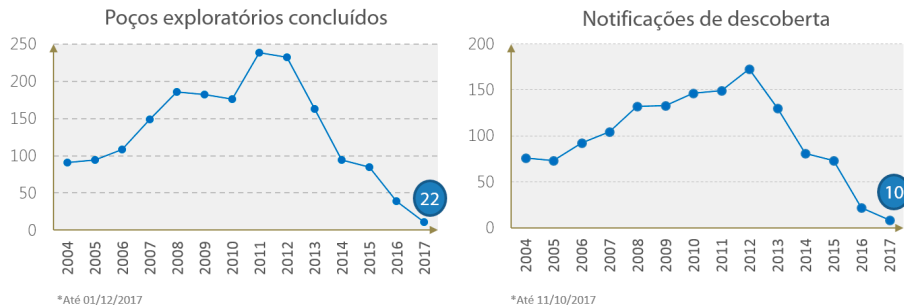


Figura 1. Histórico do nº de poços exploratórios concluídos e do nº de notificações de descoberta

Não fosse o pré-sal, de potencial extraordinário, a produção brasileira também estaria declinando. As curvas apresentadas a seguir mostram o quanto a produção marítima do pós-sal vem encolhendo. A produção offshore do pós-sal caiu 30% nos últimos cinco anos. O número de poços perfurados diminuiu cerca de 70% entre 2014 e 2017.

PRODUÇÃO MARÍTIMA DE ÓLEO NO PÓS-SAL

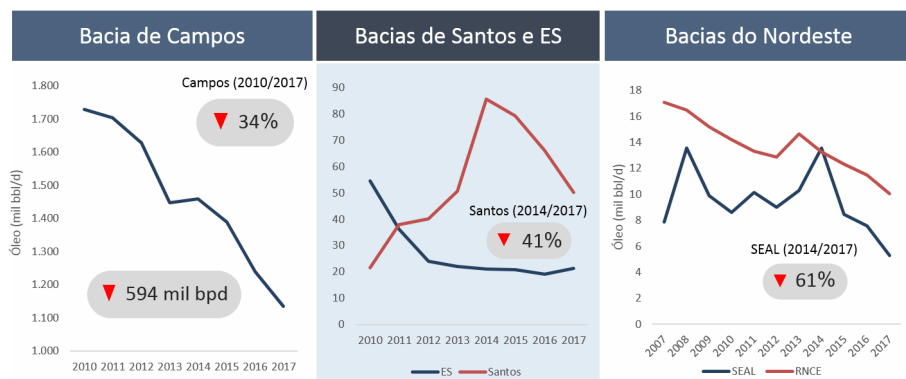


Figura 2. Histórico da produção marítima de óleo no pós-sal nas bacias de Campos, Santos, Espírito Santo, Sergipe-Alagoas e nos estados do Rio Grande do Norte e Ceará

Na parte terrestre, a situação também não é favorável. Entre 2012 e 2017, a produção de óleo caiu de 180 mil para 129 mil barris por dia e a perfuração de poços diminuiu aproximadamente 80%.

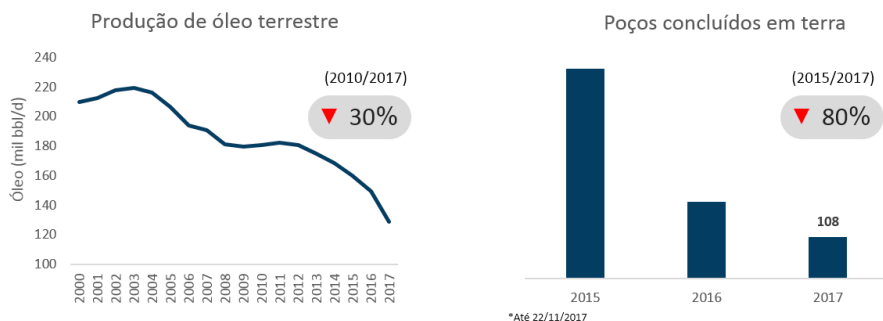


Figura 3. Histórico da produção terrestre de óleo e do nº de poços concluídos em terra

2. O Cenário Global

No mundo, a revolução do *shale* pôs fim à era do petróleo caro. Com projetos de ciclo de vida curto, custos declinantes, reservas abundantes e flexibilidade para iniciar rapidamente a produção, o *shale* contribuiu decisivamente para a manutenção de um longo período de baixos preços de petróleo (*low for longer*).

Com o encolhimento do capital, as operadoras estão mais seletivas. Consequentemente, a competição global por recursos aumentou. Recentemente, diversos países, como EUA e Reino Unido, anunciaram incentivos para atração de investimentos em E&P. Para se ter uma ideia, o Brasil detém apenas cerca de 5% do montante global de investimentos.

O mundo vive um momento de transição para uma economia de baixo carbono. A pressão para reduzir o consumo de combustíveis fósseis aumentou. As metas desafiadoras do Acordo de Paris são um bom exemplo disso. Países como Holanda, França e Alemanha já anunciaram prazo para encerrar a venda de veículos a gasolina e a diesel. Os carros elétricos ampliam sua presença no mercado de novos veículos.

Outras fontes de energias renováveis, como a solar e a eólica, também avançam rapidamente a custos cada vez mais competitivos. Cresce o apoio de governos a energias limpas. As empresas petrolíferas começam a diversificar seus negócios e também a despendere recursos em projetos renováveis.

A percepção da população mundial mudou. A tendência é que o petróleo perca importância e se torne obsoleto no longo prazo. O debate sobre *peak oil* ficou para trás. Agora se discute o

pico de demanda do petróleo (*peak demand*). Isso tudo confirma a previsão do ex-ministro de petróleo da Arábia Saudita, Ahmed Yamani, que disse, já no século passado, que “a idade da pedra não terminou por falta de pedra e a era do petróleo acabará, mas não por falta de petróleo”.

Com tudo isso, o Brasil precisa explorar o quanto antes seu potencial, gerando o máximo de riqueza dos recursos petrolíferos contidos no subsolo. Inovação e tecnologia devem ser aplicadas para imprimir velocidade ao desenvolvimento dessas reservas. É preciso melhorar continuamente o ambiente de negócios no País e estabelecer medidas para atrair capital.

3. Destramento de Investimentos: ações realizadas e resultados

Desde o final do ano passado, medidas estão sendo implementadas com o objetivo de concretizar a retomada do setor de óleo e gás no País. Diversos aprimoramentos na política energética foram realizados e já mostram resultados.

O fim da obrigatoriedade de operação única da Petrobras no pré-sal, ao final de 2016, trouxe a oportunidade de acelerar o desenvolvimento desses reservatórios. Um volume significativamente maior de investimentos será atraído e aplicado. Adicionalmente, pela primeira vez se tem um calendário de rodadas anuais. Com visão de até cinco anos, o plano plurianual de oferta de áreas coloca o Brasil novamente no foco dos investidores.

Uma nova política de conteúdo local acompanhou as rodadas de 2017. Isso aumentou a atratividade dos leilões e trará eficiência na apuração dos valores compromissados, considerando a definição de índices globais.

Novas políticas de E&P também foram publicadas. As diretrizes se baseiam na prioridade de maximizar a recuperação dos reservatórios, quantificar o potencial petrolífero nacional, intensificar as atividades exploratórias no País e promover a adequada monetização das reservas existentes.

Diversos programas de governo foram lançados, como Reate (para revitalização de áreas terrestres), Gás para Crescer, Combustível Brasil e Renovabio - esses últimos voltados para as áreas do gás e do abastecimento.

O CNPE publicou ainda diretrizes de individualização da produção e o Repetro (Regime Aduaneiro Especial de Importação e Exportação de Bens) foi renovado. Contratos de concessão mais atraentes foram desenhados, com novidades como a adoção da fase única de exploração, royalties distintos para áreas de novas fronteiras e bacias maduras, redução do patrimônio líquido mínimo para não operadores e incentivos para aumentar a participação de fundos de investimentos.

Esse pacote de medidas já surtiu um vasto efeito. As quatro rodadas realizadas em 2017 superaram as expectativas e refletiram o retorno da confiança dos investidores no Brasil.

A 4ª Rodada de Áreas com Acumulações Marginais vendeu oito das dez áreas ofertadas e teve o maior bônus de assinatura da categoria de oferta de campos maduros. Na 14ª Rodada de Licitações foram adquiridos 37 blocos exploratórios, com o maior bônus de assinatura arrecado em leilões de concessão: R\$ 3,4 bilhões. Na 2ª e na 3ª Rodadas de Partilha da Produção no pré-sal, seis das oito áreas ofertadas foram arrematadas, com arrecadação de R\$ 6,15 bilhões em bônus de assinatura e definição de alíquotas expressivas de excedente em óleo para a União. As alíquotas ofertadas correspondem a R\$ 200 bilhões adicionais na expectativa de arrecadação, perfazendo um total de R\$ 600 bilhões.

Em 2018, serão realizadas a 15ª Rodada de Licitações, a 4ª Rodada de Partilha de Produção no pré-sal e o início da oferta permanente. Para 2019, estão previstas a 16ª Rodada de Licitações e a 5ª Rodada de Partilha de Produção no pré-sal. Adicionalmente, a ANP encaminhará para deliberação do CNPE os setores referentes às rodadas de 2020 e 2021.

Calendário de Rodadas

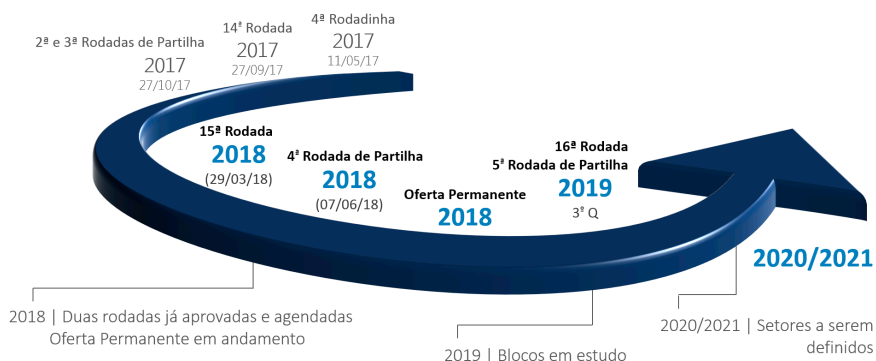


Figura 4. Calendário de Rodadas

4. Destramamento de Investimentos: ações em curso para o curto prazo

Ações adicionais continuam sendo conduzidas pela ANP para destravar investimentos no curto prazo. Esses investimentos estão mais relacionados aos contratos vigentes. As novas rodadas de licitações só surtirão efeito no médio/longo prazo. Historicamente, da assinatura do contrato ao primeiro óleo, demora-se, em média, mais de seis anos, quando há sucesso na descoberta de hidrocarboneto.

4.1 Extensão da fase exploratória (R11 e R12)

Em relação às atividades exploratórias em contratos vigentes, a ANP publicou a Resolução nº 708/2017, que regulamenta a prorrogação da fase de exploração, pelo prazo de dois anos, dos contratos de concessão da 11ª e 12ª Rodadas de Licitações.

Essa medida se justifica uma vez que os contratos assinados na 11ª e na 12ª Rodadas representam mais da metade dos blocos concedidos no Brasil. Considerando que não interessa ao desenvolvimento da indústria petrolífera do País a devolução maciça de blocos exploratórios e a interrupção das atividades de pesquisa no Brasil, essa extensão permitirá que investimentos sejam aplicados na continuidade da execução do programa exploratório mínimo (PEM).

4.2 Incentivo a campos maduros

Outra forma de alavancar investimentos no curto prazo é fomentar atividades em campos maduros. Um campo maduro é definido como aquele que está em declínio da produção. Em geral, já produziu mais do que resta produzir. Atualmente, a maior parte dos campos brasileiros pode ser considerada madura.

A figura a seguir apresenta as principais ações em desenvolvimento para incentivar o aumento do fator de recuperação e a extensão da vida útil de campos maduros.

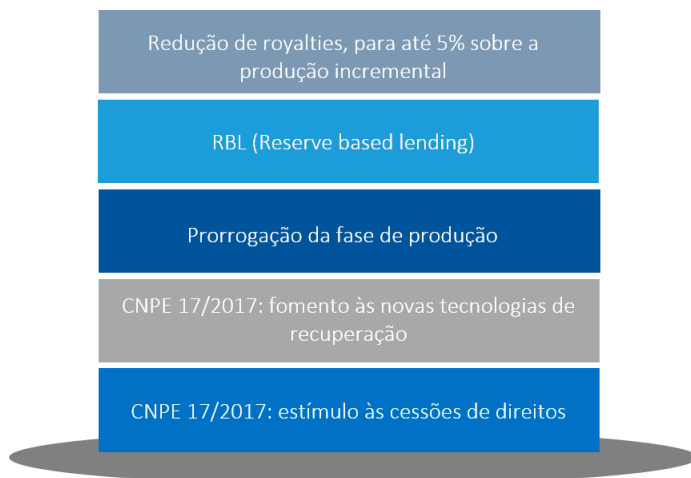


Figura 5. Ações em curso para fomentar atividades em campos maduros

Isso porque, em que pese a maturidade dos campos, o fator de recuperação (FR) do Brasil é baixo. De acordo com o Boletim Anual de Reservas de 31/12/2016, já foram recuperados 9% do volume total contido nos reservatórios e deve-se chegar a 21% na média brasileira, considerando as reservas totais declaradas. Na Bacia de Campos, o FR é de 24% e, nos melhores cenários, como na bacia do Recôncavo, o FR chega a 33%.

Mundialmente, o FR médio é de 35% e na Noruega, por exemplo, somente para o óleo, esse fator chega a mais de 50%. Mesmo considerando as características mais favoráveis daquele país (lâmina d'água rasa, óleo leve etc.), é inegável que os números mostram que o Brasil pode ir além.

Para se ter uma ideia, 1% a mais no FR do Brasil gera potencialmente US\$ 18 bilhões em novos investimentos e US\$ 11 bilhões em royalties. Isso equivale a reservas adicionais de 2,2 bilhões de barris de óleo equivalente. Considerando somente a Bacia de Campos, 1% a mais no fator de recuperação gera US\$ 8 bilhões em investimentos e US\$ 5 bilhões em royalties, correspondendo a cerca de 1 bilhão de barris de óleo equivalente.

No mundo, para aumentar o fator de recuperação dos campos, os governos autorizam a extensão da fase de produção e as transferências de operação para empresas especializadas em recuperação de campos maduros. Adicionalmente, lançam um pacote de incentivos econômicos, como redução de tributos, e fazem uma série de adaptações regulatórias, para otimizar e simplificar os requisitos nessa etapa. Uma outra ação comum é ofertar áreas no entorno do campo a fim de descobrir novos reservatórios que, em produção, otimizarão a infraestrutura ociosa, prolongando a vida dos campos maduros ligados a ela.

O que o mundo faz para aumentar a recuperação de campos maduros



Figura 6. Ações regulatórias de outros países para incentivar o aumento do fator de recuperação em campos maduros

No Brasil, a ANP também está trabalhando nesse sentido. A Resolução CNPE nº 17/2017 trouxe uma série de diretrizes voltadas para o aumento da produção de campos maduros. Dentre elas, cita-se o estímulo às cessões de direitos de campos cujos operadores não estejam aplicando os recursos necessários à maximização da recuperação dos volumes descobertos.

Tal medida é essencial para o sucesso na recuperação de campos maduros. É extremamente importante que esses campos sejam operados por empresas com foco em aumento do FR, extensão de vida útil e redução de custos. Essas empresas, em geral, não possuem um portfólio de projetos grandes que possam competir por recursos com os campos maduros. No Reino Unido, por exemplo, dados retirados de relatórios da Wood Mackenzie mostram que, em 1997, 43 campos marítimos supermaduros tinham planos de finalizarem o descomissionamento até 2007. Com o passar dos anos, mais de 20 campos foram cedidos para empresas independentes focadas em extensão de vida útil. Como parte desses esforços, em 2010, apenas 1 campo havia sido descomissionado.

Para fomentar a participação dessas empresas no Brasil, a ANP está regulamentando o chamado RBL (em inglês, reserve based lending). Trata-se do financiamento lastreado em reservas de petróleo. Considerando que a obtenção de capital é um dos maiores desafios da indústria, tais empresas poderão utilizar as reservas remanescentes dos campos maduros como garantia para obter o financiamento necessário às suas atividades no Brasil. Esse mecanismo já é utilizado comumente em outros países, como os EUA. Nos contratos da 14ª Rodada, já se facultou aos concessionários constituir, no âmbito das operações de crédito ou dos contratos de financiamento, garantia sobre os direitos emergentes do contrato (RBL).

Outra diretriz em curso é o fomento às novas tecnologias de recuperação, cuja aplicação é essencial para aumentar os volumes extraídos dos reservatórios. Nesse sentido, a ANP anunciou, para o Prêmio de Inovação 2018, uma nova categoria voltada para premiar o melhor projeto de recuperação de campos. Adicionalmente, está em curso a revisão da regulamentação de aplicação de recursos da cláusula de P&D, que englobará essa diretriz.

A prorrogação da fase de produção também é condição essencial para a extensão da vida útil dos campos. A ANP já deferiu a prorrogação dos contratos de Marlim (BC), Voador (BC), Frade (BC), Araçás (Recôncavo) e Ubarana (Potiguar) e está analisando uma série de outros pleitos. A renovação dos contratos por um período adicional viabiliza a realização de novos investimentos nos campos. Os primeiros contratos assinados com a ANP em 1998, na chamada Rodada Zero, vencerão em 2025. Muitos investimentos a serem realizados nesses campos no curto prazo só se pagarão após 2025, o que exige a prorrogação dos contratos.

A última medida que merece destaque no âmbito de campos maduros é a redução da alíquota de royalties sobre a produção incremental, gerada pelo novo plano de investimentos a ser executado. Com fundamento no §1º do art. 47 da Lei 9.478/1997, no inc. XII do art. 3º da Resolução CNPE nº 17/2017 e nos editais e contratos, a ANP está conduzindo estudos para a regulamentação do tema. O objetivo não é reduzir royalties, mas sim aumentar a arrecadação dos royalties e o valor absoluto capturado pela sociedade.

4.3 Conteúdo local e excedente da cessão onerosa

Duas outras ações estão sendo conduzidas pela ANP para alavancar investimentos no curto prazo: a resolução que trata dos processos de pedidos de isenção, transferência e ajustes de conteúdo local (geralmente denominados de *waiver*); e a negociação da cessão onerosa, essa última sob a gestão do Ministério de Minas e Energia (MME).

A aprovação da resolução de *waiver* é fundamental para que os projetos de desenvolvimento nas áreas contratadas possam ser executados dentro de parâmetros econômicos competitivos, atraindo investimentos e beneficiando a sociedade brasileira. Estudos de consultoria independente (Wood Mackenzie) mostram que a aprovação da nova regulamentação é capaz de acelerar o desenvolvimento de 20 bilhões de barris de óleo equivalente em projetos do pré-sal.

A ANP estima 22 novas plataformas a serem contratadas até 2026 (somente para contratos vigentes), com potencial de arrecadação anual de R\$ 2,6 bilhões cada uma.

Esses números podem ser entendidos conforme a seguinte explicação: a maior parte da renda (lucro) dos projetos de E&P é capturada pelo Estado. Por renda, entende-se receitas menos custos operacionais e investimentos. O que é capturado pelo Estado denominamos carga fiscal.

A carga fiscal é um somatório dos royalties + participação especial + excedente em óleo + bônus de assinatura + imposto de renda + tributos indiretos. Trata-se do conjunto de instrumentos aplicado pelo Estado para apropriar-se da renda dos projetos.

A carga fiscal varia conforme os regimes de contratos. Em geral, no contrato de concessão, entre 55% e 65% da renda são capturados pelo Estado e, no contrato de partilha, entre 70% e 75%. Ou seja, o Estado se apropria da maior parcela.

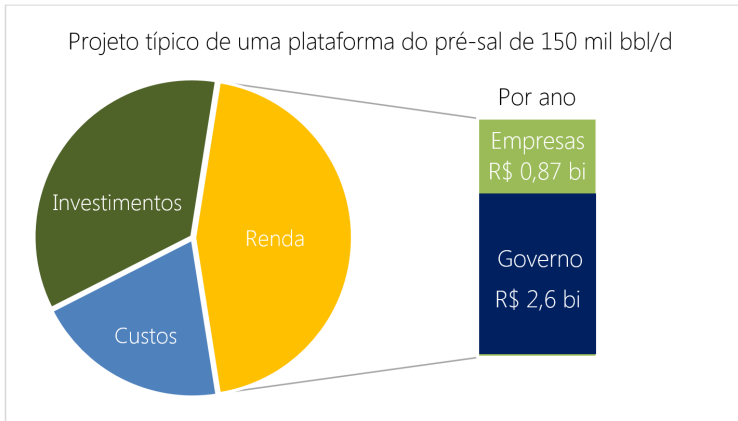


Figura 7. Distribuição da renda de um projeto típico do pré-sal

Mas o quanto isso significa? Para responder a esta questão, a ANP realizou uma simulação para uma unidade de produção padrão do pré-sal, de 150 mil barris por dia. Foram utilizados custos típicos dos projetos de E&P e preço do petróleo de US\$ 50 por barril. Como resultado, nos dez primeiros anos de produção de uma plataforma, o Estado captura, em média, cerca de R\$2,6 bilhões por ano, em valores nominais. As empresas usufruem de uma parcela menor: R\$ 0,87 bilhões.

Portanto, considerando a atual conjuntura, é fundamental que seja estimulada a contratação de novas plataformas no curto prazo. Afinal, quem ganha mais com o início de produção de novas unidades é o Estado brasileiro. Por conseguinte, quem perde mais com a postergação desses investimentos é a sociedade brasileira.

Quanto à negociação da cessão onerosa, estudos da certificadora independente Gaffney, Cline & Associates demonstram que os volumes excedentes a esses contratos variam entre 6 e 15 bilhões de barris de óleo equivalente. Considerando que são recursos já descobertos e comerciais, a oferta desses volumes demandará contratos de inúmeras unidades de produção no curto prazo, com retorno substancial para a sociedade.

Esse conjunto de medidas está produzindo a maior transformação no setor de óleo e gás do Brasil.

5. Próximas Rodadas de Licitações

5.1 Os três ambientes de exploração e produção no Brasil

As rodadas de 2018 englobam oportunidades para diferentes perfis de empresas, nos três ambientes distintos de exploração e produção no Brasil: o onshore, o offshore convencional e o pré-sal.

O pré-sal refere-se a um dos melhores *plays* exploratórios do mundo, com as maiores descobertas offshore na última década. Um poço do pré-sal produz, em média, mais de 30.000 barris por dia de petróleo no início da vida. Em 2017, são pouco mais de 80 poços que já respondem por cerca da metade da produção do Brasil. A título de exemplo, um poço do pré-sal produz um volume equivalente ao produzido no Estado da Bahia, com mais de 1.300 poços (~33 mil bbl/d de óleo), e corresponde a uma vez e meia a produção da Bacia Potiguar, com cerca de 4.000 poços (~45 mil bbl/d de óleo).

O offshore convencional engloba as oportunidades, além do pré-sal, em bacias marítimas, que vão desde a Bacia da Foz do Amazonas até a Bacia de Pelotas. Trata-se dos reservatórios do pós-sal, presentes nas Margens Leste e Equatorial. Esses reservatórios contribuem com cerca de 44% da produção do Brasil, na média de 2017.

O onshore engloba as oportunidades em terra, incluindo o potencial remanescente em bacias maduras e bacias de nova fronteira, boa parte propensas a gás. Em 2017, a produção terrestre respondeu por aproximadamente 8% da produção do Brasil.

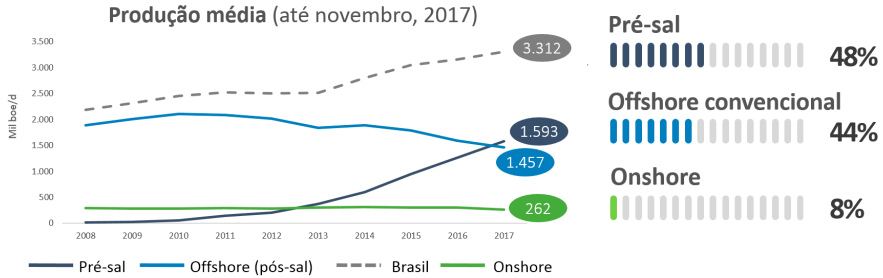


Figura 8. Histórico de produção dos diferentes ambientes e distribuição da produção na média de 2017

Potencial Petrolífero

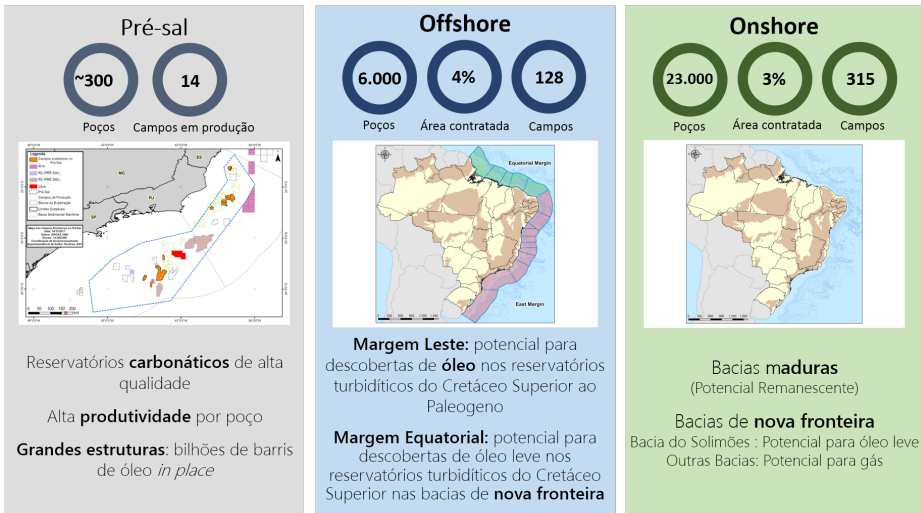


Figura 9. Potencial petrolífero do pré-sal, do offshore e do onshore brasileiro

5.2 Rodadas de licitações sob o regime de concessão

5.2.1 15ª Rodada de Licitações

A 15ª Rodada de Licitações inclui áreas nas bacias marítimas do Ceará, Potiguar, Sergipe-Alagoas, Campos e Santos e contempla ainda áreas nas bacias terrestres de nova fronteira do Paraná e Parnaíba.

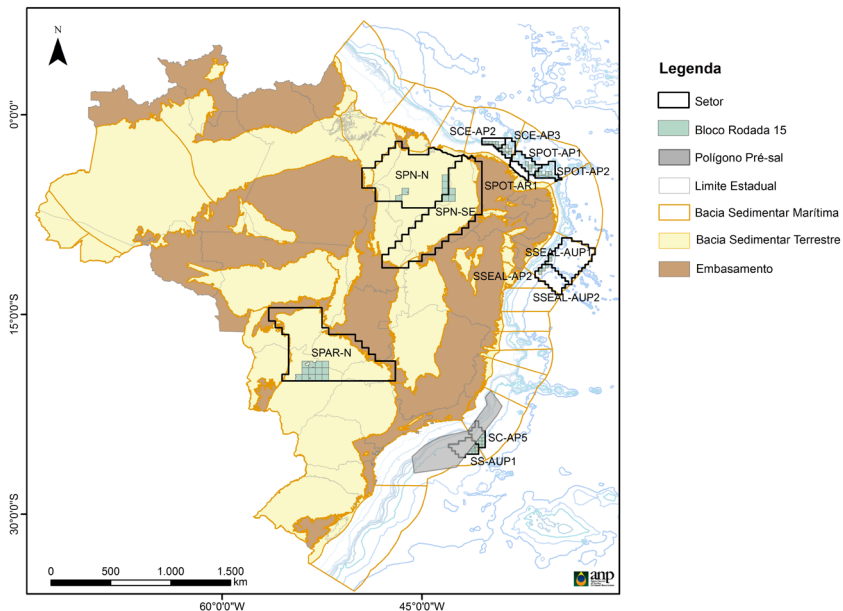


Figura 10. Mapa de localização das bacias sedimentares brasileiras com indicação dos blocos em oferta na 15ª Rodada de Licitações

Ao todo serão ofertados 70 blocos, localizados em 12 setores de 7 bacias sedimentares brasileiras, totalizando 94.601,78 km² de área em oferta.

A 15ª Rodada de Licitações será realizada no dia 29 de março de 2018 e as empresas interessadas podem manifestar interesse de participação até 5 de fevereiro de 2018.

15ª Rodada de Licitações



Figura 11. Cronograma da 15ª Rodada de Licitações

Com base no §1º do art. 47 da Lei 9.478/1997, a ANP definiu alíquotas de royalties diferenciadas para áreas de nova fronteira, a fim a de aumentar a atratividade do leilão.

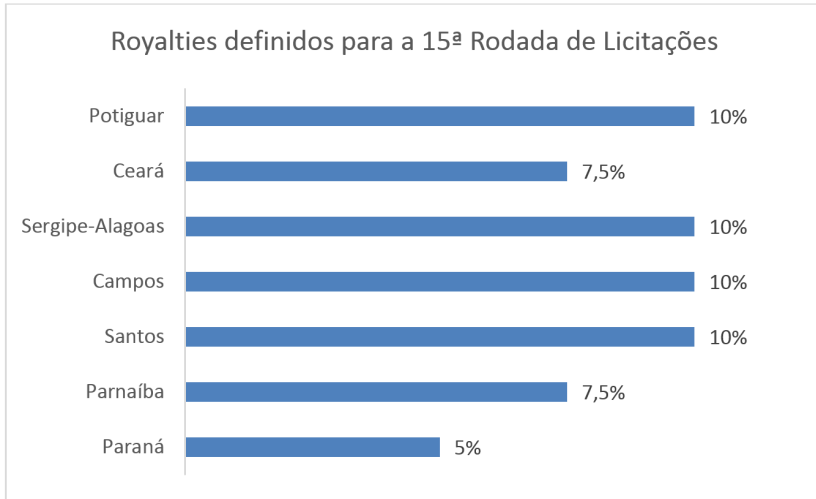


Figura 12. Alíquotas de royalties previstas para cada bacia ofertada na 15ª Rodada de Licitações

Bacias Marítimas

A Margem Leste brasileira apresenta grande atratividade para exploração petrolífera. As bacias de Campos e Santos, ambas incluídas na próxima rodada de licitações, são responsáveis por cerca de 88% da atual produção nacional de petróleo (dados de novembro, 2017). Apesar das gigantes descobertas já realizadas em ambas as bacias, ainda existe grande potencial para novas descobertas de grande porte, tanto no *play* pré-sal quanto no *play* pós-sal. Para se ter uma ideia do potencial exploratório das áreas em oferta nas bacias de Campos e Santos na 15ª Rodada (fora do limite do Polígono do Pré-sal), os volumes *in place* não riscados para os *leads* identificados no *play* pré-sal são de cerca de 13 bilhões de barris de petróleo.

Estima-se que as oportunidades na Margem Equatorial representem volumes não riscados da ordem de 12 bilhões de barris de óleo.

Bacia do Ceará (Setores SCE-AP2 e SCE-AP3)

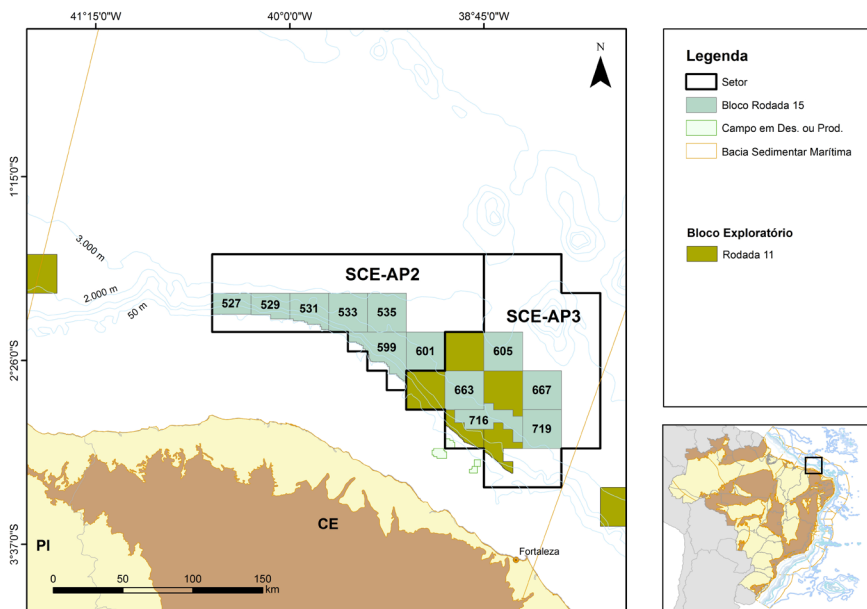


Figura 13. Mapa de localização da Bacia do Ceará com indicação dos blocos em oferta na 15ª Rodada de Licitações

A Bacia do Ceará produz óleo de excelente qualidade nos campos de Atum, Curimã, Espada e Xaréu, localizados em águas rasas e descobertos na década de 70. Contudo, os blocos em oferta na 15ª Rodada estão localizados em águas profundas, nos setores SCE-AP2 e SCE-AP3.

A área em oferta possui potencial para descobertas de óleo em reservatórios turbidíticos do Cretáceo Superior ao Paleógeno, semelhantes às descobertas da Margem Oeste Africana (Jubilee, Tweneboa, Mahogany-1) e da própria margem sul americana (descoberta de Liza na Guiana).

Bacia Potiguar (Setores SPOT-AP1, SPOT-AP2 e SPOT-AR1)

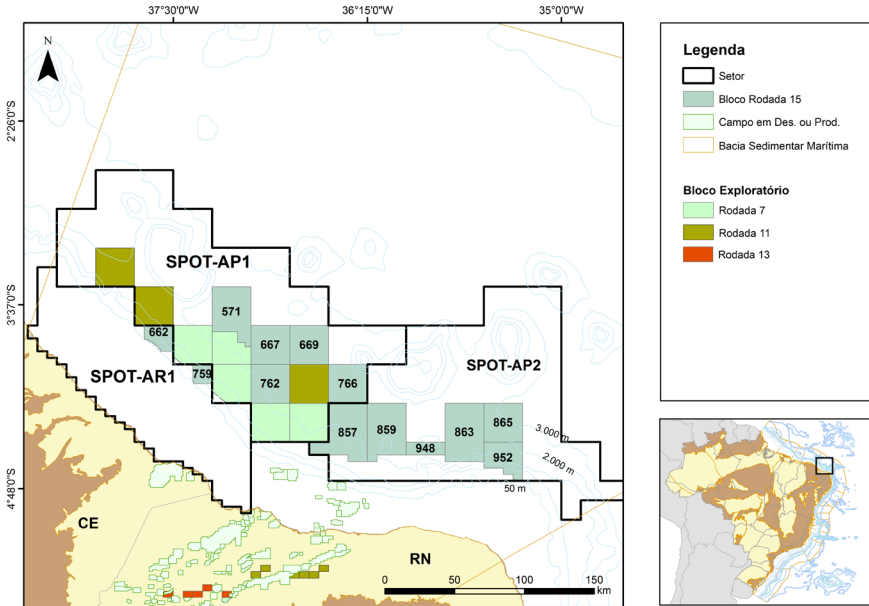


Figura 14. Mapa de localização da Bacia Potiguar com indicação dos blocos em oferta na 15ª Rodada de Licitações

A Bacia Potiguar é uma tradicional produtora de petróleo e gás natural, em terra e em águas rasas.

A área em oferta na 15ª Rodada de Licitações está localizada em um contexto distal, com lâmina d'água predominantemente superior a 1.000 metros. A maior parte dos blocos se localiza sobre a cozinha de geração, possibilitando tanto a migração lateral quanto por meio de falhas até reservatórios.

A Bacia Potiguar também possui evolução geológica semelhante às bacias Accra-Keta e Benin na Margem Oeste Africana com potencial para descobertas de óleo em turbiditos do Cretáceo Superior ao Paleógeno.

Bacia de Sergipe-Alagoas (Setores SSEAL-AUP1 e SSEAL-AUP2)

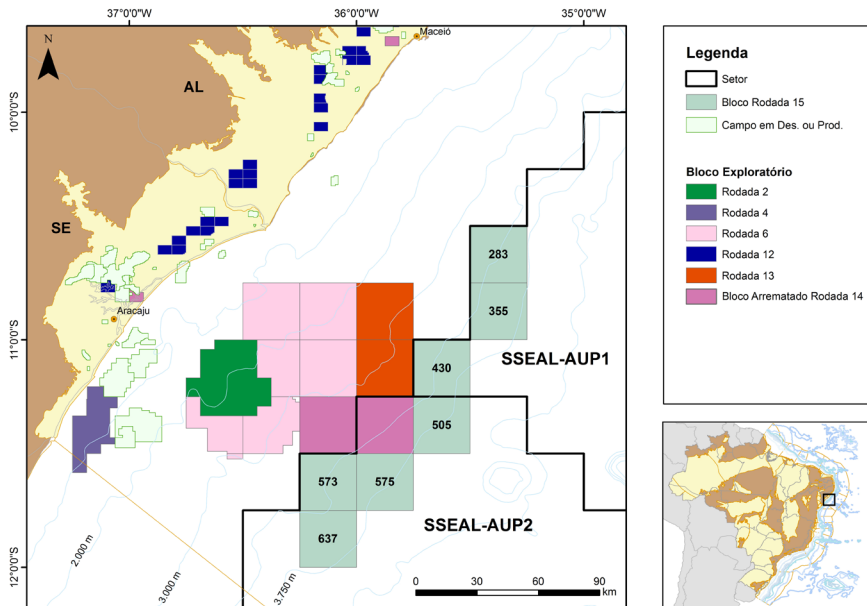


Figura 15. Mapa de localização da Bacia de Sergipe-Alagoas com indicação dos blocos em oferta na 15ª Rodada de Licitações

A Bacia de Sergipe-Alagoas é uma tradicional bacia produtora de petróleo e gás natural, em terra e em águas rasas.

Contudo, nos últimos anos, novas descobertas de óleo leve, gás natural e condensado foram realizadas em águas profundas e ultraprofundas em arenitos turbidíticos do Cretáceo Superior, denominadas 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.

Os blocos em oferta têm potencial para descobertas análogas no mesmo *play* exploratório.

Bacia de Campos (Setor SC-AP5)

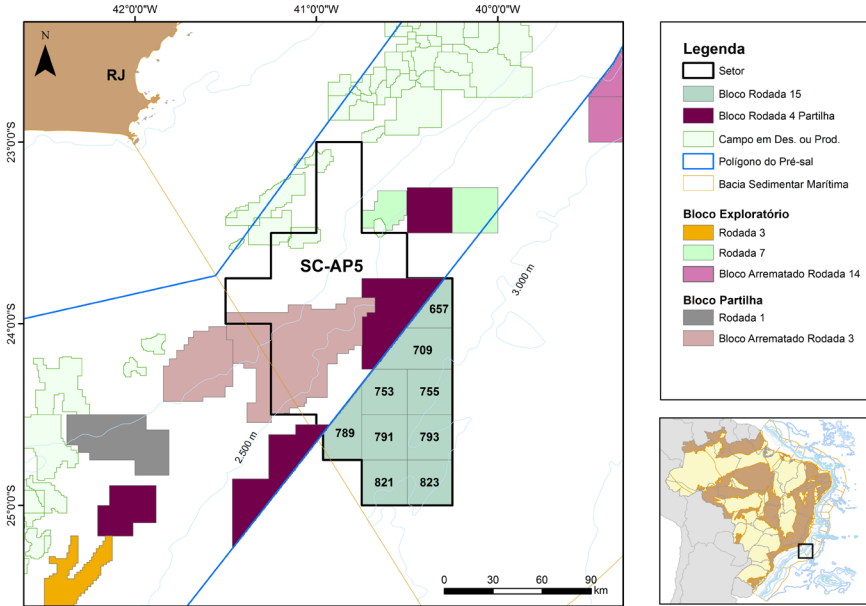


Figura 16. Mapa de localização do setor e blocos em oferta na Bacia de Campos na 15ª Rodada de Licitações

A Bacia de Campos é uma das duas principais bacias produtoras de petróleo e gás natural no Brasil, especialmente em reservatórios de arenitos turbidíticos do pós-sal (Complexo de Marlim). Em outubro de 2017, a Bacia de Campos produziu 1,3 milhão de barris de petróleo por dia e cerca de 25 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 produz em torno de 270 mil barris de petróleo por dia, sendo 63% da produção advinda do pré-sal (dados de outubro de 2017).

A área em oferta possui potencial para descobertas de óleo nos carbonatos aptianos do *play* do pré-sal e em turbiditos do Cretáceo Superior na seção pós-sal.

Especificamente nos blocos C-M-657 e C-M-709, foram identificadas estruturas de grande porte no *play* pré-sal. As estruturas exibem fechamento quaquaversal bem definido, formadas por alto do embasamento cristalino (*horst*). Os dados sísmicos indicam a ocorrência das principais seqüências que compõem o *play* pré-sal e sismofácies indicativas de rochas reservatório.

Bacia de Santos (Setor SS-AUP1)

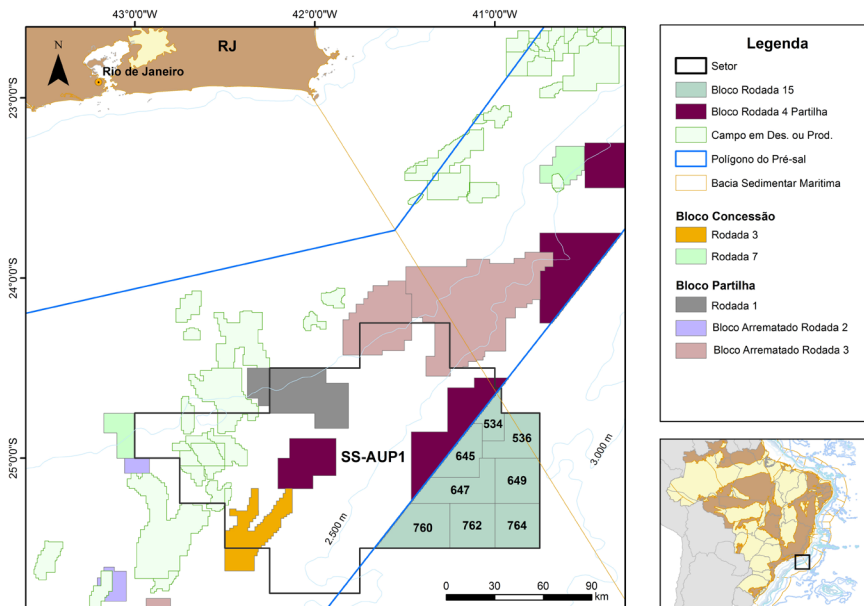


Figura 17. Localização do setor e blocos em oferta na Bacia de Santos na 15ª Rodada de Licitações

A Bacia de Santos é uma das mais importantes bacias produtoras de petróleo no Brasil em razão das gigantescas e prolíficas jazidas do pré-sal.

A área em oferta possui potencial para descobertas de óleo de grande porte no *play* pré-sal.

Os blocos S-M-534 e S-M-645 abrigam parte dos prospectos Titã e Saturno, respectivamente. Titã e Saturno são proeminentes estruturas com fechamento bem definido nas quatro direções. Os dados sísmicos preliminares indicam a ocorrência das principais seqüências que compõem o *play* pré-Sal, bem como sismofácies sugestivas de rochas reservatório e anomalia de amplitude.

Bacias Terrestres

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

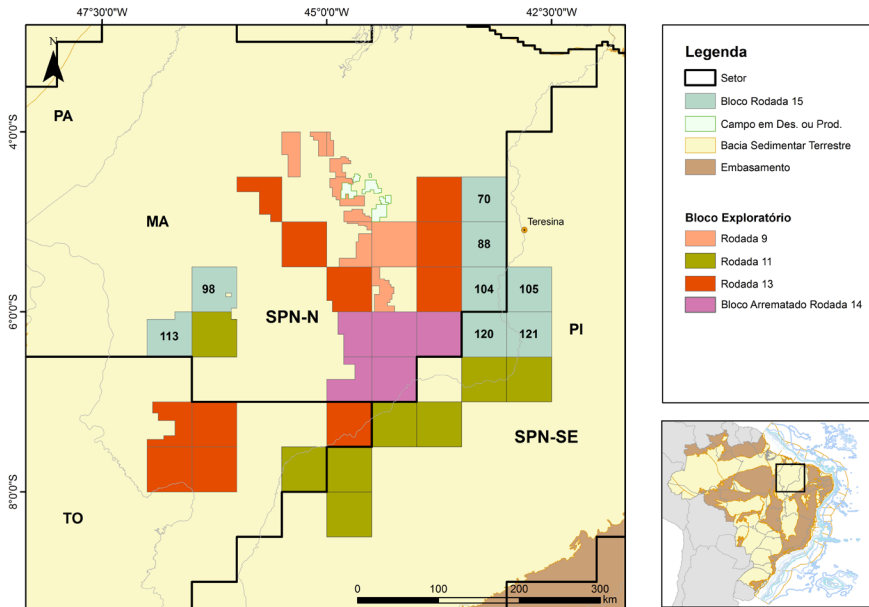


Figura 18. Localização dos blocos em oferta na Bacia do Parnaíba na 15ª Rodada de Licitações

A Bacia do Parnaíba está localizada no nordeste do Brasil, abrangendo área de aproximadamente 600 mil km².

É uma bacia com propensão para gás natural e já responde por cerca de 7% de toda produção brasileira de gás natural.

A produção vem de três campos na fase de produção, além de 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.

A área em oferta possui potencial para descobertas de gás natural análogas àquelas do Parque dos Gaviões.

Bacia do Paraná (Setor SPAR-N)

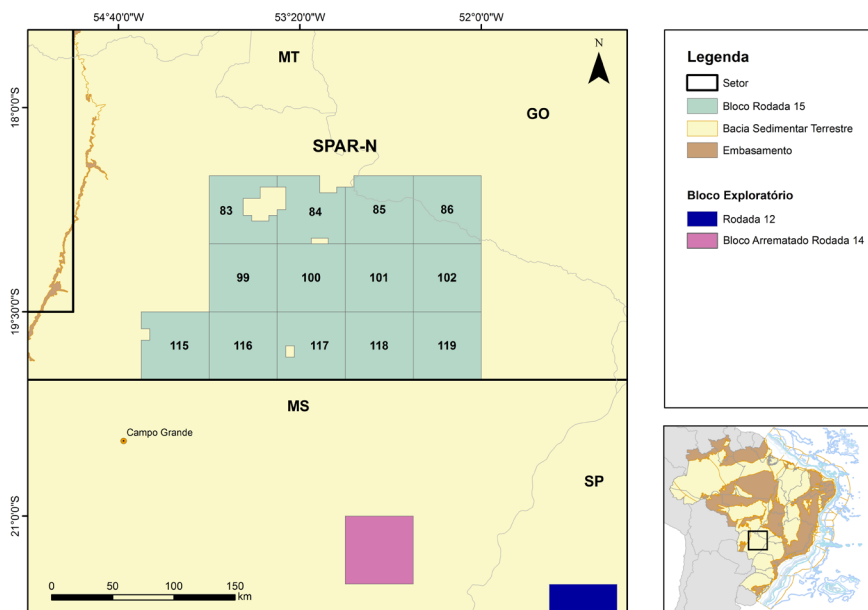


Figura 19. Localização dos blocos em oferta na Bacia do Paraná na 15ª Rodada de Licitações

A Bacia do Paraná está localizada em um contexto geoeconômico 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.

5.2.2 16ª Rodada de Licitações

A 16ª Rodada de Licitações, prevista para 2019, terá como foco a Margem Leste Brasileira, que se diferencia por suas bacias produtoras e suas áreas de exploração com potencial para petróleo e gás natural.

Serão ofertadas áreas nas bacias de Pernambuco- Paraíba, 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). Além disso, dos 30 maiores poços produtores de óleo em terra do País, 28 estão localizados na Bacia do Solimões.

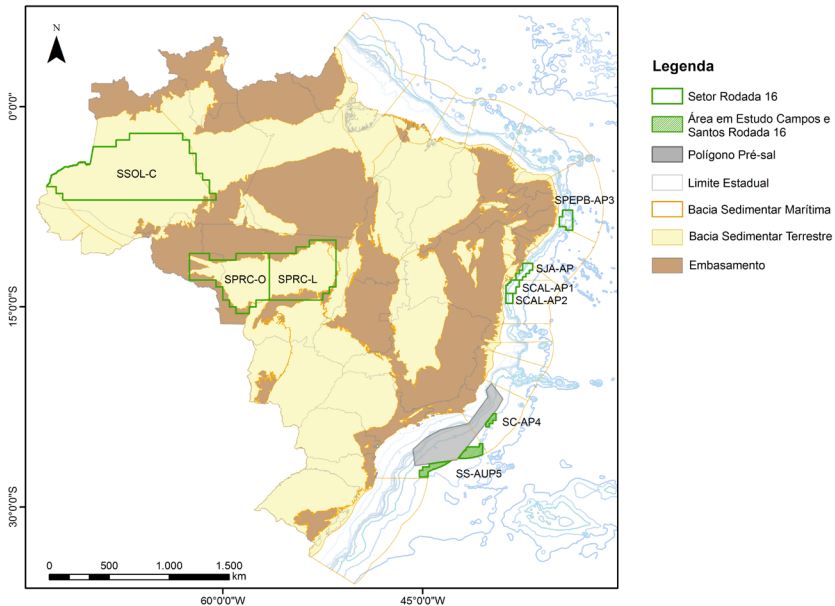


Figura 20. Mapa de localização das bacias sedimentares brasileiras com indicação dos setores selecionados para os estudos com vistas à 16ª Rodada de Licitações

5.3 Rodadas de licitações sob o regime de partilha da produção – Rodadas de Licitações do Pré-sal

5.3.1 O *play* pré-sal

O pré-sal é uma sequência de rochas sedimentares formadas pela separação do antigo Continente 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.

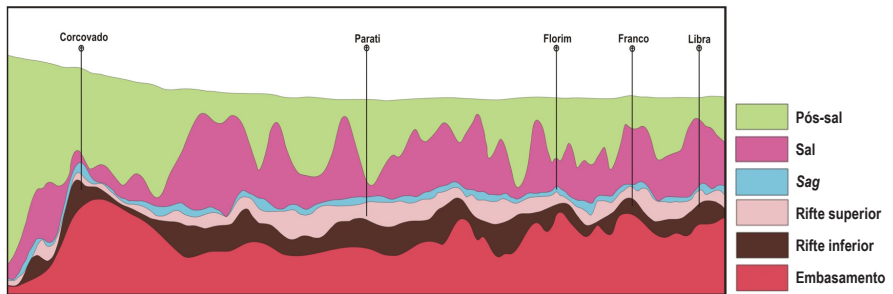
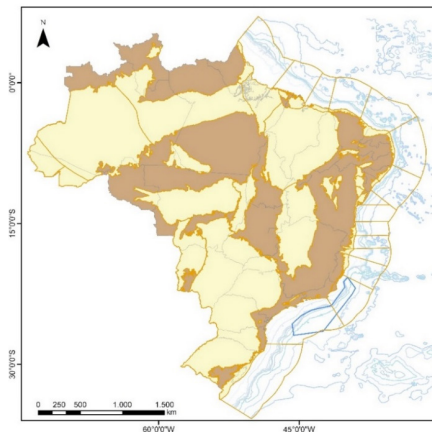


Figura 21. Seção geológica do pré-sal

A seção rifte foi depositada em um momento de subsidência mecânica da bacia sedimentar e antecede a deposição da sequência sag. É caracterizada pela deposição de coquinas, com excelente potencial para reservatório, e de rochas siliciclásticas, incluindo folhelhos lacustres que figuram como excelentes geradores, com eventuais intercalações de rochas vulcânicas.



A fase sag é uma fase de subsidência térmica decorrente do resfriamento da crosta. A fase sag nas bacias de Santos e Campos é representada por carbonatos (microbiólitos e estromatólitos), os principais reservatórios do *play* pré-sal, oriundos de um ambiente deposicional marinho restrito (hipersalino).

A região do Polígono do Pré-sal 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 API, os reservatórios do pré-sal estão entre as melhores oportunidades no mundo.

5.3.2 4ª Rodada de Partilha da Produção no Pré-Sal

A 4ª Rodada de Partilha da Produção no Pré-sal, marcada para o dia 7 de junho de 2018, inclui áreas nas bacias de Campos e Santos.

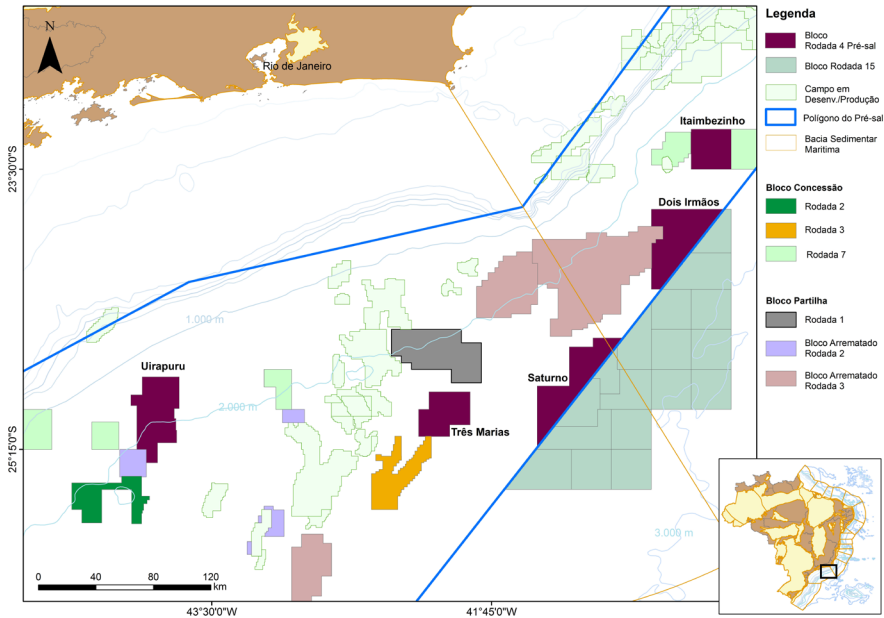


Figura 22. Localização das áreas em oferta na 4ª Rodada de Partilha da Produção no Pré-Sal

Na Bacia de Campos serão ofertadas as áreas de Dois Irmãos e Itaimbezinho e na Bacia de Santos, as áreas de Uirapuru, Saturno e Três Marias.

O bloco Dois Irmãos é caracterizado por estruturas com fechamento quaquaversal bem definido, formadas por alto do embasamento cristalino (horst) no *play* pré-sal. Os dados sísmicos indicam a ocorrência das principais seqüências que compõe o *play* pré-sal, bem como sismofácies indicativas de rochas reservatório.

Já o bloco Itaimbezinho possui potencial para descobertas de óleo no *play* pré-sal e, principalmente, em reservatórios turbidíticos do Cretáceo Superior.

O prospecto Uirapuru é um proeminente alto do embasamento com fechamento quaquaversal bem definido no *play* pré-sal. É delimitado por falhas NE-SW que seguem o mesmo *trend* estrutural do prospecto de Carcará. Os dados sísmicos indicam a ocorrência das principais seqüências que compõe o *play* do pré-sal, sismofácies indicativas de reservatório e anomalia de amplitude.

O bloco Três Marias se localiza ao sul do bloco Libra. O bloco abriga duas estruturas de médio porte, que exibem fechamento bem definido nas quatro direções.

O bloco Saturno, que está localizado na porção leste da Bacia de Santos, inclui o prospecto Dione e parte dos prospectos Saturno e Titã, que se prolongam para além do Polígono do Pré-Sal.

Os dados sísmicos preliminares indicam a ocorrência das principais seqüências que compõem o *play* pré-sal e as estruturas exibem anomalia de amplitude e sismofácies indicativas de rochas reservatório. A estrutura Dione exibe ainda um *flat spot* muito bem marcado, que caracteriza um contato entre fluidos.

5.3.3 5ª Rodada de Partilha da Produção no Pré-Sal

A 5ª Rodada de Partilha da Produção no Pré-Sal, prevista para ocorrer em 2019, inclui três blocos na Bacia de Santos: Aram, Bumerangue e Cruzeiro do Sul.

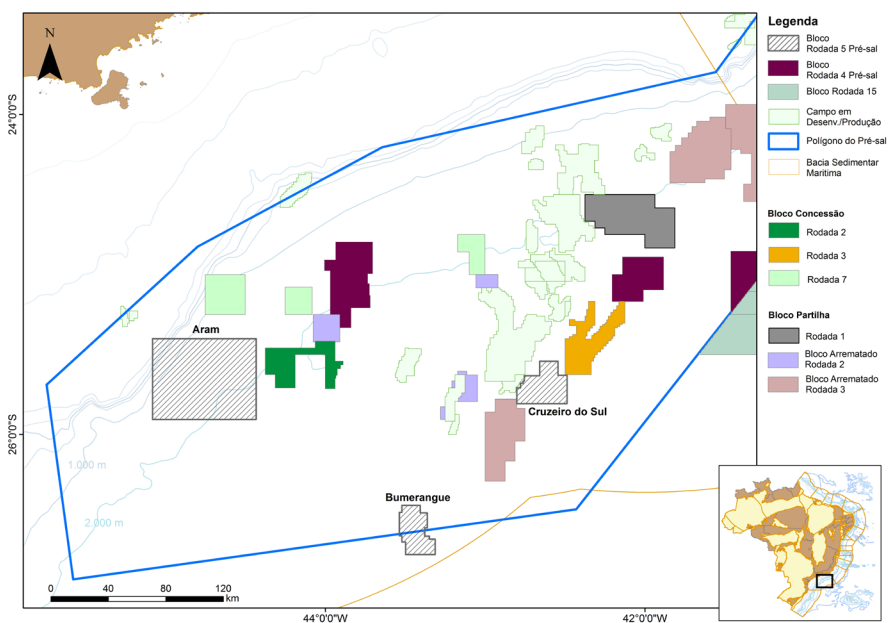


Figura 23. Localização das áreas indicadas para a 5ª Rodada de Partilha de Produção no Pré-Sal

Aram é uma estrutura de grande porte com fechamento quaquaversal bem definido e potencial de descoberta de gigantesca jazida de óleo.

O bloco Cruzeiro do Sul inclui três estruturas de pequeno e médio portes 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.

5.4 Oferta Permanente

A Oferta Permanente, aprovada por meio da Resolução CNPE nº 17/2017, consiste na oferta contínua de campos devolvidos (ou em processo de devolução) e de blocos exploratórios ofertados em licitações anteriores e não arrematados ou devolvidos à ANP.

Trata-se de um modelo de licitações empregado em diversos países, como os EUA e o Canadá, onde há um estoque permanente de áreas em oferta, dando oportunidade aos investidores de adquirirem blocos a qualquer tempo.

No Brasil, uma área não arrematada em um determinado leilão poderá compor o estoque de áreas em oferta permanente. De outra monta, um investidor que não conseguiu arrematar um bloco desejado no leilão poderá utilizar o capital disponível para arrematar uma outra oportunidade na Oferta Permanente. Assim, potencializa-se o aumento de áreas concedidas, na medida em que se oferece dinamismo e agilidade na oferta de áreas. Consequentemente, mais investimentos são direcionados ao Brasil e amplia-se o conhecimento das bacias.

Adicionalmente, os campos devolvidos à ANP também poderão ser rapidamente ofertados ao mercado. Com isso, as áreas maduras devolvidas que seriam incluídas na 5ª e na 6ª Rodadas de Acumulações Marginais passam a ser incorporadas na Oferta Permanente. Assim, ficam extintas as rodadas específicas para licitação de áreas com acumulações marginais.

A ANP consolidou o primeiro grupo de blocos a ser inserido na Oferta Permanente. Essa primeira proposta contempla 846 blocos e 15 áreas maduras, de 13 bacias sedimentares brasileiras, totalizando mais de 285 mil km². As áreas selecionadas incluem blocos nas bacias maduras terrestres do Recôncavo, Potiguar, Sergipe-Alagoas e Espírito Santo. Também estão previstos blocos nas bacias terrestres de nova fronteira do Acre, Amazonas, Paraná, Parnaíba, São Francisco e Tucano, além de blocos nas bacias marítimas do Pará-Maranhão, Sergipe-Alagoas, Campos e Santos.

Essa medida contribuirá significativamente para a revitalização das atividades terrestres e para o desenvolvimento de pequenas e médias empresas. Adicionalmente, agregará valor aos polos ofertados no programa de desinvestimentos da Petrobras, já que os novos concessionários poderão adquirir rapidamente áreas no entorno, a fim de descobrir novos reservatórios que aumentarão a rentabilidade dos campos.

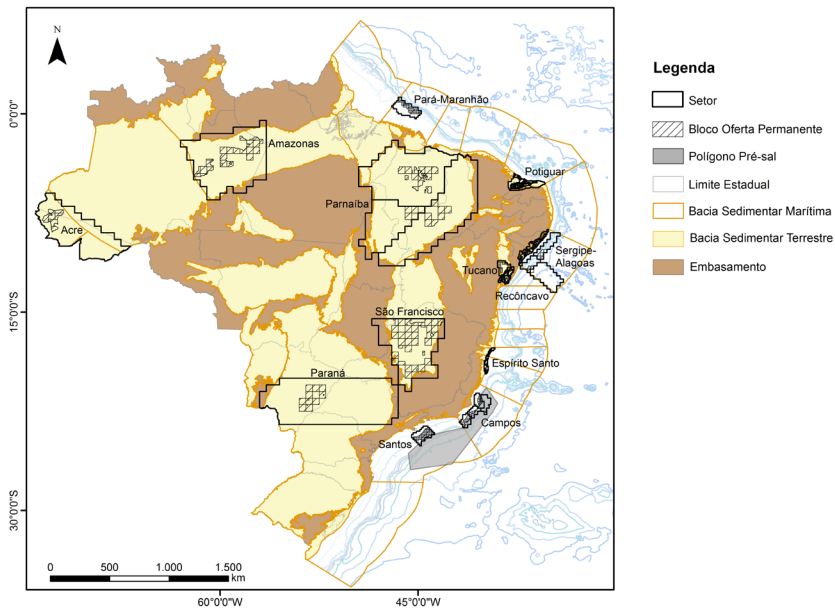


Figura 24. Mapa de localização das bacias sedimentares brasileiras com indicação das áreas selecionadas para a Oferta Permanente

As regras para participação e os parâmetros técnicos e econômicos das áreas serão definidos até 30 de abril de 2018, quando o processo de licitações será iniciado de forma contínua. Um pacote com uma amostra de dados por setor será disponibilizado a partir de fevereiro de 2018 a custos subsidiados. A partir de 2 de maio de 2018, inicia-se o prazo para inscrições e manifestação de interesse vinculante. As apresentações de ofertas deverão ocorrer a partir de novembro de 2018.

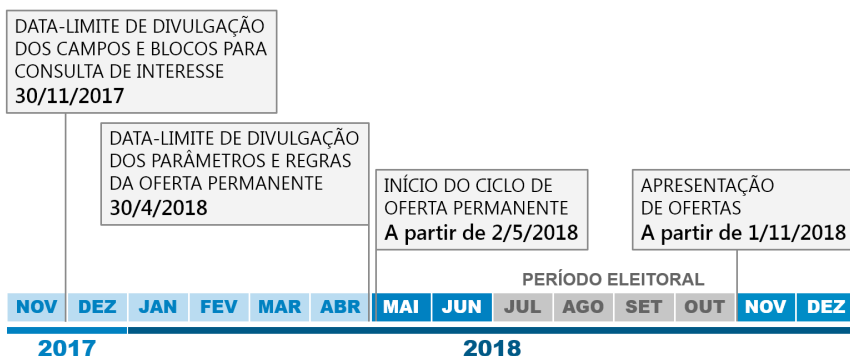


Figura 25. Cronograma da Oferta Permanente para 2018

6. Conclusão

O ano de 2017 foi histórico para o setor de petróleo e gás no Brasil. As quatro rodadas realizadas consolidaram a retomada do setor. Para os anos de 2018 e 2019, quatro outras rodadas estão aprovadas, além do início da Oferta Permanente. Tudo isso, em conjunto com as áreas disponibilizadas no Plano de Desinvestimento da Petrobras, constituem a maior janela de oportunidade em décadas.

Com a oferta de áreas e a implantação das medidas apresentadas, estima-se que R\$ 845 bilhões em investimentos sejam direcionados para projetos de desenvolvimento e produção nos próximos dez anos (entre contratos vigentes e novos contratos), transformando em riquezas os hidrocarbonetos contidos no subsolo brasileiro. Isso levará à geração de milhares de empregos e bilhões em participações governamentais, contribuindo para o crescimento da economia brasileira.

O setor de óleo e gás está passando pela sua maior transformação, complementando a abertura iniciada em 1997. Há oportunidades para todos os tipos e perfis de empresas de exploração e produção. Isso levará a um mercado competitivo e diversificado. As empresas interessadas em investir no Brasil têm a maior oportunidade da história do setor.

Mais informações em:

www.anp.gov.br

www.brasil-rounds.gov.br

Dúvidas:

rodadas@anp.gov.br

Aquisição de dados:

helpdesk@anp.gov.br

