

PUBLICAÇÕES SISTEMA FIRJAN

PESQUISAS E ESTUDOS SOCIOECONÔMICOS

AMBIENTE DE NEGÓCIOS

AMBIENTE ONSHORE DE PETRÓLEO E GÁS NO BRASIL 2018



Junho/2018.

Esta publicação contempla os seguintes temas:



COMPETITIVIDADE



BRASIL

Correalização:



Organização Nacional
da Indústria do Petróleo

Patrocínio:



eneva

Schlumberger

BÖING GLEICH

Sistema
FIRJAN



INFORMA, FORMA, TRANSFORMA.

AMBIENTE DE NEGÓCIOS

AMBIENTE ONSHORE DE PETRÓLEO E GÁS NO BRASIL 2018

Sistema FIRJAN

Federação das Indústrias do Estado do Rio de Janeiro

Presidente

Eduardo Eugenio Gouvêa Vieira

Vice-presidente executivo

Ricardo Carvalho Maia

Superintendente do SESI-RJ / Diretor Regional do SENAI-RJ / Superintendente do IEL-RJ / Diretoria Executiva de Operações

Alexandre dos Reis

Diretoria Executiva de Relação com Associados

Diretor

Flavio Coelho Dantas

Gerência de Petróleo, Gás e Naval

Karine Barbalho Fragoso de Sequeira

Equipe técnica

Adriano de Oliveira da Silva

Fernando Luiz Ruschel Montera

Heber Silva Bispo

Iva Xavier da Silva

Priscila de Amorim Ribeiro Felipe

Renata van der Haagen Henriques de Abreu

Thiago Valejo Rodrigues

Verônica França Pereira

Apoio

Gustavo Silva Loureiro

Milena Machado Fernandes

Pedro Lima Righetti

Talita de Souza Ximenes Silva

Gerência-Geral de Comunicação

Daniela Araújo Lins Teixeira

Gerente de Comunicação e Marca

Ingrid Buckmann Cardoso de Mello

Equipe Técnica

Clotildes Machado

CORREALIZAÇÃO

Organização Nacional da Indústria do Petróleo – ONIP

PATROCÍNIO

ENEVA

SCHLUMBERGER

BÓING GLEICH ADVOGADOS

APOIO INSTITUCIONAL

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA – MME

AGÊNCIA NACIONAL DE PETRÓLEO, GÁS NATURAL E

BIOCOMBUSTÍVEIS – ANP

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA – EPE

GOVERNO DO CANADÁ

www.firjan.com.br/petroleoegas

Sistema
FIRJAN



INFORMA, FORMA, TRANSFORMA.

Colaboração Externa

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS – ANP

Décio Oddone – Diretor-Geral

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DAS EMPRESAS DE SERVIÇOS DE PETRÓLEO – ABESPETRO

Cláudio Makarovsky – Presidente

Alejandro Duran – Diretor ABESpetro e Gerente-Geral da BHGE

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DOS PRODUTORES INDEPENDENTES DE PETRÓLEO – ABPIP

Anabal Santos Junior – Secretário Executivo

ASSOCIAÇÃO COLOMBIANA DE ENGENHEIROS DO PETRÓLEO

Julio César Vera Díaz – Presidente

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA – EPE

José Mauro Ferreira Coelho – Diretor de Estudos do Petróleo, Gás e Biocombustíveis

Marcos Frederico Farias de Souza – Superintendente de Petróleo

Regina Freitas Fernandes – Consultor Técnico

Roberta de Albuquerque Cardoso – Consultor Técnico

ENEVA

Damian Popolo – Diretor de Relações Institucionais e Regulatório

FEDERAÇÃO DAS INDÚSTRIAS DO ESTADO DA BAHIA – FIEB

Antonio Ricardo Alvarez Alban – Presidente

FEDERAÇÃO DAS INDÚSTRIAS DO ESTADO DE MINAS GERAIS – FIEMG

Olavo Machado Junior – Presidente

FEDERAÇÃO DAS INDÚSTRIAS DO ESTADO DO AMAZONAS – FIEAM

Antonio Carlos da Silva – Presidente

Nelson Azevedo – Vice-Presidente

Renée Veiga – Coordenadora de Meio Ambiente

Renata Bonadim – Coordenador de Recursos Minerais

FEDERAÇÃO DAS INDÚSTRIAS DO ESTADO DO ESPÍRITO SANTO – FINDES

Leonardo de Castro – Presidente

FEDERAÇÃO DAS INDÚSTRIAS DO ESTADO DO MARANHÃO – FIEMA

Edilson Baldez das Neves – Presidente

FEDERAÇÃO DAS INDÚSTRIAS DO ESTADO DO RIO GRANDE DO NORTE – FIERN

Amaro Sales de Araújo – Presidente

FEDERAÇÃO DAS INDÚSTRIAS DO ESTADO DE SERGIPE – FIES

Eduardo Prado de Oliveira – Presidente

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA – MME

João Vicente de Carvalho Vieira – Secretário de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis

Clayton de Souza Pontes – Diretor do Departamento de Política de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural

Lauro Doniseti Bogliotti – Coordenador-Geral de Política de Concessão de Blocos Exploratórios

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. – PETROBRAS

Solange Guedes – Diretora executiva de Exploração e Produção

Realização:

Sistema
FIRJAN



INFORMA, FORMA, TRANSFORMA.



Organização Nacional
da Indústria do Petróleo

Patrocínio:



eneva

Schlumberger

BÖING ADVOGADOS GLEICH

Apoio institucional:

MINISTÉRIO DE
MINAS E ENERGIA



anp
Agência Nacional
do Petróleo,
Gás Natural e Biocombustíveis



Canada 

AGRADECIMENTOS

Com a publicação da primeira edição do **Ambiente Onshore de Petróleo e Gás no Brasil**, em 2017, o Sistema FIRJAN iniciou a estruturação de uma nova vertente de atuação neste mercado. Neste segundo ano, em uma correalização com a **Organização Nacional da Indústria de Petróleo – ONIP**, procuramos ampliar o escopo da avaliação do mercado *onshore* de petróleo e gás.

O **Ambiente Onshore de Petróleo e Gás no Brasil** é produto do trabalho conjunto entre as mais diversas instituições atuantes neste segmento, com o objetivo de dar robustez às análises das oportunidades no Brasil. Explicitamos aqui nossos votos de agradecimento aos nossos Parceiros e Patrocinadores, que não só contribuíram para tornar esse projeto realidade, como também agregaram conteúdo ao resultado final.

À **ENEVA, SCHLUMBERGER e BOING GLEICH ADVOGADOS** nossos agradecimentos pela estreita colaboração e grande aprendizado com suas experiências no mercado brasileiro. Registramos, também, nossa gratidão aos parceiros governamentais externos, empresas e instituições, essenciais ao desenvolvimento do documento.

Ao **MME – Ministério de Minas e Energia**, que mais uma vez não economizou esforços em nos apoiar com atuação voltada para dar maior atratividade ao mercado de energia brasileiro.

À **ANP – Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis**, pela pronta disponibilidade e por agregar valor em todas nossas ações.

À **EPE – Empresa de Pesquisa Energética**, pela parceria e colocações sobre nosso potencial de desenvolvimento energético.

Ao **Governo do Canadá**, nossos sinceros agradecimentos e desejo de uma parceria duradoura.

À **ABPIP – Associação Brasileira de Produtores Independentes de Petróleo**, que apresenta seu olhar sobre a importância dos produtores independentes para o sucesso do nosso mercado de petróleo e gás no Brasil.

À **ABESPETRO – Associação Brasileiros dos Prestadores de Serviço de Petróleo**, pela parceria conjunta ao prover esclarecimentos sobre as vocações de fornecimento pelas empresas nacionais.

À **ACIPET – Asociación Colombiana de Ingenieros de Petróleos**, com a parceria ao nos apresentar as lições aprendidas com o desenvolvimento deste mercado na Colômbia.

À **PETROBRAS**, com a qual mais uma vez reforçamos nosso estreito relacionamento em prol do aprimoramento da competitividade do Brasil.

À **Federação das Indústrias do Estado do Amazonas, Federação das Indústrias do Estado da Bahia, Federação das Indústrias do Estado do Maranhão, Federação das Indústrias do Estado de Minas Gerais, Federação das Indústrias do Estado do Rio Grande do Norte, Federação das Indústrias do Estado de Sergipe e Federação das Indústrias do Estado do Espírito Santo** é fundamental ressaltarmos os especiais agradecimentos a nossas Federações que fizeram desse projeto um sucesso maior. Nossos votos da mais elevada estima ao contribuírem ativamente na apresentação das oportunidades regionais que cada estado no Brasil possui para o mercado *onshore* de petróleo e gás.

APRESENTAÇÃO

O **Ambiente Onshore de Petróleo e Gás no Brasil**, agora em sua segunda edição, traz um conjunto de visões sobre o mercado *onshore* no Brasil. Conciliando esforços com instituições governamentais, grandes *players* desse mercado e entidades de classe, o **Sistema FIRJAN** e a **ONIP**, congregam análises qualificadas com dados quantitativos, visando apresentar as oportunidades que o Brasil apresenta à todos aqueles interessados, nacional e internacionalmente.

Na publicação, será apresentado o contexto no qual o Brasil se encontra neste segmento de mercado *onshore*, tanto pela ótica das oportunidades existentes quanto pela agenda positiva para propulsionarmos nossa atratividade.

No sentido das ações para o país, o **MME** destaca os resultados já observados pelo **REATE – Programa de Revitalização das Áreas Terrestres**. Enquanto que a **EPE** apresenta o mapeamento de nossas bacias terrestres e o potencial de riquezas que podemos desenvolver.

Em mais uma frente, a **ANP** colabora com um artigo sobre o contexto nacional do mercado *onshore* e as oportunidades a partir da implementação do sistema de **Oferta Permanente de Áreas**. Além disso, foi fundamental fonte de base de dados e complementou o projeto com a elaboração de um mapa representativo destas oportunidades.

A **ABPIP** apresenta avaliações sobre a visão dos produtores independentes de petróleo no mercado brasileiro, enquanto que a **ABESPETRO** analisa a capacidade dos fornecedores nacionais de atender os investimentos em E&P *onshore*.

Posteriormente, a **FIAM**, **FIEB**, **FIEMA**, **FIEMG**, **FIERN**, **FIES**, **FINDES** e **FIRJAN** apresentam avaliações sobre as oportunidades nas regiões do Brasil. Já a **PETROBRAS** expõe as oportunidades que o seu plano de desinvestimento traz ao mercado.

E, por fim, finalizamos o documento com experiências de sucesso na América Latina, pela **ENEVA** com sua atuação no Maranhão e pela **ACIPET** com o histórico da Colômbia.

A publicação **Ambiente Onshore de Petróleo e Gás no Brasil** é uma entrega conjunta da **ONIP** e do **Sistema FIRJAN**, e vem pautar seus associados com o que o petróleo e gás representa no Brasil além do *offshore*.

SUMÁRIO

Contexto nacional do Mercado Onshore de P&G	10
O Programa Reate e seus resultados	10
Muito além do Pré-Sal: Brasil precisa criar indústria do petróleo	12
Mapeamento das bacias e potencial de reservas	14
A visão das empresas independentes produtoras de P&G	17
Petróleo e gás <i>onshore</i> no Brasil: um <i>onshore</i> de oportunidades.....	20
Grandes números de Exploração e Produção	21
Oportunidades regionais do mercado <i>onshore</i> de P&G do Brasil	29
Oportunidades no estado da Bahia	29
Visão do estado de Minas Gerais	30
Oportunidades amazônicas no mercado de P&G <i>onshore</i>	31
Terra capixaba de oportunidades	32
Oportunidades <i>onshore</i> de P&G no Maranhão	33
Rio de Janeiro: experiências do potencial de atendimento <i>offshore</i> e <i>onshore</i>	34
Visão do estado do Rio Grande do Norte	35
Produção terrestre de Petróleo e Gás em Sergipe	36
Oportunidades e cases de sucesso na América Latina	37
Desenvolvimento do mercado <i>onshore</i> de P&G no Maranhão	37
O mercado de petróleo na Colômbia – tendências de longo prazo	40
Atividade terrestre da Petrobras	42
Considerações finais	44
Petróleo e Gás <i>Onshore</i> : o Brasil além do mar.....	44
Apêndice	46

CONTEXTO NACIONAL DO MERCADO ONSHORE DE P&G

O PROGRAMA REATE E SEUS RESULTADOS

Elaborado pelo MME

O Programa de Revitalização das Atividades de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural em Áreas Terrestres (REATE) foi anunciado pelo Ministério de Minas e Energia (MME) em 27 de janeiro de 2017, em evento realizado na cidade de Salvador – BA. Este possui os objetivos estratégicos de: a) revitalizar as atividades de exploração e produção (E&P) em áreas terrestres no território nacional; b) estimular o desenvolvimento local e regional; e, c) aumentar a competitividade da indústria petrolífera terrestre (ou *onshore*) nacional.

O REATE, que é desenvolvido pelo MME em conjunto com a Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) e a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), tem por público de interesse as partes interessadas e envolvidas na cadeia de criação de valor que engloba o segmento da indústria de E&P terrestre, que compreende, principalmente, empresas concessionárias de E&P de petróleo e gás natural (P&G) e empresas fornecedoras de bens e serviços, autoridades municipais e estaduais e associações da indústria.

No âmbito do Programa foi realizado, inicialmente, um diagnóstico situacional desse segmento, com base em documentos encaminhados ao MME por associações de empresas e entidades governamentais e com em subsídios colhidos a partir de ações de governo. No diagnóstico realizado, que consta do relatório técnico do REATE publicado no site do MME em setembro de 2017, constatou-se que o declínio da produção dos campos em terra tem afetado fortemente as regiões produtoras dos estados do Espírito Santo, Bahia, Sergipe, Alagoas, Rio Grande do Norte e Ceará. A redução dos investimentos da Petrobras nessas áreas, e ainda os baixos preços do petróleo no mercado internacional, são fatores que contribuíram fortemente para a redução da atividade exploratória e o mencionado declínio.

Com base nesse diagnóstico, que levantou os assuntos críticos dessa atividade, foram estabelecidas ações prioritárias que se encontram em desenvolvimento, as quais podem ser enquadradas em três dimensões: Políticas Governamentais, Regulação e Comercialização/Infraestrutura. As ações previstas no presente diagnóstico tratam da elaboração de políticas, adequação regulatória, sinergias no processo de licenciamento ambiental dos Estados, infraestrutura, além de questões comerciais e tributárias. Ou seja, ações que visam ao aumento da competitividade nacional da atividade de exploração e produção em terra.

A criação do Comitê Diretivo do REATE (CDR), instituído pela Portaria MME nº 17/2017, concretiza a importância do programa para o Governo. Através de reuniões mensais do grupo de trabalho, o CDR objetiva acompanhar a implementação das ações estabelecidas para se atingir os objetivos do programa, no intuito de reverter a tendência de declínio da curva de produção das áreas *onshore*, aumentar o fator de recuperação de hidrocarbonetos e a produção competitiva de gás natural, além de aprimorar o ambiente de negócios da indústria de E&P, suportando o desenvolvimento da industrial local e regional, nas regiões produtoras.

O CDR objetiva ainda ampliar o diálogo no setor, com a participação de fóruns regionais, buscando contribuir para a eliminação de entraves locais para as atividades de E&P, mas sempre num processo democrático, transparente e com o apoio permanente com os principais atores envolvidos. As propostas resultantes de sua atuação podem resultar na proposição de instruções normativas, iniciativas ou diretrizes, proposições a serem submetidas ao Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), onde pertinente, ou ainda em propostas de alterações legais.

Entende-se que a implementação de ações governamentais apontadas no âmbito do REATE já está contribuindo para gerar sinergias em prol da melhoria da regulação e elaboração de políticas setoriais e de ambiente de negócios do setor. Cita-se, como exemplo, a regulamentação estabelecida pela ANP para a Oferta Permanente de áreas, que foi aprovada pelo CNPE na Resolução nº 17/2017, a modelagem para o estabelecimento de *royalties*, o *Reserve Based Lending* – RBL (em processo de regulamentação pela ANP), e a disponibilização de pacote de dados das rodadas a preços mais acessíveis, dentre outras.

No que concerne ao aumento do número de empresas operadoras de campos em terra, têm-se grandes expectativas em relação ao Plano de Desinvestimentos da Petrobras. O sucesso da iniciativa de venda dos campos relacionados pela Empresa tem impacto direto nos objetivos do Programa. O reposicionamento da Companhia em relação ao refino e petroquímica também terá impacto nas ações voltadas para as questões de infraestrutura e comercialização, cabendo o acompanhamento dessa matéria pelo CDR.

Em suma, pode-se afirmar que o Programa mantém seu foco no desenvolvimento da atividade de exploração e produção de petróleo e gás natural terrestre em todas as suas etapas, quais sejam exploração, desenvolvimento, produção, redesenvolvimento e descomissionamento, englobando desde as áreas maduras até as áreas de novas fronteiras, mantidos ainda os objetivos estratégicos de revitalização das atividades de E&P em áreas terrestres no País, o estímulo ao desenvolvimento local e regional e o aumento da competitividade da indústria petrolífera *onshore* nacional.

MUITO ALÉM DO PRÉ-SAL: BRASIL PRECISA CRIAR INDÚSTRIA DO PETRÓLEO

Elaborado pela ANP

Nas apresentações que tenho feito sobre o cenário do setor de petróleo e gás no Brasil, tenho dito que o maior desafio para o País atualmente é criar uma indústria do petróleo. Não poucas vezes fui questionado sobre esta afirmação. O desempenho extraordinário do pré-sal, cujos poços produzem em média 17 mil barris de petróleo por dia, com alguns chegando a 45 mil barris de óleo equivalente/dia, caso do primeiro poço de Libra, ofusca a falta de uma indústria diversificada em que as empresas consigam obter resultados positivos nos três ambientes de E&P: pré-sal, *offshore* tradicional e *onshore*. Infelizmente, ainda estamos longe disso.

A produção de petróleo e gás no Brasil estaria em queda acentuada, não fosse o pré-sal. No *onshore*, a produção de óleo caiu 30% entre 2012 e 2017. O número de poços perfurados teve uma redução de 73% entre 2015 e 2017 (de 552 para 150). Os blocos arrematados nas rodadas de licitações também vêm caindo.

A situação do *offshore* tradicional (fora da área do pré-sal) não é muito diferente. A produção da Bacia de Campos caiu 31% entre 2012 e 2017. No pós-sal da bacia de Santos, a queda foi de 41%, entre 2014 e 2017. E, na bacia de Sergipe-Alagoas, chegou a 61% no mesmo período. O crescimento da produção brasileira deve-se exclusivamente aos blocos no pré-sal arrematados nos anos 2000. Além disso, o fator de recuperação das nossas bacias marítimas está baixo. Na Bacia de Campos, por exemplo, a fração recuperada é de apenas 14% e as reservas declaradas apontam para uma recuperação final de 24%, enquanto a média mundial é de 35%.

Numa recente viagem a Calgary (Canadá), um executivo do setor me disse que, num raio de 500 metros do hotel onde estávamos, ficavam os escritórios de 500 empresas de petróleo. E, na cidade toda, 700 empresas. No Brasil, temos apenas uma centena de concessionárias e cerca de 40 produzem. É muito pouco para um país com aproximadamente 7,5 milhões de quilômetros quadrados em bacias sedimentares. Como também são pouquíssimos os 30 mil poços perfurados no Brasil em toda sua história. E são quase nada os 5% das bacias sedimentares contratados.

O pré-sal é a maior descoberta das últimas décadas. Não existe no mundo, hoje, uma província com o seu potencial e sua produtividade por explorar, mas sozinho ele não criará a indústria que necessitamos para desenvolver o Brasil. Para isso, é preciso tornar o *offshore* tradicional e o *onshore* atraentes para empresas que se especializaram nesses nichos de mercado. Nesse sentido, a ANP está implementando duas medidas: a Oferta Permanente de Áreas e a redução para até 5% da alíquota dos *royalties* sobre a produção incremental dos campos maduros.

A Oferta Permanente tem como objetivo permitir às empresas aumentarem o seu portfólio de áreas sem a necessidade de uma rodada de licitação. Elas poderão adquirir campos devolvidos (ou em processo de devolução) e blocos exploratórios ofertados em licitações anteriores e não arrematados ou devolvidos à ANP. O Primeiro Ciclo da Oferta Permanente contará com 884 blocos exploratórios e 14 áreas com acumulações marginais, em 15 bacias sedimentares, somando 346.034,94 km².

Para uma sessão pública da Oferta Permanente acontecer, basta que uma empresa faça uma declaração de interesse para um ou mais setores, acompanhada de garantia da oferta. A partir da aprovação dessa garantia pela Comissão Especial de Licitação, terá início o cronograma de licitação, incluindo a data da sessão pública, que ocorrerá em até 90 dias após a aprovação.

Tenho a certeza de que a Oferta Permanente vai mudar o panorama do setor nos próximos anos. Com ela, empresas de variados perfis vão ter o prazo necessário para estudarem as áreas que estão sendo ofertadas, o que não ocorre quando as rodadas são realizadas anualmente, e o prazo para estudos é de apenas alguns meses.

A Oferta Permanente vai ajudar o Brasil a ter um setor diversificado e competitivo no *onshore* e no *offshore* tradicional, trazendo aumento dos investimentos e da produção de petróleo e gás, com impactos na arrecadação de impostos, participações governamentais e na geração de emprego e renda em diversas regiões do país.

Igualmente importante é a redução para até 5% na alíquota dos *royalties* da produção incremental dos campos maduros. Como se sabe, a produção de petróleo em bacias marítimas no Brasil começou na década de 1980. Hoje, muitos desses campos estão com a produção em declínio, como acontece em campos maduros de todo o mundo. O mesmo acontece na produção em terra, onde cerca de 50% dos 312 campos estão produzindo há mais de 25 anos.

A proposta da ANP é que a alíquota dos *royalties* para esses campos seja reduzida da prevista em contrato (que chega a 10%) para até 5% na produção incremental – ou seja, a que ultrapassar a prevista na curva de produção. O objetivo é fomentar atividades em campos maduros, alavancando investimentos no curto prazo. Com esse incentivo, evita-se que essas áreas sejam abandonadas pelas empresas, quando ainda possuem petróleo e/ou gás cuja exploração é comercialmente viável com *royalties* reduzidos e com tecnologias e custos adequados às condições dos campos maduros.

Prolongar a vida de um campo significa renda, investimentos e empregos para as regiões onde estão localizados. O nosso país, que é carente em infraestrutura, não pode se dar ao luxo de descomissionar plataformas de produção, quando ainda existem as condições para que elas continuem ativas. Em todo o mundo, empresas especializadas em campos maduros compram essas áreas de companhias de grande porte e continuam produzindo por muitos anos.

Outra medida importante para estimular o aumento da produção em campos maduros em terra foi o lançamento do Programa de Revitalização das Atividades de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural em Áreas Terrestres (Reate), pelo Ministério de Minas e Energia. O programa, que conta com a ANP em seu Comitê Diretivo, tem como objetivos propor e monitorar ações, projetos e políticas voltadas ao incremento das atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural em terra.

Com o crescimento de apenas 1% no fator de recuperação terrestre, os *royalties* vão crescer R\$ 3 bilhões, teremos R\$ 5 bilhões em novos investimentos e uma produção adicional de 200 milhões de barris de óleo equivalente.

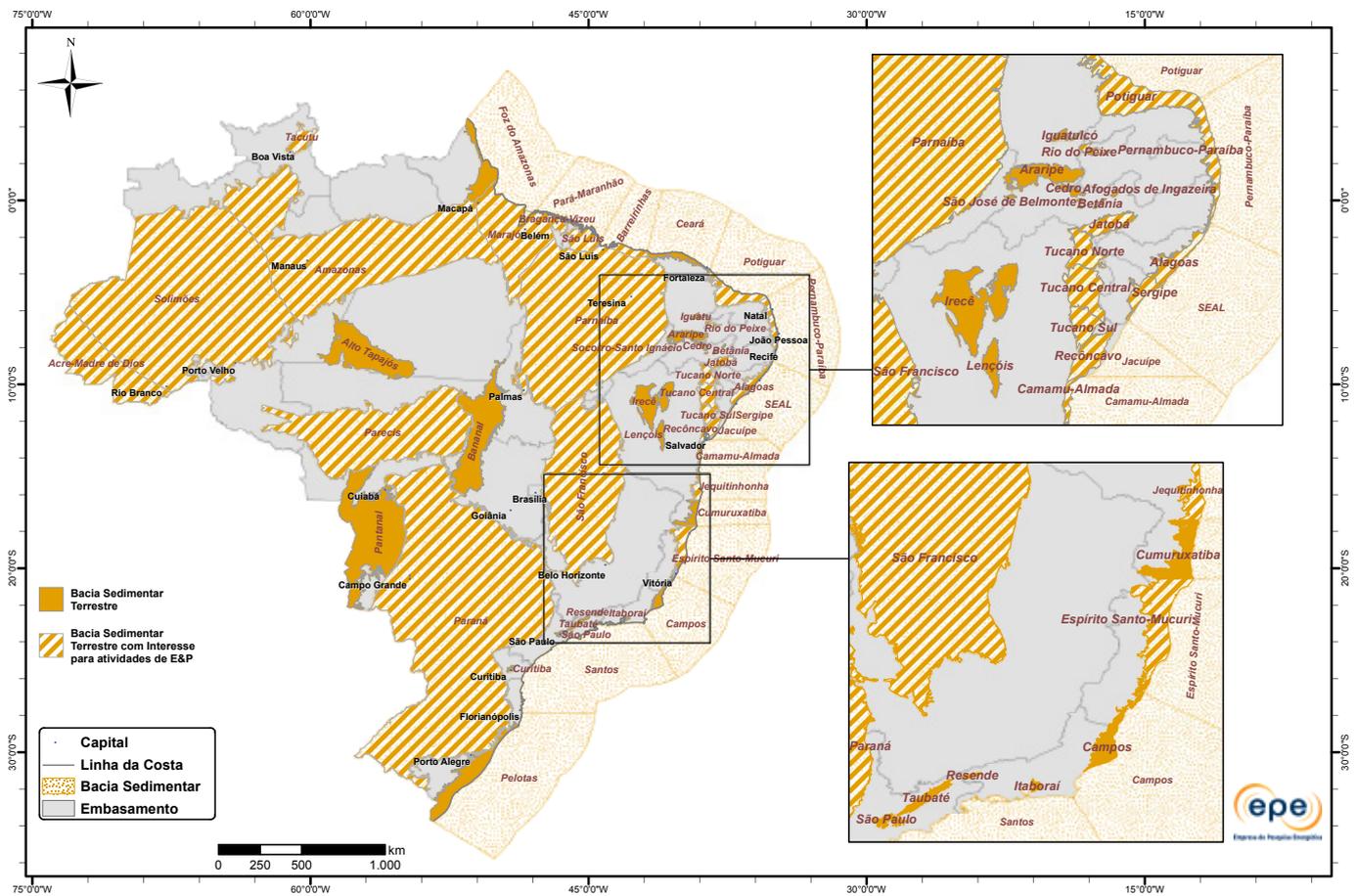
O Brasil não pode se dar ao luxo de desperdiçar as suas riquezas. Ao tomar decisões sobre o aproveitamento dos nossos recursos naturais devemos levar em conta o risco de não termos condições para retirar milhões de brasileiros da miséria. Temos o pré-sal, mas precisamos do *onshore* e do *offshore* tradicional para produzir riqueza e emprego para a nossa população. Para isso, precisamos dar condições para as empresas investirem. É para isso que a ANP trabalha.

MAPEAMENTO DAS BACIAS E POTENCIAL DE RESERVAS

Elaboração EPE

O Brasil é um país de dimensões continentais, com cerca de 8 milhões de km² de área, sendo 7 milhões de km² de área com depósitos sedimentares. De toda a área sedimentar, 5 milhões de km² estão localizados em terra, divididos em 53 bacias sedimentares. Conforme mostra o Zoneamento Nacional de Recursos de Óleo e Gás, estudo produzido pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE), do total de bacias sedimentares terrestres (*onshore*), 25 apresentam algum interesse para atividades de exploração e produção (E&P) de petróleo e gás natural (Figura 1), sendo apenas 5 consideradas como bacias maduras (Alagoas, Sergipe, Espírito Santo-Mucuri, Potiguar e Recôncavo), ou seja, bacias densamente exploradas.

Figura 1. Bacias sedimentares *onshore*, com interesse para atividades de E&P.



Fonte: EPE, 2018.

A produção comercial de petróleo e gás natural *onshore* no país teve início em 1941, no campo de Candeias na Bacia do Recôncavo. Atualmente, existem 242 campos terrestres em produção, distribuídos em 10 bacias sedimentares. As produções *onshore* brasileiras, em 2017, atingiram cerca de 130 mil barris/dia de petróleo e 22 milhões de m³/dia de gás natural, correspondendo a 5% e 19 % da produção nacional total, respectivamente.

Os poços terrestres de petróleo mais produtivos do país alcançaram produções de cerca de 1,2 mil barris/dia em 2017 e estão localizados nas bacias do Recôncavo e Solimões. Em relação ao gás natural, no mesmo ano, os poços mais produtivos do país alcançaram produções aproximadas de 450 mil m³/dia na Bacia do Solimões e de 350 mil m³/dia na Bacia do Parnaíba.

As bacias *onshore* brasileiras, apesar de serem pioneiras na exploração e produção de petróleo e gás natural no país, ainda carecem de estudos geológicos mais aprofundados, que fomentem uma maior atividade de E&P e consequentemente maior aproveitamento dos recursos potenciais. Tal fato se deve à escassez de rodadas de licitação durante um período de tempo e ao maior interesse na exploração *offshore*, motivado pelo sucesso alcançado na década de 1980 com as descobertas dos campos gigantes da Bacia de Campos e, posteriormente, com as descobertas do pré-sal, em especial na Bacia de Santos.

Grande parte das reservas brasileiras de petróleo encontram-se nas bacias sedimentares marítimas. As reservas Provasdas (1P) brasileiras totais de petróleo, em 2017, foram de 12,8 bilhões de barris e as reservas Provasdas, Prováveis e Possíveis (3P) foram de 23,6 bilhões de barris, o que representou, respectivamente, um aumento de 1% e 4%, se comparado com o ano de 2016. Entretanto, para as bacias terrestres, houve uma redução de 7% para as reservas 1P de petróleo e 12% para as reservas 3P. Já para o gás natural foram declaradas reservas totais 1P de 370 bilhões de m³ e reservas 3P de 609 bilhões de m³. Neste caso, o segmento terrestre teve aumento de cerca de 6% e 3% para as reservas 1P e 3P, respectivamente.

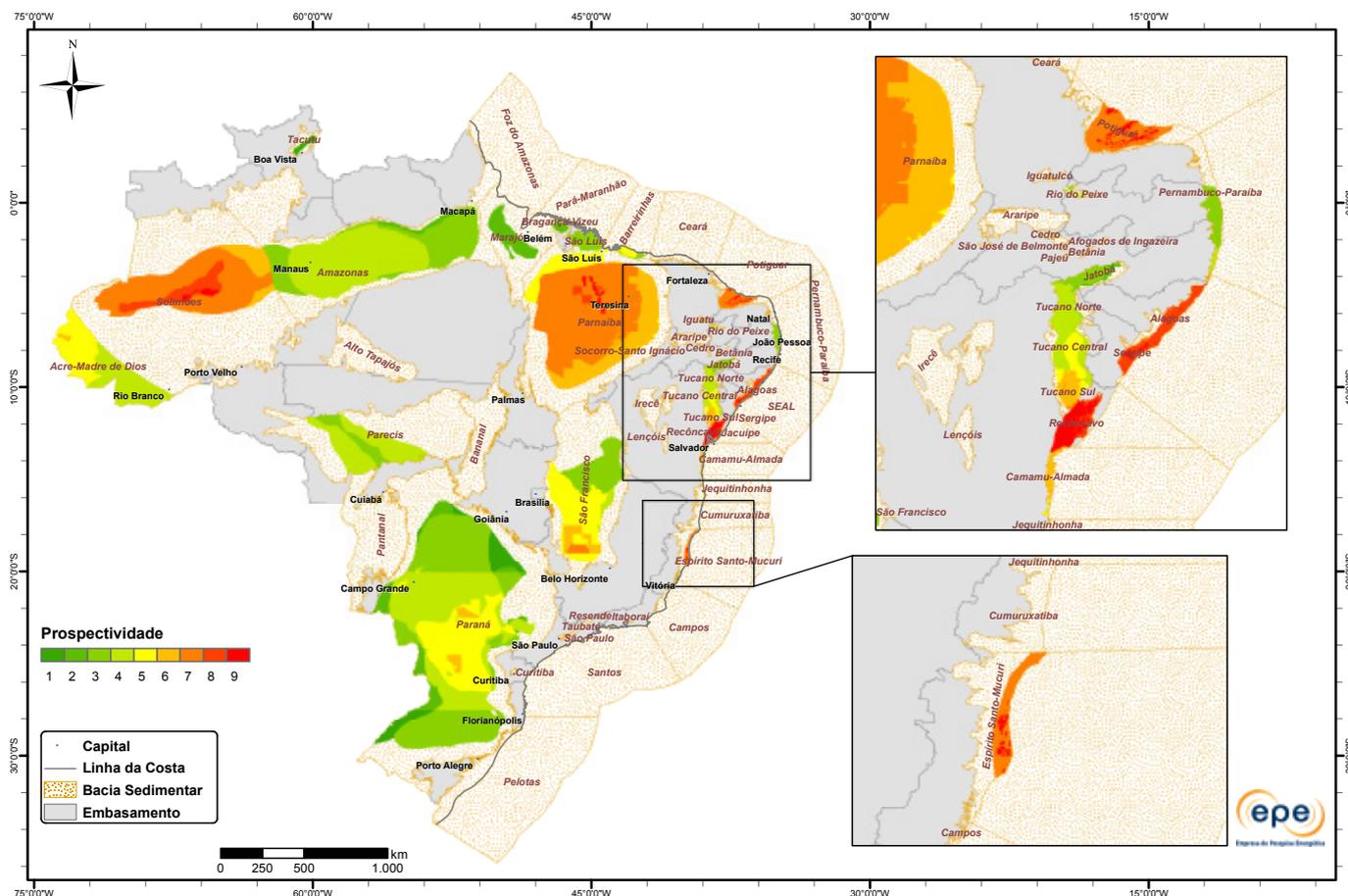
Os volumes das bacias sedimentares terrestres correspondem atualmente a cerca de 5% do total da reserva 1P de petróleo e 18% do total da reserva 1P de gás natural. As reservas 1P *onshore* declaradas em 2017 são de cerca de 597 milhões de barris de petróleo e 66 bilhões de m³ de gás natural. Estes números aumentam para 1,7 bilhões de barris e 82 bilhões de m³ para o caso de reservas 3P somadas aos recursos contingentes, que são volumes potencialmente recuperáveis de reservatórios descobertos, mas cuja produção ainda não é comercialmente viável.

O estudo da EPE denominado Zoneamento Nacional de Recursos de Óleo e Gás, indica, através de análises geológicas de plays exploratórios das bacias sedimentares brasileiras, áreas com expectativas quanto à existência de acumulações de hidrocarbonetos (petróleo e gás natural). As áreas terrestres que apresentam maiores chances de descobertas estão localizadas nas bacias do Parnaíba e Solimões, dentre as bacias interiores. Já em áreas costeiras destacam-se as bacias Potiguar, Sergipe, Alagoas, Recôncavo e Espírito Santo-Mucuri. Com expectativa intermediária de descobertas são apontadas a porção sul da Bacia do São Francisco e Paraná. Em 2017 foram declaradas descobertas comerciais em cinco áreas terrestres, sendo quatro na Bacia do Recôncavo e uma na Bacia Potiguar.

O Zoneamento Nacional de Recursos de Óleo e Gás apresenta também o potencial das bacias sedimentares de nova fronteira e áreas não exploradas de bacias maduras (Figura 2), considerando o risco exploratório na perfuração de poços pioneiros e a dimensão volumétrica dos recursos não descobertos de petróleo e gás natural. São identificadas como de maior potencial petrolífero (maior prospectividade) as seguintes bacias: Recôncavo, Sergipe, Alagoas, Solimões, Parnaíba, Potiguar e Espírito Santo-Mucuri.

Estudos da EPE de estimativa volumétrica, realizados através da postulação de prospectos, com base em dados estatísticos de área e volume de recursos já descobertos, associados a cada play exploratório das bacias *onshore*, além de outros eventos exploratórios (poços perfurantes, jazidas, prospectos indicados e identificados, entre outros), permitem a inferência de volumes recuperáveis entre 1,5 e 5,0 bilhões de barris de óleo equivalente (boe) nas bacias terrestres brasileiras.

Figura 2. Mapa de prospectividade das bacias terrestres brasileiras.



Fonte: EPE, 2018.

Por fim, é importante ressaltar que desde janeiro de 2017, discute-se, por iniciativa governamental, a situação das atividades de E&P de petróleo e gás natural em áreas *onshore* no país. Tal discussão culminou com a publicação da Portaria MME nº 17, de 17 de janeiro de 2018, que instituiu o Programa de Revitalização das Atividades de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural em Áreas Terrestres (REATE), com o objetivo de propor e monitorar ações, projetos e políticas voltadas ao incremento das atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural em terra. O REATE representa a ratificação de algumas das diretrizes da Política de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural, aprovada pela Resolução CNPE nº 17, de 8 de junho de 2017. Esta Resolução é regida por diretrizes que visam promover a exploração em bacias de novas fronteiras, aumentando o conhecimento geológico e a descoberta de novas áreas produtoras, além de incentivar a exploração e a produção de petróleo e de gás natural em bacias terrestres.

A VISÃO DAS EMPRESAS INDEPENDENTES PRODUTORAS DE P&G

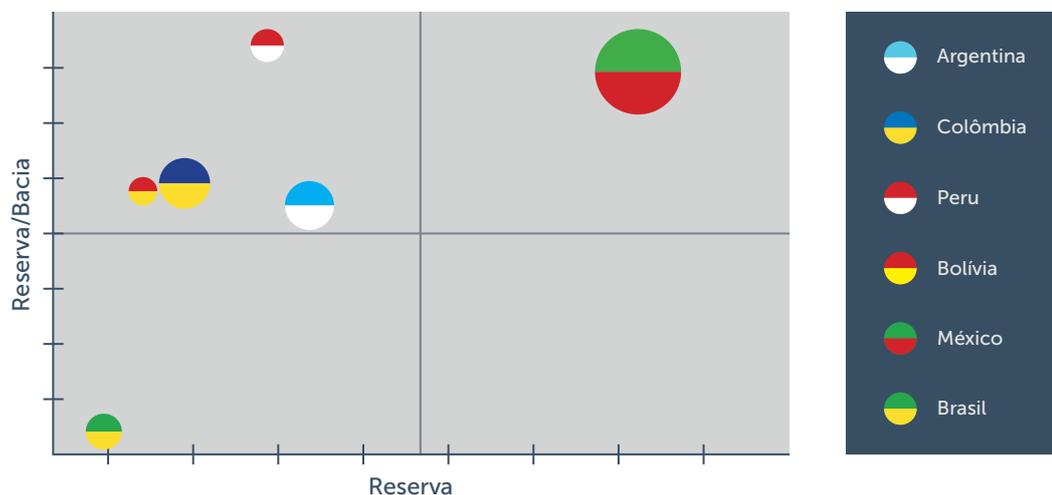
Elaborado pela ABPIP

A ABPIP – Associação Brasileira de Produtores Independentes de Petróleo e Gás Natural, em Março deste ano fez 11 anos, dando continuidade a uma luta iniciada desde sua fundação. Nesta caminhada, a ABPIP, liderou e congregou esforços de diversas outras instituições que ao longo dos anos se juntaram a sua causa. Esta trajetória permitiu que a ABPIP seja reconhecida como a entidade que melhor representa a visão empresarial de operadores do mercado de E&P do *Onshore* brasileiro. Com a responsabilidade que esta posição nos impõe, oferecemos nossa visão sobre o atual cenário do setor.

Inicialmente, é importante destacar que, atualmente, apenas em torno de 5% das reservas provadas do Brasil são em áreas *onshore*. Esta baixa participação explica em parte porque historicamente os campos terrestres brasileiros e por consequência sua produção sempre foram sub exploradas.

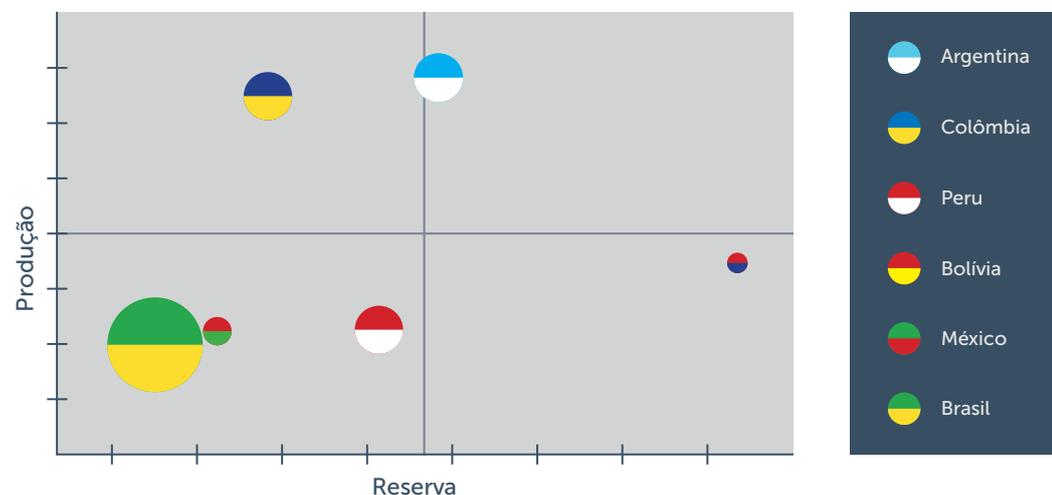
Dados comparativos com outros países da América Latina, levantados pela ANP e condensados nas figuras 3 e 4, mostram que o Brasil, apesar de possuir área geográfica bem maior, tem reservas e produções terrestres menores que quase todos os países produtores da América do Sul (Colômbia, Argentina, Bolívia, Equador e Peru).

Figura 3. Comparativo de reservas entre países da América Latina e bacias.



Fonte: ANP, 2018.

Figure 4. Comparativo de reservas entre países da América Latina e produção.



Fonte: ANP, 2018.

Apesar desta realidade do segmento *Onshore*, vivemos um momento positivo no Brasil para o setor petróleo em geral, fruto do alinhamento de visões do Ministério das Minas e Energia (MME), da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) e de certo modo da Petrobras, que em 2016 decidiu incluir no seu programa de desinvestimento as suas concessões terrestres para serem vendidas a outras empresas.

Deste alinhamento recente, muito foi feito no setor de P&G e nos últimos meses foi feito muito mais do que nos últimos 10 anos.

Podemos dizer que, no que tange ao setor de E&P de petróleo e gás natural, o Brasil voltou a se preocupar em criar condições de atração de investimentos e tem trabalhado para retirar o excesso de intervenções, especialmente as regulatórias, que ao invés de estimular o investimento produtivo gerador emprego e renda, criava entraves e dificuldades desnecessárias como no passado recente.

Mas as mudanças neste cenário que nos referimos se concentraram majoritariamente nos ambientes *offshore* convencional e pré-sal, pela óbvia desproporcionalidade das realidades de cada um dos ambientes, como podemos ver na Tabela 1 a seguir.

Tabela 1. Produção e Poços nos Três Ambiente de E&P no Brasil.

Ambiente	Nº de poços produtores	Produção de óleo (mil bbl/dia)	Produção média de óleo por poço (bbl/dia)
Pré-Sal	82	1.351	20.000
Mar Convencional	643	1.176	1.830
Terra	7.390	125	17

Fonte: Boletim de Produção da ANP, setembro de 2017.

No entanto, atinente ao *Onshore*, nosso foco, muito ainda tem a ser feito e estas medidas exigem urgência, dado crescente declínio de produção que cada dia gera mais e mais perdas. Conforme dados da ANP, entre 2010 e 2017 nossa produção de óleo em torno de 30% enquanto que a atividade perfuratória 80%.

Neste diapasão, destacamos 3 principais iniciativas em curso que exigem um senso de urgência:

1. REATE – Programa de Revitalização das Atividades de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural em Áreas Terrestres, de iniciativa do MME, através da sua Secretaria de Petróleo e Gás Natural, que após diagnóstico do setor concebeu este programa estruturante para destravar o setor através do aprimoramento legal, regulatório, identificação de fontes de financiamento etc. As expectativas do MME, vislumbrava que a produção crescesse dos 130 mil barris por dia, a época do lançamento do programa (Fev.2017), para 500 mil até 2030. No entanto, decorrido um ano, especialmente pelo atraso na licitação dos campos da Petrobras, o acentuado declínio que ocorreu ao longo de 2017 e que continua em 2018, fez com que produção terrestre ao invés de crescimento, alcance negativamente o patamar de cerca de 95 mil barris.

2. A criação da Coordenadoria de Áreas Terrestres (CAT) no âmbito da ANP, pleito antigo da ABPIP, viabilizada nesta atual gestão, muito tem facilitado o diálogo do setor com o órgão regulador. No âmbito desta CAT, já apresentamos uma longa agenda regulatória que somadas outras demandas oriundas do rebatimento das demandas do REATE no âmbito regulatório, constitui um conjunto de medidas que precisam ser trabalhadas. A esta Coordenação caberá a articulação interna com as diversas superintendências da ANP para alcançar estes objetivos. Temos solicitado e alertado a ANP para a necessidade de agilizar a tramitação destes ajustes regulatórios necessários para destravar o setor e estamos sempre disposto a contribuir com a ANP neste sentido.

3. E finalmente, destacamos o lançamento, por parte da Petrobras, das oportunidades para aquisição de campos terrestres sob sua concessão. A iniciativa de vendas destes ativos, além de permitir a Petrobras arrecadar recursos,

trará massa crítica a produção das empresas independentes, com possível entrada de novos operadores e obviamente novos investimentos que resgatarão o déficit de investimentos acumulados nos últimos anos que geraram perdas de empregos, geração de tributos e rendas em regiões tão carentes do país. Dados conservadores indicam, que estamos diante de uma oportunidade de geração de empregos da ordem de 200 mil empregos (diretos e indiretos), quase R\$ 4 bilhões de *Royalties*, cerca de R\$6 bilhões investimentos.

Em Fevereiro de 2016 a Petrobras fez um lançamento de um 1o lote de 10 polos com 104 concessões sendo 95 de campos em terra, 3 em águas rasas, e 6 concessões de blocos exploratórios em terra e uma produção total de cerca de 36.000 bbd. Devidos a vários fatores, esta licitação não prosperou. Foi feito então um relançamento dividindo este 1º lote em dois processos com 3 e 5 polos, respectivamente. Não obstante, e apesar de já transcorrido mais de 02 (dois) anos do lançamento inicial, ainda não foi concluído e estima-se que ocorra no 2º semestre de 2018.

Por outro lado, lançado em Maio/2017, a venda do campo de Azulão foi concluída recentemente, num processo de venda similar, sendo um pouco mais simplificado.

Estas iniciativas têm alto impacto estruturante e o País precisa enfrentar as dificuldades de cada uma delas e equacionar soluções urgentes, especialmente, para a oferta de campos terrestres.

A ABPIP sempre defendeu que os ativos terrestres deveriam ser objeto de uma estratégia governamental que maximizasse o seu potencial sócio econômico, historicamente subutilizado.

Para mudar esta realidade urge que os processos de venda dos campos terrestres da Petrobras, sejam agilizados e dentro desta ótica, nos da ABPIP, defendemos que, uma das maneiras de recuperar parte deste tempo perdido, é licitar estes campos é através da ANP, com o seu consagrado modelo que sempre fez com que todos os leilões que realizou transcorresse normalmente, com sucesso e celeremente concluído. As autoridades brasileiras estão avaliando esta alternativa e esperamos para breve a adoção desta outra via complementar para acelerar o processo de transferência dos ativos terrestres da Petrobras.

Somos otimistas, cremos e defendemos que a lógica econômica, prevalecerá para otimização da exploração e desenvolvimento das bacias terrestres brasileiras com um mercado plural com empresas de diversos portes e expertises convivendo e complementando a arquitetura do mercado de P&G nacional.

PETRÓLEO E GÁS ONSHORE NO BRASIL: UM ONSHORE DE OPORTUNIDADES

Artigo da Abespetro

O Brasil oferece hoje um dos cenários mais interessantes para o desenvolvimento de campos *onshore*. Embora muitas iniciativas estejam em andamento, podemos identificar três dinâmicas principais que determinarão o perfil de atividade no futuro.

Primeiro, a racionalização do portfólio da Petrobras trouxe ao mercado mais de 70 campos que, mesmo com baixos fatores de recuperação, oferecem uma oportunidade significativa para o rejuvenescimento da produção tanto através de investimentos OPEX e otimização das facilidades, além de intervenção e construção de poços.

Ao mesmo tempo, a Petrobras, para os campos que decidiu manter, abriu possibilidades para que parceiros fornecedores de serviços apresentem novas metodologias de recuperação usando estruturas contratuais que aproximam operadores e contratadas no resultado final.

Além disso, a oferta permanente de áreas, recentemente divulgada pela ANP, possui diversos blocos com potencial de produção de O&G que podem ser adquiridos em condições bastante competitivas. A maior participação de contratantes no país, é impulsionada pelo crescimento do mercado *offshore*, pode ser um facilitador para esses projetos através de parcerias com fornecedores e iniciativas estratégicas com potenciais operadores.

Finalmente, a demanda por gás para uso industrial e para geração de energia elétrica deverá aumentar nos próximos anos com a economia do país voltando a crescer. Projetos bem-sucedidos como o desenvolvimento da Eneva no Maranhão demonstraram este potencial.

As reformas trazidas no programa Gás Para Crescer devem atuar como um facilitador para aumentar a demanda de gás e alavancar toda a cadeia de suprimentos.

Cabe ainda mencionar que o Brasil tem um potencial bastante considerável pra produção não convencional. Ainda não explorado hoje por conta da falta de clareza na regulação ambiental. E, por sua importância, o desenvolvimento desses recursos é hoje uma prioridade para o Ministro de Minas e Energia do país.

É claro que há mais nos trabalhos que complementam estes direcionadores essenciais e que devem estar em ordem para aumentar ainda mais a atratividade do *onshore* brasileiro. Os incentivos fiscais para a recuperação secundária já foram liberados, e a capacidade para os operadores de acessarem crédito está em vias de ser liberado.

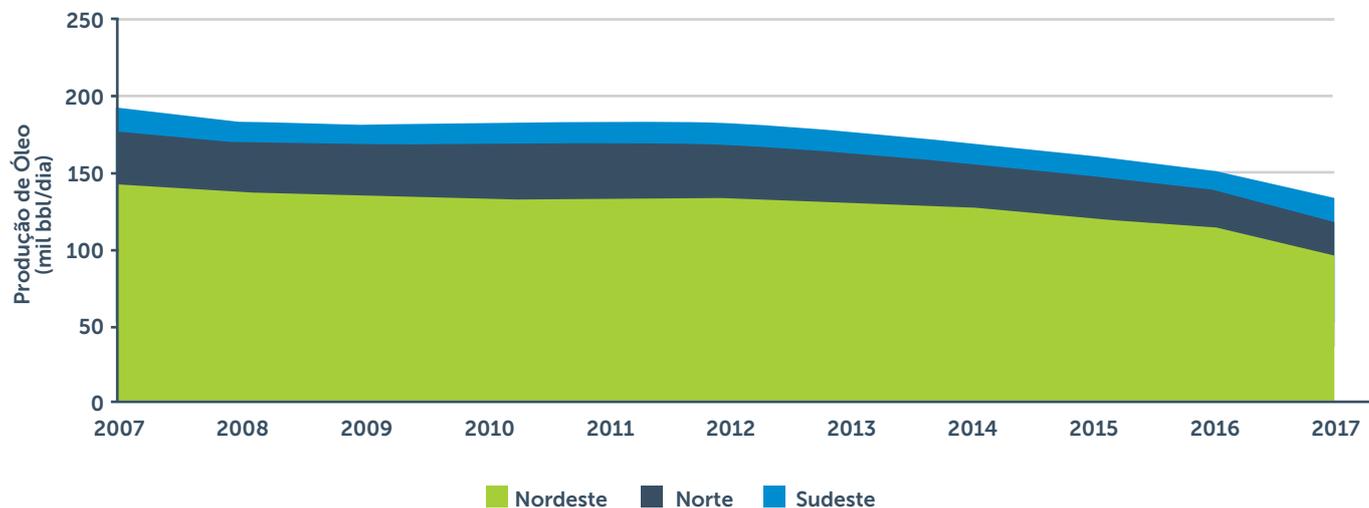
Continua sendo de fundamental importância ter uma diretriz clara e consistente sobre o descomissionamento, tanto do ponto de vista financeiro quanto técnico, para garantir que o projeto tenha um escopo adequado.

Portanto, as oportunidades *onshore* no Brasil são importantes não somente para diversificar o portfólio das operadoras, mas também para fornecer outro importante mercado para fornecedores de bens e serviços. Por exemplo, um cálculo muito simples, baseado na recuperação da produção de 2014 dos principais campos que estão sendo desinvestidos pela Petrobras, exigirá a perfuração de mais de 200 poços.

No geral, podemos dizer que das oportunidades do *onshore* brasileiro, o crescimento do O&G é bastante tangível e, como a maior associação contratante de O&G, estamos ansiosos para os próximos anos.

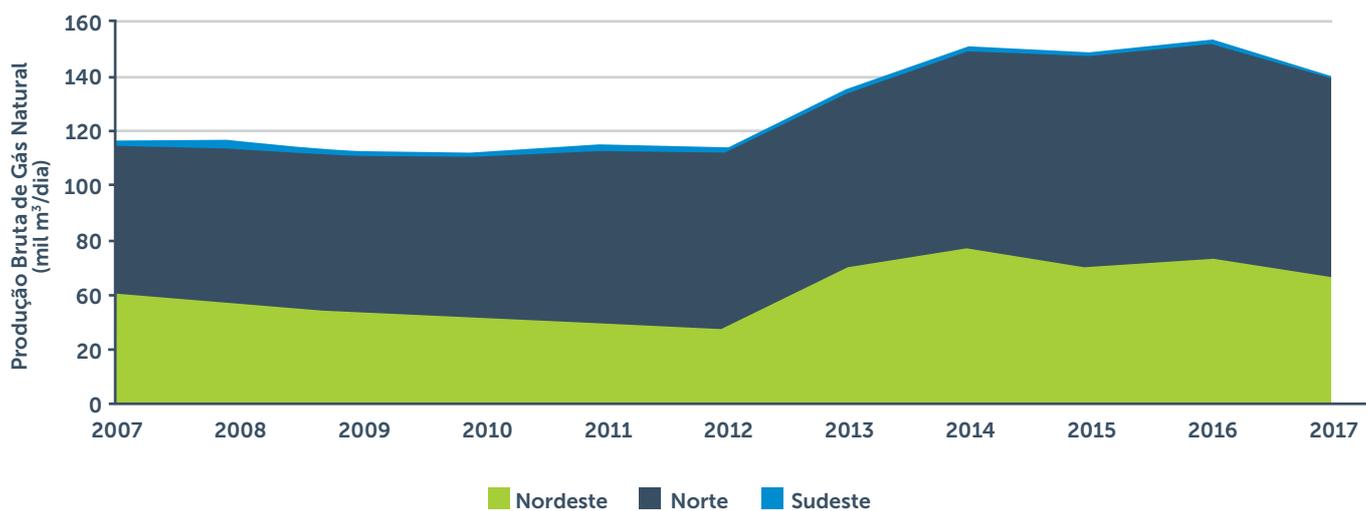
GRANDES NÚMEROS DE EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO

Gráfico 1. Produção terrestre de óleo nos últimos 10 anos, por região.



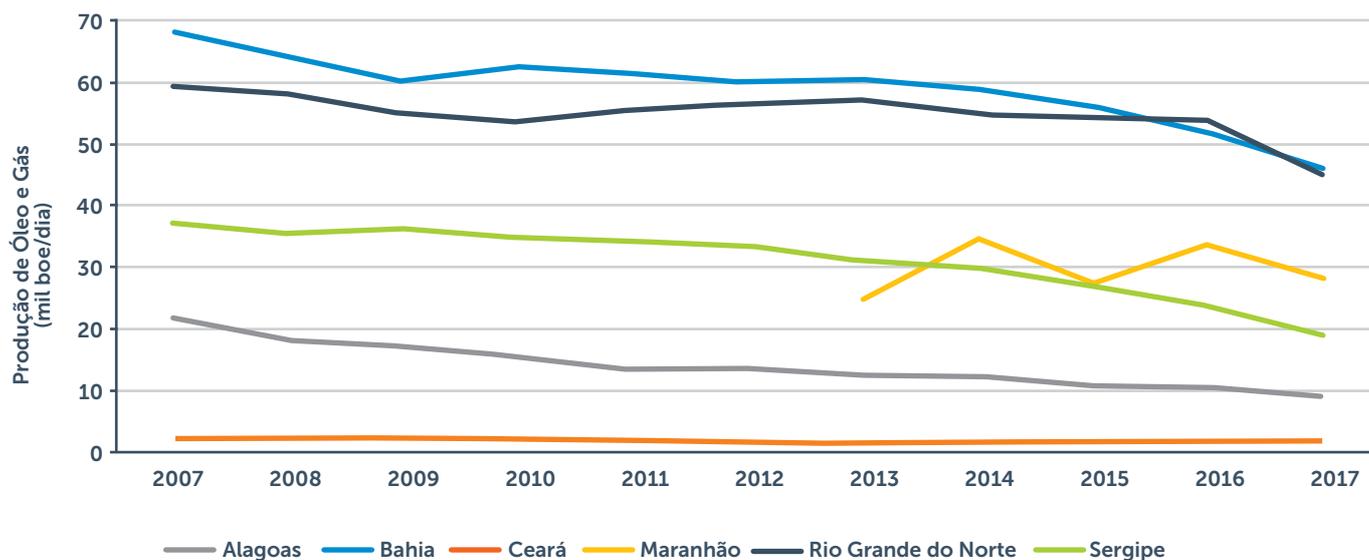
Fonte: ANP, 2018.

Gráfico 2. Produção terrestre de gás natural nos últimos 10 anos, por região.



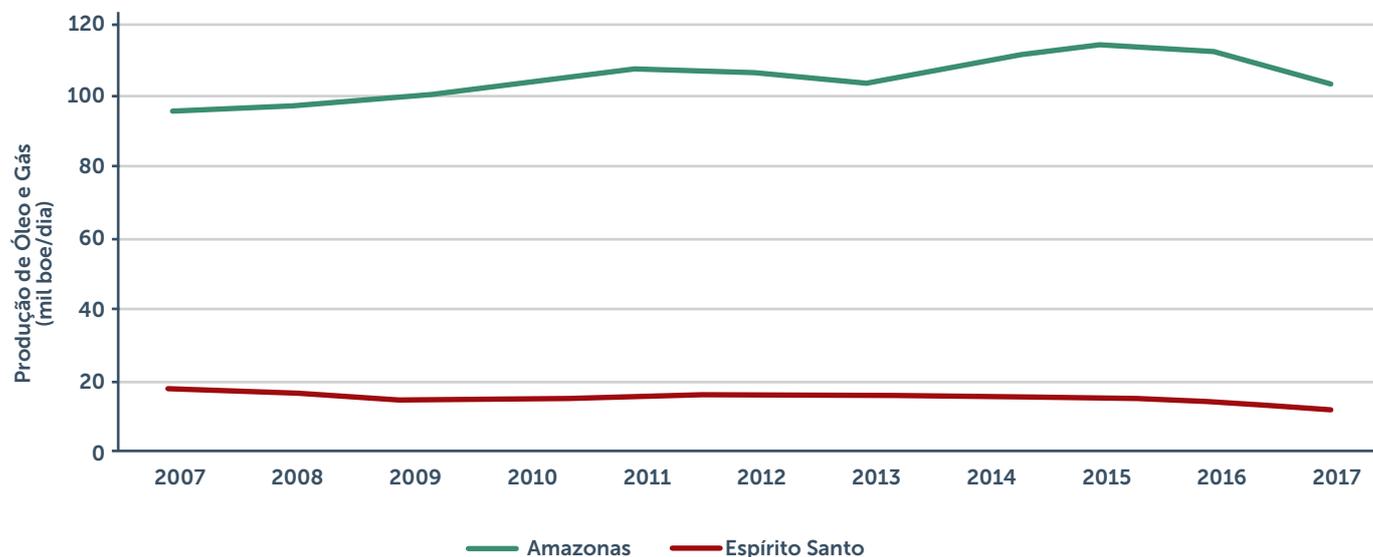
Fonte: ANP, 2018.

Gráfico 3. Produção terrestre de O&G nos últimos 10 anos nos estados do Nordeste.



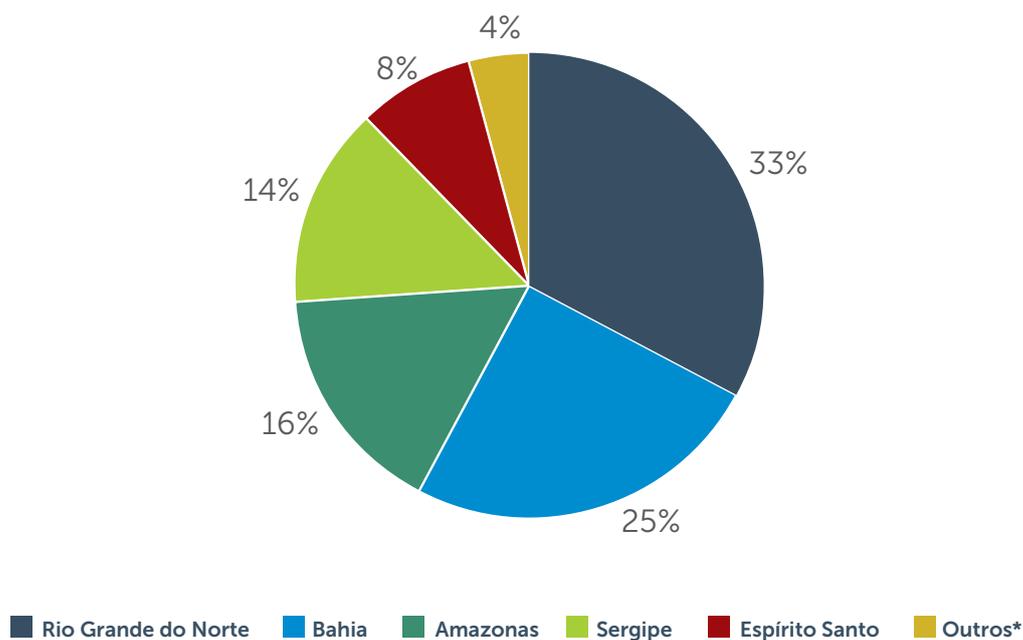
Fonte: ANP, 2018.

Gráfico 4. Produção terrestre de O&G nos últimos 10 anos nos estados do Espírito Santo e Amazonas.



Fonte: ANP, 2018.

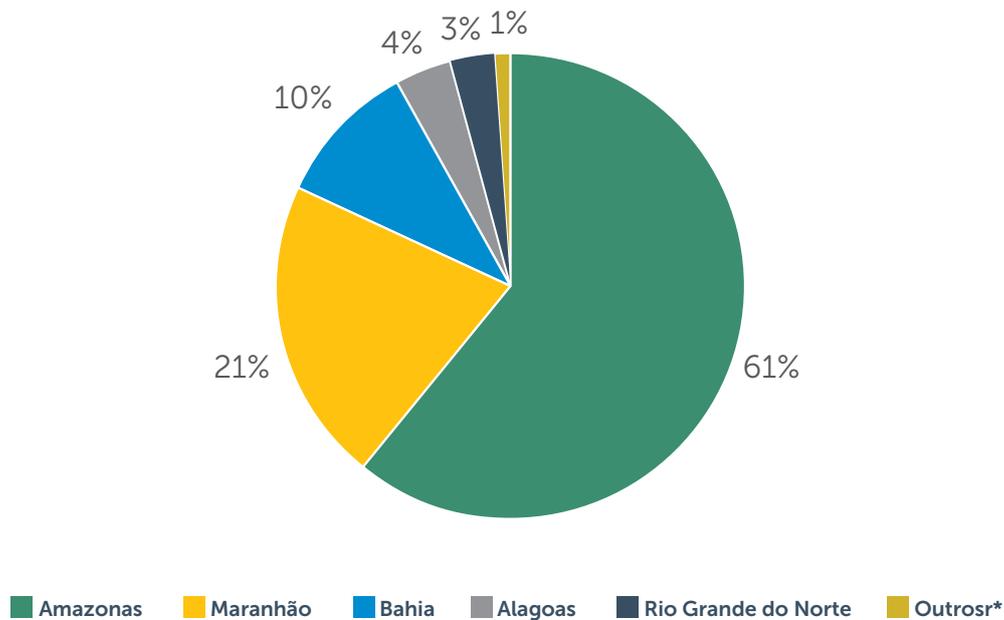
Gráfico 5. Percentual da produção de óleo, em terra, por estado do Brasil, em 2017.



*Outros: Alagoas, Ceará and Maranhão.

Fonte: ANP, 2018.

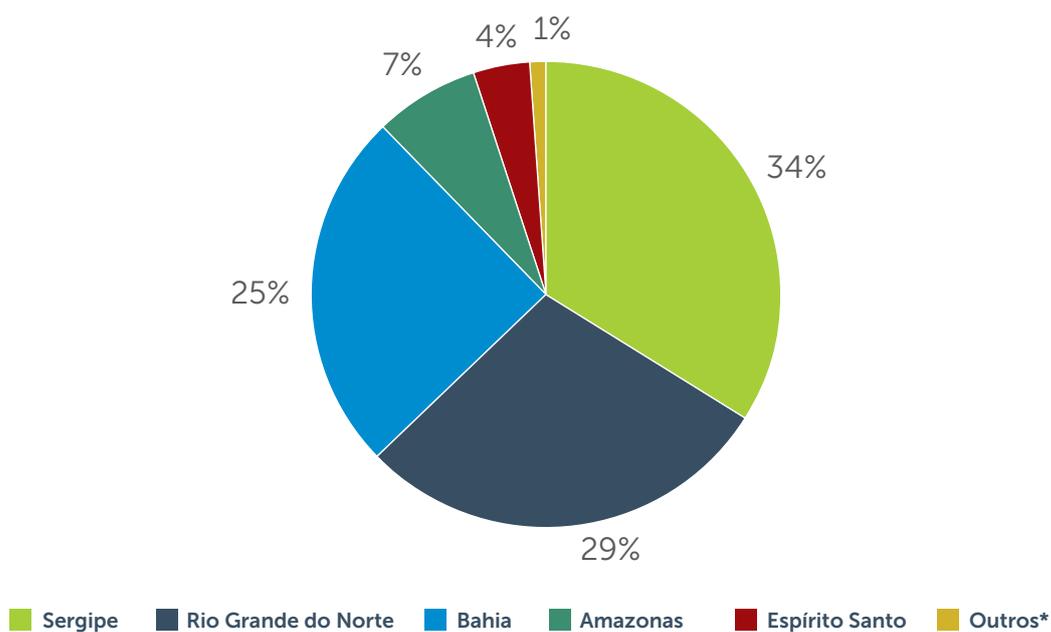
Gráfico 6. Percentual da produção de gás natural, em terra, por estado do Brasil em 2017.



*Outros: Espírito Santo, Sergipe e Ceará.

Fonte: ANP, 2018.

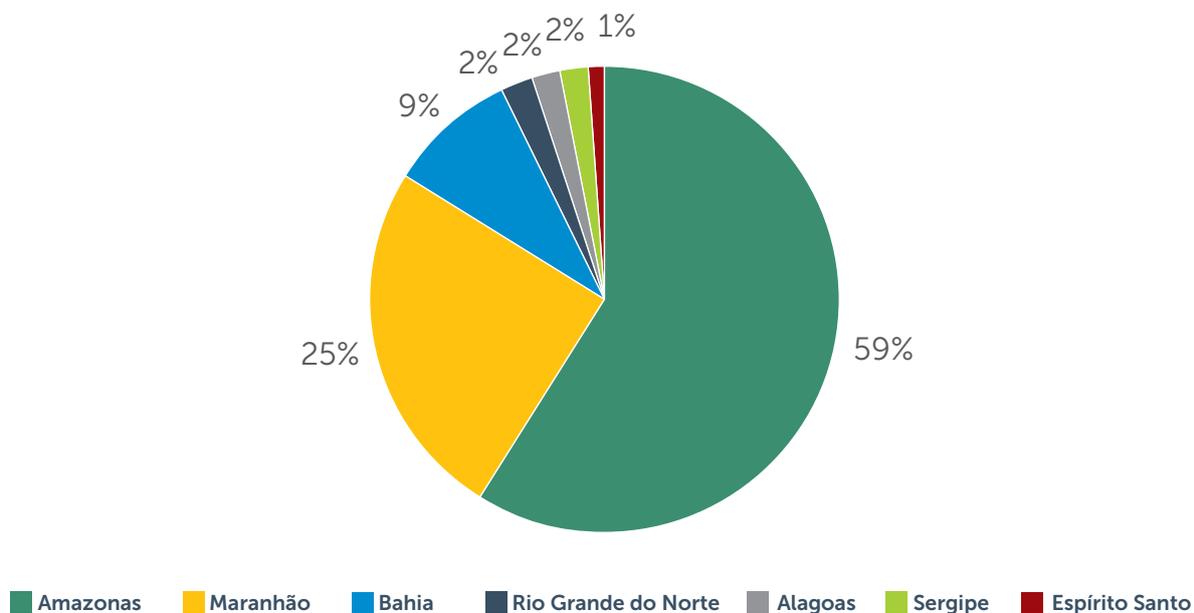
Gráfico 7. Percentual das reservas provadas de óleo, em terra, por estado do Brasil em 2017.



*Outros: Alagoas, Ceará and Maranhão.

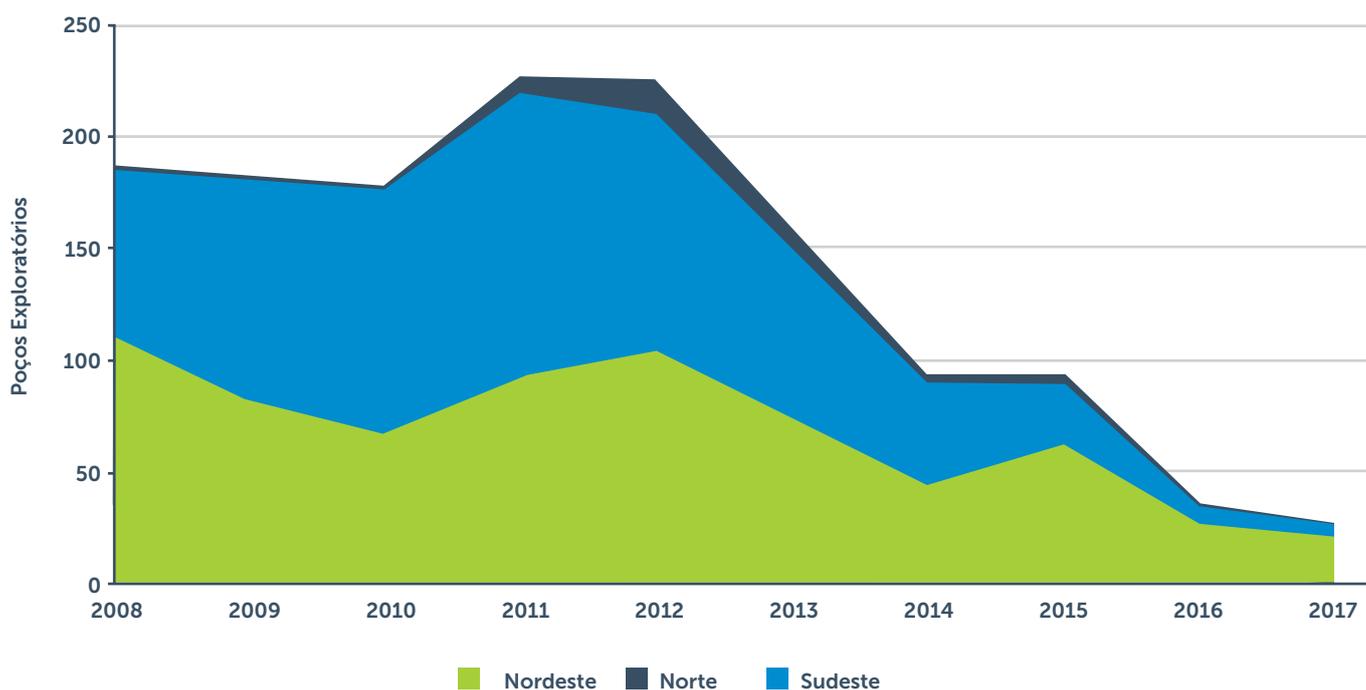
Fonte: ANP, 2018.

Gráfico 8. Percentual das reservas provadas de gás natural, em terra, por estado do Brasil em 2017.



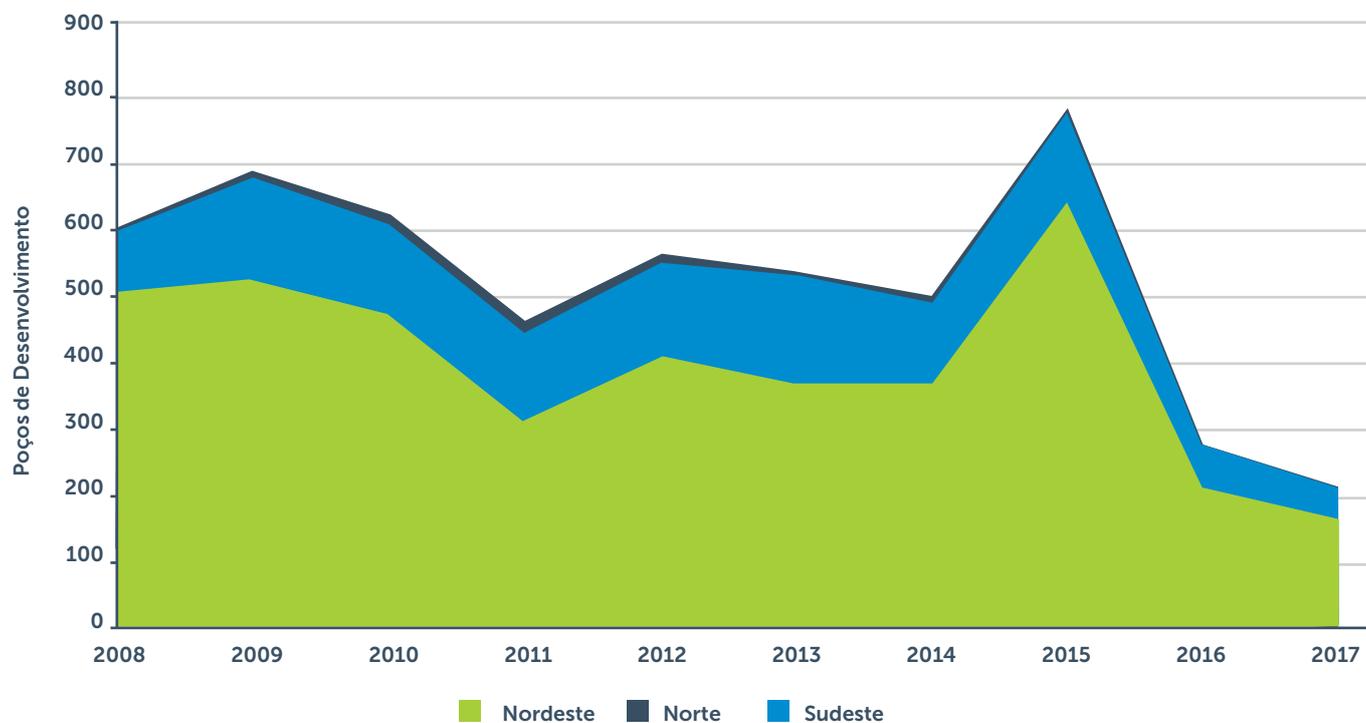
Fonte: ANP, 2018.

Gráfico 9. Histórico da atividade perfuratória de exploração em terra – Poços concluídos por ano.



Fonte: ANP, 2018.

Gráfico 10. Histórico da atividade perfuratória para desenvolvimento da produção em terra – Poços concluídos por ano.



Fonte: ANP, 2018.

Tabela 2. Evolução das reservas, em terra, no Brasil e estados.

	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Petróleo (em milhões bbl)										
Brasil	1.456,1	1.478,3	1.492,1	1.576,3	1.475,5	1.444,8	1.169,8	951,8	1.042,1	906,3
% de Provadas	62%	63%	61%	58%	62%	61%	71%	70%	62%	66%
% de Prováveis e Possíveis	38%	37%	39%	42%	38%	39%	29%	30%	38%	34%
Amazonas	164,2	200,5	211,4	192,3	168,6	167,0	89,6	61,9	49,7	45,8
Maranhão	-	-	-	-	-	0,1	0,0	0,1	0,1	0,3
Ceará	23,1	20,6	19,7	17,6	31,0	31,2	30,4	19,6	4,1	0,7
Rio Grande do Norte	349,5	357,6	333,9	351,3	355,6	335,9	326,6	246,9	243,4	231,9
Alagoas	15,9	14,2	14,5	21,2	14,6	16,1	14,0	12,3	8,0	8,6
Sergipe	342,6	295,9	331,5	319,4	306,9	294,2	296,1	272,4	334,3	344,9
Bahia	475,6	505,6	501,3	597,2	522,6	531,4	343,2	286,8	346,8	224,1
Espírito Santo	85,1	83,7	79,8	77,3	76,3	69,0	69,9	51,9	55,7	50,0
Paraná	0,0	0,0	0,0	0,0	-	-	-	-	-	-
Gás Natural (em milhões m³)										
Brasil	115.730,3	118.939,7	117.227,1	118.523,9	140.979,4	116.584,5	100.998,0	86.575,4	76.258,6	78.741,6
% de Provadas	57%	55%	59%	60%	51%	60%	71%	82%	81%	84%
% de Prováveis e Possíveis	43%	45%	41%	40%	49%	40%	29%	18%	19%	16%
Amazonas	90.452,6	93.908,5	94.456,3	95.742,8	89.236,6	86.963,3	74.486,1	51.225,4	38.686,3	40.757,1
Maranhão	-	-	-	-	29.704,6	8.651,9	8.405,6	17.677,2	20.412,2	20.822,2
Ceará	-	-	-	-	-	-	6,6	0,0	-	-
Rio Grande do Norte	2.172,3	2.365,1	2.188,7	2.277,2	3.274,7	2.548,9	2.209,7	2.108,8	2.241,1	2.257,9
Alagoas	4.906,8	4.450,2	4.173,3	4.335,8	4.222,9	4.335,3	3.757,1	2.907,7	2.626,9	2.482,9
Sergipe	1.306,3	1.343,0	1.483,7	1.912,7	1.756,3	1.813,6	1.730,0	1.565,3	1.629,0	1.591,5
Bahia	14.849,6	15.149,2	13.379,4	12.510,6	12.055,5	11.553,3	9.452,5	10.324,1	9.833,4	10.344,3
Espírito Santo	1.265,6	953,4	731,7	919,3	728,7	718,1	950,4	766,9	829,7	485,6
Paraná	777,1	770,3	813,9	825,6	-	-	-	-	-	-

Fonte: ANP, 2018.

Tabela 3. Áreas em Oferta Permanente, em terra, por estado.

Estado	Total de Blocos
Rio Grande do Norte	186
Bahia	159
Alagoas	101
Sergipe	62
Espírito Santo	52
Ceará	35
Minas Gerais	35
Amazonas	22
Mato Grosso do Sul	20
Maranhão	17
Piauí	6
Blocos que estão divididos entre dois estados	
Ceará e Rio Grande do Norte	12
Maranhão e Piauí	7
Alagoas	3
Mato Grosso do Sul e Goiás	2
Amazonas e Pará	1
Bahia e Espírito Santo	1
Mato Grosso do Sul e São Paulo	1

Fonte: ANP, 2018.

Tabela 4. Empresas operadoras e algumas empresas societárias de concessões de E&P, em terra, no Brasil.

Blocos Exploratórios		Campos em Desenvolvimento		Campos em Produção	
Operador	Blocos	Operador	Campos	Operador	Campos
Alvopetro	10	Imetame	4	Alipetro	1
Cemes	3	Petrobras	11	Alvopetro	2
Cisco	1	Petrosynergy	1	Arclima	1
Cowan Petróleo e Gás	6	Vipetro	2	Central Resources	3
Galp Energia Brasil	2	Petroenergy	2	EPG Brasil	2
Geopark Brasil	8	Ubutu Engenharia	2	Guto & Cacal	1
Great Oil	1	PGN	2	Imetame	4
Imetame	20	Perícia	1	IPI	1
Nova Petróleo	9	Phoenix	1	Leros	1
Parnaíba Gás Natural	17	Guindastes Brasil	2	Maha Energy	1
Petra Energia	15	Alvopetro	3	Nord	1
Petrobras	43	Newo	2	Nova Petróleo	4
Petrosynergy	1	Engepet	1	Oceania	1
Recôncavo Energia	4	Energizzi	1	Petrobras	210
SHB	1			Petroil	1
Shell Brasil	1			Petrosynergy	11
Tek	1			Parnaíba Gás Natural	5
TOG Brasil	10			Phoenix	1
Vipetro	2			Proen	1
Bertek Ltda	2			Recôncavo E&P	5
Ouro Preto Energia	7			Santana	1
Norteoleum	3			Vipetro	3
Phoenix	2				
Great Energy	3				
Petroil	3				
Maha Energy	6				

Algumas Empresas societárias		
Aurizônia Petróleo	Geopark Brasil	Quantra
Barra Energia	ONGC Campos	Queiroz Galvão
BP Energy	OP Energia	Repsol Sinopec
Brasoil Manati	OP Pescada	SHB
Chevron Brasil	Orteng	Shell
CNODC Brasil	Petro Vista	Sinochem Petróleo
CNOOC Petroleum	Petrobras	Sonangol Guanambi
Dommo Energia	Petrogal Brasil	TDC
ERG	Phoenix Petróleo	Total E&P do Brasil
Frade	QPI Brasil	

Fonte: ANP, 2018.

OPORTUNIDADES REGIONAIS DO MERCADO ONSHORE DE P&G DO BRASIL

VISÃO DO ESTADO DA BAHIA

Elaborado pela FIEB

A Bahia é o berço do petróleo no Brasil e pode novamente fazer história com a exploração em larga escala de poços maduros por pequenas e médias empresas, chamadas de produtoras independentes. Muito tempo se passou desde a descoberta de petróleo na periferia de Salvador, no bairro de Lobato, e o posterior descobrimento da primeira acumulação comercial na Bacia do Recôncavo, em Candeias. Esses acontecimentos extraordinários resultaram na construção da Refinaria Landulpho Alves (RLAM), depois na criação da Petrobras, em 1953, que se manteve exclusivamente no estado até 1965.

O auge da produção nos campos baianos aconteceu no final da década de 60, quando a média mensal diária alcançou 165 mil bpd, caindo rapidamente até chegar aos anos 80 praticamente na metade desse valor. Atualmente a produção *onshore* na Bahia está em crise, alcançando o nível mais baixo de toda a história da exploração de petróleo no estado. Em 2017, foi produzido em média pouco mais de 32 mil bpd, nível abaixo do que é produzido no maior poço do pré-sal, que tem vazão média diária de 36 mil barris bpd.

Como em toda crise, há sempre oportunidades. A perda de importância relativa da produção no estado pode propiciar uma transformação no setor *onshore* do Brasil, com a possível venda de poços maduros. Como foi manifestado pela Petrobras, que detém a maioria dos 93 campos terrestres, composto por mais de 1.300 poços, a rentabilidade não é tão interessante em comparação a outros ativos da companhia, mas reveste-se de especial importância para pequenos produtores, cuja existência consiste na recuperação de petróleo em campos já explorados. Algumas dessas empresas já estão operando com sucesso na Bahia e outras estão se preparando para realizar investimentos e pesquisas caso se concretize a venda desses ativos.

Essa oportunidade é real porque ainda há número significativo de óleo bruto a ser recuperado no estado. De acordo com os últimos dados da ANP, há reservas totais em terra de 346,8 milhões de barris, das quais 182 milhões de barris são reservas provadas. Apenas a título ilustrativo, caso o volume de reservas fosse recuperado e monetizado em sua totalidade aos níveis atuais do preço do barril tipo Brent, teríamos um montante da ordem de R\$ 84 bilhões, o que equivale a mais de um terço do PIB da Bahia. Além disso, deve-se considerar que o custo de produção no Recôncavo é relativamente baixo e o óleo é de excelente qualidade.

Certamente há grandes desafios para que esse cenário se concretize, mas existem condições objetivas para isso, tais como infraestrutura, mão de obra qualificada, farto conhecimento geológico, empresas que já operam em campos maduros no estado etc. Isso pode trazer novos capítulos para a história do petróleo na Bahia e propiciar o desenvolvimento de uma atividade rentável, geradora de empregos, negócios, *royalties*, impostos e, sobretudo, desenvolvimento econômico.

O mapa de áreas em Oferta Permanente pela ANP na Bahia pode ser acessado nos links:

- rodadas.anp.gov.br/arquivos/Oferta_Permanente/Mapas_blocos/RP_SES-T2.pdf
- rodadas.anp.gov.br/arquivos/Oferta_Permanente/Mapas_blocos/RP_SREC-T1.pdf
- rodadas.anp.gov.br/arquivos/Oferta_Permanente/Mapas_blocos/RP_SREC-T2.pdf
- rodadas.anp.gov.br/arquivos/Oferta_Permanente/Mapas_blocos/RP_SREC-T3.pdf
- rodadas.anp.gov.br/arquivos/Oferta_Permanente/Mapas_blocos/RP_SREC-T4.pdf
- rodadas.anp.gov.br/arquivos/Oferta_Permanente/Mapas_blocos/RP_STUC_S.pdf

VISÃO DO ESTADO DE MINAS GERAIS

Elaborado pela FIEMG

Como é de conhecimento das empresas do setor, entre os anos 2010 e 2012, a Bacia do São Francisco foi objeto de significativos investimentos nos blocos licitados na 7ª e 9ª rodadas de licitações da ANP que totalizaram US\$ 300 milhões. Entre os destaques dos investimentos realizados, podemos citar a aquisição de 22 mil quilômetros de sísmica 2D e perfuração de 30 poços exploratórios. Como resultado deste expressivo investimento inicial foram descobertos extensos recursos de gás natural não convencional, através de 32 notificações de descobertas registradas.

A fase posterior, que seria a avaliação para dimensionamento destas descobertas foi impactada pela judicialização da exploração dos recursos de gás não convencionais no Brasil, o que impediu até o momento a continuidade destes trabalhos.

Na primeira versão do documento Ambiente *Onshore* de Petróleo e Gás no Brasil, publicado em março de 2017, consta que as principais oportunidades de extração de gás no mundo, provenientes de novas fronteiras, são os reservatórios não convencionais, sendo este o caso da Bacia do São Francisco.

A exploração não convencional é intensiva em perfuração de poços, o que tem impacto muito positivo no desenvolvimento da indústria correlata para atender a forte demanda ligada a esta atividade. Além disso, abre-se oportunidade para o surgimento e consolidação da atividade de fraturamento hidráulico, essencial na exploração de recursos de gás não convencional, que é uma indústria especializada, de alta tecnologia e ainda inexistente no país. O desenvolvimento deste segmento não será apenas local, mas tem potencial para ser implementado em outras bacias – como Parnaíba e Recôncavo, as quais também possuem recursos não convencionais a serem viabilizados.

A monetização do gás produzido, além de atender as demandas industriais e domésticas, passará, obrigatoriamente, pela geração de energia termelétrica, possibilitando o aquecimento da indústria desse setor e aumento da disponibilidade de energia elétrica na região sudeste do Brasil. O recente Plano Decenal de Energia 2026, publicada pela EPE cita na página 150:

“Os recursos não convencionais de gás natural têm previsão de produção de 3 milhões de m³/dia, com início estimado ao término do decênio e expectativa principalmente para a Bacia do São Francisco, que possui descobertas em avaliação...”

Diante do exposto acima, pela importância econômica dos fatos mencionados, propomos as seguintes ações para continuidade da exploração de gás natural na bacia do São Francisco:

- Elaboração do arcabouço legal para exploração do não convencional;
- Execução de projeto piloto, com verba de P&D, para atestar a viabilidade ambiental e econômica da exploração e produção;
- Elaboração de política do MME/ANP para incentivo da exploração e produção de recursos não convencionais.

Estas ações poderão resultar, como acima comentado, na criação da indústria de exploração e produção de gás não convencional, incremento na indústria de geração termo elétrica, oferta de alternativa de ajustes positivos na grade da matriz energética, e aumento na disponibilidade de energia da região sudeste.

O mapa das áreas em Oferta Permanente pela ANP pode ser acessado no link:

- rodadas.anp.gov.br/arquivos/Oferta_Permanente/Mapas_blocos/RP_SSF_S.pdf

OPORTUNIDADES AMAZÔNICAS NO MERCADO DE P&G ONSHORE

Elabora pela FIEAM

Das grandes vocações do Amazonas em relação aos seus recursos naturais, destaca-se seu potencial de P&G, possuindo a segunda maior reserva brasileira de Gás Natural (GN) no Brasil, além de dezenas de bacias sedimentares. O Estado foi pioneiro na atividade de E&P na região norte, iniciando suas atividades de pesquisa nos idos 1917 e as primeiras perfurações em 1925, na Bacia do Amazonas. Dado seu potencial, o Amazonas é considerado uma das “novas fronteiras” de P&G no Brasil.

Atualmente a Petrobras, Rosneft e Eneva possuem ativos na região, mas, em que pese o grande potencial desta “nova fronteira”, a relevante existência de dados sísmicos, indícios de hidrocarbonetos e blocos ofertados, apenas uma empresa produz na região, em uma única bacia, a do Solimões.

Experiência de sucesso, o óleo de Urucu, descoberto em 1986, na cidade de Coari, distante a cerca de 650 km da capital Manaus, merece destaque pela qualidade (um dos mais leves produzidos no País), sendo um indicativo do potencial da região. As bacias do Amazonas e Solimões, aliás, são propícias à ocorrência de óleos leves, que facilitam o processamento nas refinarias e permitem seu aproveitamento na produção de derivados mais nobres e de alto valor agregado como a nafta petroquímica, óleo diesel, gasolina e GLP. De Urucu extrai-se diariamente cerca de 11 mi m³ de gás natural e 54 mil barris de óleo e condensado, fazendo do Amazonas o terceiro maior produtor do País em barris de óleo e equivalente e de Coari o maior produtor terrestre de gás natural. Quanto ao processamento do GLP, a produção de cerca de 1,3 mil toneladas/dia abastece os Estados do Amazonas, Pará, Rondônia, Acre, Tocantins, Amapá e, ainda, parte do Nordeste.

Vislumbrando este potencial e com objetivo de fomentar o desenvolvimento do setor nas bacias do Amazonas e Solimões, a Agência Nacional do Petróleo (ANP) divulgou a oferta permanente das áreas para exploração e produção de P&G, aprovada pela Resolução CNPE nº 17/2017. Além disso, planeja lançar, em 2019, sua 16ª rodada de licitações, que inclui a Bacia do Solimões.

O desenvolvimento desta chamada “nova fronteira” do P&G tem, além da extração de óleos leves, inúmeros benefícios potenciais, como a utilização GN para a geração de energia elétrica. O Amazonas está, desde a construção do Linhão de Tucuruí, ligado ao Sistema Integrado Nacional (SIN). Assim, as reservas (descobertas e potenciais) das bacias do Amazonas e Solimões tem o condão de aumentar a segurança energética nacional pela possibilidade de criação de um parque térmico de geração de energia a gás natural nos moldes do Complexo Parnaíba, no Maranhão.

Destaca-se que a atividade *onshore* promove a interiorização da produção, leva desenvolvimento e renda para economias regionais, contribui para a descentralização da cadeia de fornecedores, para a geração de emprego, e eleva a arrecadação de impostos, com o pagamento de *royalties* e participações especiais, motivos que fazem com que o estímulo à atividade contribua para o desenvolvimento econômico e geração de riquezas para locais afastados dos centros urbanos, e a diversificação das atividades produtivas do Amazonas, hoje muito centrada na Zona Franca de Manaus.

Neste contexto, o desafio primordial, hoje, é encontrar soluções de monetização das grandes reservas de gás, seja transformando-as em energia – o que demanda o investimento em linhas de transmissão –, seja liquefazendo o gás – que esbarra custos de processo (liquefação) e logística no Amazonas –, mas, sobretudo, garantir segurança jurídica para que seja possível investir em projetos de longo prazo.

Nós, Federação das Indústrias do Estado do Amazonas, entendemos que algumas iniciativas já foram adotadas para aumentar a atratividade das atividades *onshore*, a exemplo do Programa de Revitalização das Atividades de Exploração em Terra (REATE) e da oferta de áreas permanentes em terra por parte da ANP, mas acreditamos, também, que ainda é possível melhorar questões tributárias e de integração entre os setores de gás e energia, para viabilizar novas soluções de monetização e estimular novos projetos e investimentos privados e, para isso, trabalharemos junto às nossas Coordenadorias de Recursos Minerais e de Meio Ambiente e Responsabilidade, no intuito de fomentar.

AO mapa das áreas em Oferta Permanente pela ANP pode ser acessado no link:

• rodadas.anp.gov.br/arquivos/Oferta_Permanente/Mapas_blocos/RP_SAM_O.pdf

TERRA CAPIXABA DE OPORTUNIDADES

Elaborado pela FINDES

O Espírito Santo é pequeno em tamanho e grande em oportunidades. Localizado na região Sudeste, representa apenas 0,51% da área total do Brasil – tamanho similar à Dinamarca –, mas ocupa o posto de segundo maior produtor de petróleo e gás do país. Com 13 terminais portuários em operação e cinco novos projetos anunciados – que incluem o Porto Central, focado no atendimento *offshore* –, o Estado se desenvolveu a partir da vocação logística para o mercado externo.

A evolução da cadeia produtiva de petróleo e gás foi essencial para a transformação de nossa economia, a segunda mais industrializada do país atualmente – 31,1% do PIB estadual provém da indústria geral. A maior parte deste resultado, no entanto, está relacionado à produção *offshore*, seguindo tendência nacional – dados da ANP apontam que apenas 5% da produção nacional é *onshore*.

Essa reduzida participação reflete a pouca atratividade dos campos de produção terrestre, quando comparados aos campos *offshore*, considerando análise de produtividade, rentabilidade e custo de transporte para escoamento. O Espírito Santo, em razão do perfil industrial e das vantagens logísticas, vem se apresentando como alternativa viável para a indústria de petróleo e gás, em especial, às pequenas e médias empresas.

Responsável por 8% da produção *onshore* no Brasil, nosso Estado possui 49 campos em produção, que representam 19% dos campos terrestres no país. Embora tenha alcançado 3,9 milhões de barris em 2017 no Espírito Santo, a produção terrestre apresenta recuo médio anual de -2,6% desde 2010. Parte dessa queda pode ser associada ao modelo de produção e exploração de petróleo terrestre no Espírito Santo ser pouco concorrencial.

Vista como uma janela de oportunidade à maior diversificação do setor, a 14ª rodada de licitações, promovida pela ANP, possibilitou que empresas capixabas, incluindo pequenas e médias, arrematassem 8 blocos terrestres, com R\$ 4 milhões em bônus e previsão de R\$ 19 milhões em investimentos. Para incentivar a produção *onshore*, o Espírito Santo aderiu ao Repetro em março deste ano, reduzindo a carga tributária para aquisição ou importação de bens aplicados na exploração e produção de petróleo e gás.

Ao somarmos a força da indústria capixaba, a segurança jurídica e o empenho das instituições na melhoria do ambiente de negócios, nós, da Findes, acreditamos que o Espírito Santo seja uma das melhores opções de investimento do país. Por meio do Fórum Capixaba de Petróleo e Gás – que une Findes, Governo, Petrobras e Shell –, temos criado conexões em favor do crescimento da cadeia produtiva. Queremos a continuidade das rodadas de licitações e a construção de um mercado cada vez mais concorrencial, fortalecendo a produção *onshore* e a economia do Espírito Santo.

O mapa das áreas em Oferta Permanente pela ANP pode ser acessado no link:

- rodadas.anp.gov.br/arquivos/Oferta_Permanente/Mapas_blocos/RP_SES-T4.pdf
- rodadas.anp.gov.br/arquivos/Oferta_Permanente/Mapas_blocos/RP_SES-T6.pdf

OPORTUNIDADES ONSHORE DE P&G NO MARANHÃO

Elaborado pela FIEMA

O Maranhão possui forte potencial de oferta de gás, com reserva provada de gás natural estimada em 6,3 bilhões de m³, referentes apenas aos campos em produção, além de uma reserva não riscada de 0,320 trilhão de m³. Em seu território está encravada a Bacia do Parnaíba, a segunda maior produtora, em terra, no Brasil que responde por 7% de toda a produção de gás natural do país. Nesta cadeia está operando a empresa Parnaíba Gás Natural (PGN), pertencente ao Grupo Eneva, que tem concessão de área superior a 40 mil km², com sete campos comerciais, dos quais cinco se acham em produção (Gavião Real, Gavião Vermelho, Gavião Branco, Gavião Caboclo e Gavião Azul) e outros dois em desenvolvimento (Gavião Preto e Gavião Branco Norte). Pela grande oferta do produto, quatro usinas operam atualmente no Complexo de Parnaíba, com capacidade instalada de 1.427 MW de potência. A ENEVA é a maior operadora privada de gás natural do Brasil. Além da PGN, Petrobras, BP Energy e Petra detêm blocos em exploração na região.

O ponto nevrálgico da exploração do gás natural no Maranhão reside na distribuição pela ausência de gasoduto e pelo alto frete de transporte em navio metaneiro equipado para gás refrigerado. O nosso estado agrega várias atividades produtivas podem ser desenvolvidas com o uso de gás natural, seja como combustível para fornecimento de calor, seja como matéria prima na fabricação de aço, nas indústrias químicas ou petroquímicas, seja, ainda, na fabricação de fertilizantes (produção de amônia e ureia), na indústria de cerâmica, na fabricação de vidros, e de cimento e na geração ou cogeração de eletricidade. Sem esquecer o uso residencial e automotivo que, no curto prazo, poderia gerar impactos econômicos imediatos.

Na atual estrutura produtiva do Maranhão, destacam-se importantes empresas, as quais poderiam representar grande mercado para o gás natural, como indústria de cimento, unidade siderúrgica, indústrias cerâmicas (vermelha, branca, materiais refratários, materiais isolantes térmicos, cerâmicas de alta tecnologia e revestimentos cerâmicos), unidade de produção de alumínio e sua cadeia (lingotes, placas, tarugos, chapas, folhas, tubos, fios e cabos), grande indústria de celulose, papel e produtos de papel, indústria de vidro (planos e ocos), empresas geradores de energia termelétrica que utilizam carvão mineral, além de unidades agroindustriais empresas fabricantes de bebidas (cervejas e refrigerantes). E, futuramente, explorar reserva de gás de xisto, com grande ocorrência no estado, mas que aguarda regulamentação para sua exploração.

A concretização progressiva desse potencial acarretará grandes mudanças na estrutura produtiva e industrial maranhenses, com aporte de expressivos investimentos, tanto na produção quanto na distribuição do gás, como em empreendimentos consumidores dessa fonte de energia limpa, além dos setores residencial e automotivo.

O importante é encontrar o ponto de convergência entre oferta e procura, setores que precisam de gás e unidades produtoras e distribuidoras de gás natural. Essa potencialidade está exposta em nosso estado. Basta somente torná-la realidade.

O mapa das áreas em Oferta Permanente pela ANP pode ser acessado no link:

- rodadas.anp.gov.br/arquivos/Oferta_Permanente/Mapas_blocos/OP_SPN_N.pdf
- rodadas.anp.gov.br/arquivos/Oferta_Permanente/Mapas_blocos/OP_SPN_SE.pdf
- rodadas.anp.gov.br/arquivos/Oferta_Permanente/Mapas_blocos/RP_SPN_O.pdf

RIO DE JANEIRO: EXPERIÊNCIAS DO POTENCIAL DE ATENDIMENTO OFFSHORE E ONSHORE

Elaborado pela FIRJAN

Não só do mar vem oportunidades de petróleo e gás no Brasil. E, tampouco se restringem à extração de nossos recursos naturais, com a nova alta da maré do óleo, traduzida em um novo ambiente de negócios, o Brasil volta a ser um dos melhores destinos no mundo do petróleo.

É inegável o potencial que temos em áreas do nosso *offshore*, em muito concentradas no estado do Rio de Janeiro, mas, no sentido da sustentabilidade e compartilhamento de experiências, as áreas do *onshore* podem em muito agregar para o desenvolvimento do país.

Mesmo com a história do petróleo e gás tendo iniciado em áreas terrestres, estas ainda continuam pouco exploradas. Por isso, reconhecendo o poder multiplicador que nossas riquezas subterrâneas podem proporcionar regionalmente, acreditamos que a união de esforços deve transformar o potencial em um verdadeiro e perene legado ao Brasil.

A inserção do Rio de Janeiro neste mercado pode até parecer um pouco ilógica. Se não temos reservas em terra, qual deve ser o papel do estado em tais projetos?

Contudo, o estado fluminense pode ser um grande parceiro no desenvolvimento do mercado *onshore* de petróleo e gás no Brasil. Além de concentrar o principal polo decisivo para as questões acerca deste mercado, com a presença das principais empresas, órgãos reguladores e representativos, o estado construiu base de conhecimento e de bens e serviços.

O valor que podemos agregar ao trabalho conjunto, é tanto na articulação para melhoria do ambiente de negócios, quanto através de parcerias para o fornecimento de equipamentos e desenvolvimento tecnológico para aumento de nossa produtividade, conseqüentemente, da competitividade de nosso país. Nesse mesmo sentido, incentivamos nos manter próximos daqueles que já trilharam o caminho de propulsão do mercado *onshore* de petróleo e gás.

Em 2017, pensando em potencializar nossos resultados em prol do país, realizamos o I Workshop *onshore*, a publicação da primeira edição do Ambiente *onshore* de petróleo e gás no Brasil, a missão à Global Petroleum Show no Canadá e as missões nacionais aos estados do Rio Grande do Norte e Bahia, com visitas a empresas. Devemos continuar envidando esforços para o fortalecimento destas ações.

Com isso, aprendermos com as melhores práticas globais, percorreremos um caminho de sucesso. Por isso, em 2018 atuamos nas mesmas vertentes de produção de conteúdo técnico e construção e fortalecimento de parcerias.

O Rio de Janeiro e todas aquelas empresas aqui localizadas tem o compromisso com desenvolvimento de atividades de exploração e produção de petróleo e gás no Brasil. No *onshore* e no *offshore*.

VISÃO DO ESTADO DO RIO GRANDE DO NORTE

Elaborado pela FIERN

Atualmente a produção de petróleo do Rio Grande do Norte, representa apenas 2% da produção Nacional, conforme relata o Boletim da ANP de Março/2018. Desde 2017, a Petrobras anunciou a venda de alguns campos, entretanto, não houve a concretização das operações de desinvestimento aqui no Rio Grande do Norte.

Considerando o atual cenário de produção de Petróleo e Gás do estado do Rio Grande do Norte, apresentado pelo Boletim da Produção de Petróleo e Gás Natural da ANP, o anúncio da venda de Campos dos Maduros em Terra no Rio Grande do Norte pode significar novos investimentos por partes de produtores independentes.

Como perspectivas para o Rio Grande do Norte espera-se:

- Efetivar as sinergias entre os principais atores da Cadeia Produtiva de Petróleo e Gás, entre os quais produtores, fornecedores e financiadores dessa atividade para aumentar a exploração e produção, visando uma indústria de E&P terrestre forte e competitiva, com produção crescente e com pluralidade de operadores e fornecedores de bens e serviços.
- Diminuir os entraves legais junto a Agência Nacional do Petróleo (ANP) para apoiar, também, os pequenos produtores. Isso possibilitará a geração de novos empregos diretos e indiretos, renda e desenvolvimento social, com as perspectivas da retomada da indústria local que se encontra, parcialmente, mobilizada para atender as necessidades do setor.

A Federação das Indústrias do Estado do Rio Grande do Norte – FIERN participou, em 2017, de vários seminários que debateram a revitalização das atividades de exploração e produção de petróleo na Bacia Potiguar com foco para a retomada de investimentos no setor. Podemos destacar como ação positiva, a criação do REATE, Programa de Revitalização das Atividades de Exploração e Produção de Petróleo e Gás em Áreas Terrestres, através de uma iniciativa da Secretaria de Petróleo e Gás do Ministério de Minas e Energia, que tem como objetivos:

- Revitalizar as atividades de E&P em áreas terrestres no território nacional;
- Estimular o desenvolvimento local e regional; e
- Aumentar a competitividade da indústria petrolífera *onshore* nacional.

A FIERN, diante da importância desse contexto, se faz representado na Comissão Estadual para a Revitalização das Atividades de Petróleo em Terra no RN – REATE/RN, onde estão envolvidas a Agência Nacional de Petróleo (ANP), Empresa de Pesquisa Energética (EPE), Petrobras, Federações das Indústrias e do Comércio dos Estados do RN e CE, sindicatos locais de empresas e de trabalhadores, universidades, SENAI, SEBRAE, Instituto Brasileiro do Petróleo (IBP) e a Associação Brasileira dos Produtores Independentes de Petróleo e Gás (ABPIP).

Como ação institucional, o Sistema FIERN, através do SENAI/DR/RN implantou com recursos próprios e através do convenio com o BNDES, o Instituto SENAI de Tecnologia em Petróleo e Gás (IST-P&G), localizado na cidade de Mossoró, no Rio Grande do Norte. O IST-P&G é uma moderna unidade desenvolvida para apoiar o crescimento e o desenvolvimento da cadeia produtiva de petróleo e gás no RN e região. O Instituto conta com uma equipe especializada, infraestrutura laboratorial de última geração e está preparado para executar com excelência diversos serviços técnicos. Além do IST-P&G, o Sistema FIERN conta com o Centro de Tecnologias do Gás e Energias Renováveis (CTGAS-ER), que também pode oferecer serviços e soluções inovadoras para ampliar a competitividade da Indústria de Petróleo e Gás e Energias Renováveis.

O mapa das áreas em Oferta Permanente pela ANP pode ser acessado no link:

- rodadas.anp.gov.br/arquivos/Oferta_Permanente/Mapas_blocos/RP_SPOT-T1B.pdf
- rodadas.anp.gov.br/arquivos/Oferta_Permanente/Mapas_blocos/RP_SPOT-T2.pdf
- rodadas.anp.gov.br/arquivos/Oferta_Permanente/Mapas_blocos/RP_SPOT-T4.pdf
- rodadas.anp.gov.br/arquivos/Oferta_Permanente/Mapas_blocos/RP_SPOT-T3.pdf
- rodadas.anp.gov.br/arquivos/Oferta_Permanente/Mapas_blocos/RP_SPOT-T5.pdf

PRODUÇÃO TERRESTRE DE PETRÓLEO E GÁS EM SERGIPE

Elaborado pela FIES

Em janeiro de 2017, o Ministério de Minas e Energia (MME) anunciou o Programa Reate, que tem como objetivo a revitalização das atividades de Exploração e Produção de petróleo e gás natural em áreas terrestres no território nacional. As ações deverão envolver as empresas concessionárias e as empresas da cadeia de criação de valor, ou seja, os fornecedores de bens e serviços, estimulando o desenvolvimento da indústria petrolífera *onshore*, em âmbito nacional, regional e local.

A produção terrestre de petróleo no Brasil chegou aos 48 milhões de Barris Equivalentes de Petróleo (bep) em 2017. Sergipe foi o quarto maior produtor entre os estados brasileiros, responsável por 14,2% da produção terrestre nacional, ultrapassando a marca dos 6,8 milhões de bep no ano.

No Brasil, a produção terrestre de petróleo se reduziu com o passar do tempo, nos anos 2000, aproximadamente 17% da produção total de petróleo brasileira ocorria em terra, porém esse quadro se inverteu nos últimos anos e em 2017 a participação da produção em terra não chegou aos 5%. No tocante a produção de gás natural em terra, essa redução também foi representativa, passando de 39,4% para 19,6%, entre os anos de 2000 e 2017.

Já em Sergipe esse movimento foi inverso. A produção terrestre representava pouco mais de 66% da produção total do estado, no ano de 2000, passando a responder por 77,6% da produção total de petróleo, em Sergipe, isso ocorreu com a colaboração de uma das maiores bacias produtoras de petróleo em terra, situada no município de Carmópolis. O auge da participação da produção terrestre ocorreu em 2006, quando a produção terrestre representou 84% da produção de petróleo no estado.

A produção sergipana de gás natural ocorre majoritariamente em mar, tendo a produção em terra pouca representatividade. Em 2000, a participação da produção em terra sergipana ficou em 6,7%, caindo para 6,2% em 2017.

Dessa forma, a criação de políticas governamentais de incentivo à produção e exploração terrestres de petróleo e gás natural, colabora para o desenvolvimento local, com geração de ganhos na cadeia produtiva do setor extrativo mineral, o que poderia gerar mais empregos e maior circulação de renda, além de incentivar a inovação no recorte regional e local.

O mapa das áreas em Oferta Permanente pela ANP pode ser acessado no link:

• rodadas.anp.gov.br/arquivos/Oferta_Permanente/Mapas_blocos/RP_SSEAL_T5.pdf

OPORTUNIDADES E CASES DE SUCESSO NA AMÉRICA LATINA

DESENVOLVIMENTO DO MERCADO ONSHORE DE P&G NO MARANHÃO

Elaborado pela Eneva

A produção de gás natural no Brasil ainda é preponderantemente *offshore* e associada ao petróleo. Sob a ótica da demanda, o maior mercado consumidor (50%) são as usinas termelétricas, volume que deve se intensificar nos próximos anos para suportar o crescimento das fontes renováveis na matriz.

Considerando o potencial das bacias terrestres brasileiras, os benefícios advindos de sua exploração, e a necessidade de aumentar a oferta interna de gás natural, torna-se prioritária uma agenda para melhorar a atratividade de áreas terrestres, e estimular o debate sobre a integração do mercado de gás natural com o setor elétrico.

Além de aumentar a oferta interna de gás, a produção em bacias terrestres tem um efeito multiplicador de riquezas. Vamos tomar como exemplo o caso do Maranhão, onde fica localizada a Bacia do Parnaíba, descoberta na década de 50, mas que até o início da década não possuía nenhum poço produtor.

A Eneva, por meio de sua subsidiária Parnaíba Gás Natural, começou a produzir em Santo Antônio dos Lopes, a 300 km de São Luís, em 2012. Seis anos depois, o Maranhão é o quinto maior produtor de gás natural do país, a partir de cinco campos produtores, 121 poços perfurados, 200 Km de gasodutos construídos e R\$ 8 bilhões investidos.

Tabela 5. Produção de Gás Natural no Maranhão ano a ano (em mil m³).

Ano	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Produção	381	1.419.659	1.968.438	1.565.319	1.926.290	1.617.242

Fonte: ANP, 2018.

Como resultado da atividade, foram gerados R\$ 388,15 milhões em participações governamentais e pagamentos a terceiros, onde estão inclusos *royalties*, participações especiais, pagamentos a proprietários de terra, P,D&I e retenção de áreas.

Tabela 6. Participações Governamentais e de Terceiros 2012/2018.

Compensação	%	Valor
Participação Especial	4,50%	R\$ 17.545.498,65
<i>Royalties</i>	79,80%	R\$ 309.576.772,37
Proprietários de terra	8,00%	R\$ 30.957.677,24
P,D&I	3,90%	R\$ 15.288.573,85
Retenção de Áreas	3,80%	R\$ 14.785.258,80
Total	100%	R\$ 388.153.780,90

Fonte: ANP e Eneva, 2018.

Benefícios de aumentar a atratividade do gás natural em terra:

- A produção de gás natural em terra promove a interiorização da produção, levando desenvolvimento e renda para economias regionais, contribui para a descentralização da cadeia de fornecedores, para a geração de emprego, e eleva a arrecadação de impostos e pagamento de *royalties* e participações especiais;
- Cria capacidade de atender, localmente, as demandas por gás natural;
- Contribui para a transição para uma matriz renovável, suportada por um “colchão térmico”.

Estimular, portanto, o desenvolvimento das bacias terrestres brasileiras é contribuir para o fortalecimento de economias regionais.

DESAFIO DA MONETIZAÇÃO

Uma das formas bem-sucedidas de monetização de áreas terrestres é através de modelos integrados de energia como o *gas-to-wire* – construção de usinas térmicas na proximidade dos poços produtores terrestres. O gás produzido é utilizado para geração elétrica, e a energia é escoada via linhas de transmissão. Assim, é possível viabilizar a atividade de E&P terrestre mesmo em áreas onde não há malha dutoviária.

Este modelo foi desenvolvido de maneira pioneira no interior do Maranhão, pela Eneva, em Santo Antônio dos Lopes, onde quatro usinas térmicas são abastecidas a partir do gás natural produzido nos campos terrestres nas proximidades. Enquanto o mercado de Gás Natural não se desenvolve e, portanto, a malha de gasodutos de transporte não se expande o suficiente, o *gas-to-wire* se firma como a melhor opção para monetizar ativos de gás em terra.

A partir de modelos integrados *gas-to-wire* como este, é possível financiar as atividades de E&P em terra a partir da receita fixa proveniente das térmicas. Este é um modelo ainda tem o benefício de gerar energia a um custo competitivo, contribuindo para o aumento da segurança da matriz energética nacional.

Para que este modelo possa ser replicado, no entanto, é preciso uma abordagem integrada dos setores de gás natural e geração de energia elétrica. Isso porque o modelo *gas-to-wire* requer certo grau de previsibilidade de geração e, conseqüentemente, de receita com a venda do combustível, de forma a apoiar decisões de investimento na ampliação das reservas comprovadas suficientes para atendimento ao despacho termelétrico.

O setor elétrico, por outro lado, demanda disponibilidade física de combustível para atendimento ao despacho termelétrico e para respaldar o montante de energia vendido em contratos. Entretanto, a predominância hidrelétrica na matriz nacional faz com que a demanda termelétrica seja incerta, podendo ser alta em períodos de maior escassez hídrica e, por outro lado, bastante baixa quando as vazões afluentes estão mais elevadas e os reservatórios estão cheios.

Na busca por meios para promover maior integração entre os mercados de energia elétrica e de gás natural foi debatida, no âmbito do Subcomitê 8 do Gás Para Crescer, proposta que passa pela definição pelo agente gerador, previamente ao leilão de energia, de limites de despacho máximo e mínimo para determinados horizontes (ex: 5 anos). Dessa forma, a termelétrica poderia exercer o direito de ter seu despacho limitado a, digamos, 70% da sua disponibilidade máxima, apurado cumulativamente com base numa média móvel de 5 anos.

Trata-se, portanto, de uma proposta dirigida ao segmento *gas-to-wire* que demanda ainda reflexões e definições, como por exemplo a correta inclusão nos modelos do setor de energia ou condicionantes dos despachos fora da ordem de mérito.

Benefícios:

- Compatibilização do consumo de gás de termelétricas *gas-to-wire* com a dinâmica de investimentos em E&P, melhorando a viabilidade e competitividade dos projetos.
- Para uma mesma reserva de gás natural, a proposta possibilita uma maior capacidade instalada de geração termelétrica, podendo contribuir para atendimento à demanda máxima (ponta) do SIN.
- Nesse sentido, o *gas-to-wire*, diferentemente do GNL com despacho antecipado, poderia perceber renumeração pela geração de ponta, não só pela geração de energia.
- Para os consumidores: o aumento do número de projetos participantes nos leilões de energia pode balizar a competitividade dos projetos permitindo alcançar a modicidade tarifária.
- Para o desenvolvimento do gás *onshore* no Brasil: maior geração de conhecimento geológico das bacias sedimentares, maior renumeração a partir de *royalties*, geração de empregos e capacitação técnica.

É válido destacar o esforço do governo, ao longo de 2017, em iniciar e motivar o debate sobre a abertura do mercado de gás natural e sua interação com o setor elétrico, com iniciativas como o Gás para Crescer, a CP33, e o Programa de Revitalização das Atividades de Exploração em Terra (REATE). É imperioso, entretanto, continuar avançando, para dar maior segurança ao investidor e aumentar o interesse do setor privado neste mercado.

O desenvolvimento *onshore*, a exemplo do que vem ocorrendo no Maranhão, leva a geração de riquezas e dinamismo econômico para locais afastados dos grandes centros urbanos, aumenta a oferta de hidrocarbonetos, e quando se trata de projetos integrados *gas-to-wire*, aumenta a confiabilidade do sistema elétrico brasileiro.

O MERCADO DE PETRÓLEO NA COLOMBIA – TENDÊNCIAS DE LONGO PRAZO

Elaborado pela ACIPET

Em 100 anos de história na Colômbia, o petróleo aumentou cada vez mais sua importância para nossa economia, principalmente durante as últimas décadas. A indústria de petróleo na Colômbia começou em 1905 com a Concessão de Mares pela Tropical Oil Company, uma subsidiária da Standard Oil de Nova Jersey, em Magdalena Medio. Uma concessão similar foi conferida ao General Virgilio Barco Martínez, em Catatumbo. O período de concessão da Tropical Oil terminou em 1951, dando origem a nossa empresa Estatal, Ecopetrol.

Durante o último século, as atividades de exploração e produção estavam em constante expansão. A produção de petróleo atingiu o auge, 850 Mbpd, ao final da década de 1990, tendo uma queda significativa no início do século, seguida de uma nova retomada no ano de 2006. Essa recuperação permitiu que a Colômbia ultrapassasse, no início dessa década – um milhão de barris por dia de produção, enfrentando uma subsequente diminuição devido à crise dos anos de 2015 e 2016.

A produção atingiu o pico de 850 Mbpd e, posteriormente, mostrou uma tendência decrescente devido à baixa nos preços internacionais do petróleo, que atingiram níveis inferiores a US\$ 10 por barril no fim da década em questão, 1990. Além disso, a Colômbia sofreu uma perda de competitividade com a política de petróleo do cenário global em termos de prospecção, atratividade fiscal, estabilidade política e condições de segurança física para o desenvolvimento de operações no país.

A diminuição das reservas e queda na produção de petróleo conduziu uma mudança fundamental na política de petróleo da Colômbia, o que permitiu ao país não somente recuperar seu status como um destino vantajoso para investimentos industriais, mas também melhorar sua transparência, perspectiva e condições de estabilidade política. A Colômbia esteve próxima de se tornar um país importador.

De acordo com o ministro de finanças da Colômbia em 2018, a estabilização na produção de óleo não refinado nos últimos dois anos a níveis acima de 850 Mbpd e o preço do óleo entre US\$ 65 e US\$ 70 por barril – superior a US\$ 55 por barril, com quais as previsões financeiras da nação e da Ecopetrol foram elaboradas – levará a um aumento no lucro das companhias de petróleo no país. Isso também refletirá num aumento do rendimento proveniente das taxas e *royalties* do país e mais lucros para a Ecopetrol no próximo ano.

Por essa razão, isso resultou no lucro inesperado e na consequente melhoria da situação financeira do país. Com o aumento durante o ano, dois reflexos emergiram instantaneamente:

1. Aumento de ganhos de exportação, reduzindo o déficit comercial;
2. Efeitos refletidos na taxa de câmbio do dólar norte-americano.

Futuras taxas serão estabelecidas com base nos US\$65 em 2020 e, em seguida, US\$70 por barril.

Apesar de ser um país abundante em recursos naturais, a realidade atual é que aproximadamente 90% do petróleo não refinado produzido hoje vem de jazidas descobertas há mais de duas décadas e, no mesmo período, nenhuma acima de 500 milhões de barris foi encontrada. Num cenário positivo esperado para reservas até aproximadamente 2023, a procura de novas fontes de energia (biocombustíveis, fontes não convencionais de recursos energéticos) em processo de transformação; o fomento de investimentos para desenvolvimento de refinarias de vanguarda; o incentivo a atividades de recuperação; as atividades de exploração e produção *offshore* e os depósitos não convencionais são fundamentais para o desenvolvimento futuro da indústria e seus maiores efeitos nos recursos públicos.

A Colômbia passou por vários modelos de concessão para oferecer seus blocos petrolíferos. Na primeira década deste século, os procedimentos para a atribuição de áreas vagas eram conduzidos por cessão direta; em meados da última década, passou para procedimentos de licitação abertos ou fechados e, em ocasiões excepcionais, o sistema direto de concessão. Em 2007, o sistema foi modificado e as áreas foram atribuídas através de procedimentos de licitação especial, que começou com o Mini-Round em 2007 e, a partir daí, periodicamente a cada dois anos, pela Agência Nacional de Hidrocarbonetos da Colômbia (ANH).

Os blocos exploratórios costumavam ser leiloados através de Rodadas de Licitações, que ocorriam a cada dois anos, quando um grande número de blocos era oferecido ao setor, cujas empresas eram premiadas no cumprimento de um investimento mínimo e trazendo para a mesa recursos adicionais aos requeridos – o licitante que trouxe mais recursos para a mesa acabou por ser declarado vencedor.

Entretanto, este modelo teve que ser repensado devido ao crescimento do país e a procura por novas reservas. Portanto, a ANH aprovou o Contrato nº 2 de 2017, sob o qual o novo regulamento para promoção e designação de áreas entraram em vigor, consolidando todos os regulamentos previamente estabelecidos sobre o assunto, concretizando assim um novo método que possui inúmeras diferenças em relação a como os blocos foram ofertados às companhias de petróleo.

Esta atribuição é uma proposta permanente, requerendo atualização constante do mapa de áreas da base de dados da ANH. O objetivo é tornar a oferta e a demanda mais abertas e dinâmicas. Quando uma proposta é feita, a ANH divulga também ao mercado, sem mencionar o interessado, e dá aproximadamente um mês para outros licitantes enviarem suas ofertas. A melhor oferta ganha; no entanto, o licitante original tem o direito de melhorar sua oferta; e, em caso de empate, esse licitante ganha.

Sob este novo modelo, as métricas consideradas nas ofertas incluem os objetivos exploratórios, por exemplo, o número de poços com as especificações técnicas e níveis de profundidade definidos no contrato, não o valor do investimento baseado em uma lista de preços.

ATIVIDADE TERRESTRE DA PETROBRAS

Elaborado pela Petrobras

A Petrobras detém 219 contratos de concessão em terra, localizados nas Bacias do Solimões, Amazonas, Ceará, Potiguar, Sergipe/Alagoas, Recôncavo, Tucano Sul e do Espírito Santo. São bacias maduras, algumas com mais de 50 anos de produção e sistemas petrolíferos bem conhecidos, as quais contam ainda com perspectivas exploratórias e de desenvolvimentos complementares aos atuais, que resultarão no aumento do fator de recuperação, característico da atividade nesses campos maduros.

Nessas concessões, a companhia destaca-se ainda pela infraestrutura logística de produção e escoamento, já plenamente implantada, e pelo grande número de poços e instalações. O portfólio de concessões terrestres é agrupado em polos de produção, que têm, em comum, infraestruturas e facilidades de produção e escoamento.

As operações em campos terrestres são de baixa a mediana complexidade, compensando os custos de operação, manutenção e logística decorrentes da ampla dispersão geográfica. A Petrobras vem implementando Iniciativas Estratégicas visando reduzir os custos de extração e prorrogar os contratos de concessão junto à ANP, viabilizando aumento de investimentos no Plano de Desenvolvimento desses campos.

A ANP já aprovou a prorrogação do contrato de concessão de Araçás na Bahia por mais 27 anos (até 2052). Além disso, estão protocoladas na agência as solicitações de prorrogação das concessões de Canto do Amaro e Fazenda Pocinho no Rio Grande do Norte, Fazenda Alegre no Espírito Santo, Rio Urucu e Leste de Urucu na Amazônia. Adicionalmente, serão protocolados, ainda este ano, os pedidos de Carmópolis em Sergipe, Alto do Rodrigues no Rio Grande do Norte, Fazenda Boa Esperança, Taquipe, Fazenda Balsamo e Massapê – as quatro concessões na Bahia.

Cabe mencionar que a Petrobras continua investindo em inovações tecnológicas, como o “Sistema de Bombeamento Multifásico”, projeto conduzido pelo Centro de Pesquisas da Petrobras – Cenpes – e testado em Carmópolis, maior campo terrestre do Brasil. Essa tecnologia será aplicada também em campos marítimos, inclusive em águas profundas.

Iniciativas de inovação e de redução de custos são uma constante em operações em campos maduros. Entre essas soluções, destacamos também a criação da Ferramenta “Parafuso Pescador”, que permite resgatar a válvula de pé das unidades de bombeio mecânico durante uma operação corretiva de falha, sem a necessidade de intervenção com Sonda de Produção Terrestre. Essas iniciativas são consideradas referências na indústria, mostrando como somos capazes de encontrar soluções criativas de redução de custos.

Destaca-se que as inovações tecnológicas são fruto da gestão de competências desenvolvida pela Petrobras, priorizando a aquisição e a disseminação de conhecimentos críticos e estratégicos, o desenvolvimento de competências técnicas e a ampliação da troca de experiências, levando em consideração as necessidades dos processos em cada área.

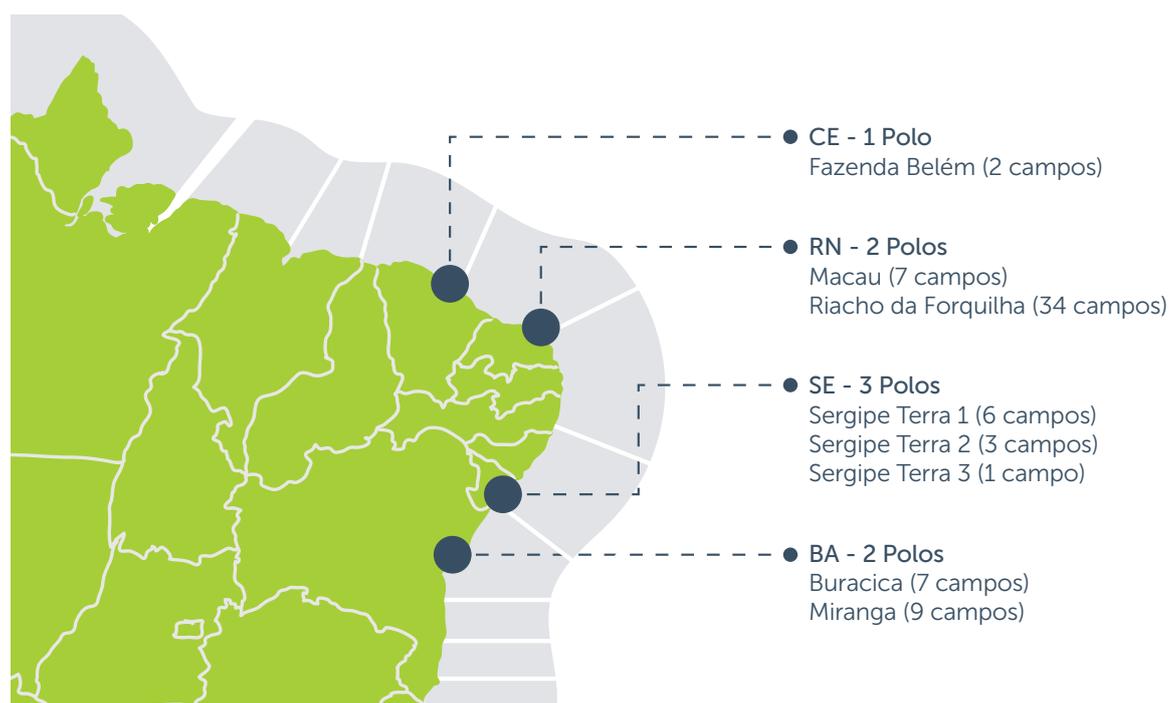
Importante destacar que, assim como todas as operações da Petrobras, as atividades em campos terrestres também são pautadas pelo compromisso com a vida, presente em todos os níveis organizacionais da Companhia. Um sistema de gestão integrado e robusto de segurança, meio ambiente e saúde visa garantir que todas as instalações, processos e atividades sejam conduzidos de forma planejada e segura, em absoluta conformidade aos requisitos legais e normativos.

A redução na produção de petróleo nos campos terrestres é um processo natural em bacias maduras. A queda do preço do petróleo, que afetou a indústria em âmbito mundial, e o consequente ajuste de custos e investimentos diante dessa nova conjuntura, acentuaram o declínio nos últimos cinco anos. Além disso, a recente conjuntura socioeconômica brasileira afetou o mercado fornecedor de serviços, e, em algumas áreas, aspectos específicos impactaram de forma significativa a produção, como, por exemplo, a crise hídrica no Nordeste, que vem limitando a captação de água para injeção nos campos de petróleo.

A Petrobras, como grande empresa de petróleo, faz constantemente uma análise de gestão ativa do seu portfólio, com o objetivo de gerar valor, garantir disciplina do uso de capital e retorno aos acionistas. Neste processo, tem priorizado o desenvolvimento da produção em águas profundas e lançou, como uma das alavancas do Plano de Negócios e Gestão do período de 2018 a 2022, o programa de parcerias e desinvestimentos, importante medida para a redução do seu endividamento e para a viabilização de investimentos futuros.

Entre as concessões que a Petrobras está desinvestindo, encontram-se 69 campos terrestres, agrupados em oito polos distribuídos em quatro estados brasileiros, conforme detalhado na figura abaixo. Cabe mencionar que, no atual ciclo do processo de gestão ativa de portfólio, outras concessões terrestres no estado do Espírito Santo estão sendo avaliados como candidatos ao desinvestimento.

Figura 5. Campos terrestres maduros em processo de desinvestimento



Fonte: Petrobras.

A parcela da produção média de petróleo, LGN e gás natural correspondente aos oito polos terrestres hoje em processo de desinvestimento, que compreendem os 69 campos mencionados, equivale a aproximadamente 1% da produção total da Companhia.

O desinvestimento desses contratos de concessão permitirá a entrada de novos atores na indústria de petróleo e gás em campos terrestres, diversificando a cadeia produtiva com inúmeros benefícios para a sociedade, tais como:

Para a economia regional: i) Criação de um polo de desenvolvimento a partir de empreendimentos integrados de Exploração, Produção e Refino, abrangendo toda cadeia de valor da indústria de petróleo e gás; ii) Maiores investimentos dos novos atores, que possuem fontes de financiamento alternativas; iii) Indução de maior dinamismo e diversificação na economia regional, com a tendência da instalação de indústria satélite nas proximidades dos campos.

Para o segmento de petróleo & gás: A introdução de novos atores no segmento, com diferentes experiências e capacidades, imprimirá nova dinâmica às discussões e decisões acerca das condições contratuais, tributárias e regulamentares em geral da indústria.

Para os trabalhadores da Indústria: Mercado de trabalho mais dinâmico e diversificado com maiores oportunidades para empreendedorismo.

A Petrobras seguirá atuando e investindo nos campos terrestres por meio de suas atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural, com foco no aumento do fator de recuperação, gerando emprego e renda e contribuindo para o desenvolvimento do país.

CONSIDERAÇÕES FINAIS

PETRÓLEO E GÁS ONSHORE: O BRASIL ALÉM DO MAR

Elaborado pela ONIP

Ao longo dos anos, os investimentos em exploração e produção (E&P) no Brasil foram fortemente deslocados para o nosso horizonte marítimo. Os grandes reservatórios de petróleo na costa, com alta atratividade para atuação das empresas, não impedem o desenvolvimento de áreas em terra.

Os novos ventos, que sopram em direção à terra, com o empreendimento de ações para viabilizar a atividade no interior do país, movimentam o mercado com o novo potencial de demanda. Isto reflete em um fator de grande motivação a um novo ciclo virtuoso de diversificação deste segmento, ao intensificar a interiorização dos efeitos multiplicadores para a sociedade.

Esta nova corrente teve início com a implementação de um Calendário de Rodadas de Licitação de Blocos Exploratórios e com a Oferta Permanente de Áreas. Bem recebidos por todo mercado de P&G, estas ações trazem a previsibilidade esperada por todos os agentes, o que as torna cada vez mais propícias a escolher investir no Brasil.

Além disso, ao mesmo tempo que os investidores passaram a ter a oportunidade de planejar e elaborar estratégias na busca de novos horizontes de mercado, o país se mostrou mais receptivo as demandas de mercado. É por isso que os diversos programas implementados pelo Governo foram altamente oportunos, entre eles, o de maior ênfase no mercado *onshore* de P&G, destaca-se o Programa de Revitalização de Áreas Terrestres – REATE.

A partir do REATE, programa liderado pelo Ministério de Minas e Energia – MME, iniciaram-se ações para a melhoria do ambiente de negócios em terra. Nesse sentido, se faz de suma importância estarmos próximos de nossos países vizinhos no continente Americano para ampliarmos o resultado de nossas ações, com aprendizagem e compartilhamento de lições aprendidas.

No mundo do petróleo, alguns agentes tem se demonstrado como grandes executores de programas e projetos de sucesso em suas localidades, casos de sucesso da indústria *onshore* acontecem tanto nos Estados Unidos e Canadá, como em países vizinhos ao Brasil. Na América Latina, a Colômbia passou por um processo de expansão acelerada de sua produção de petróleo *onshore*, explicitando sua capacidade de execução, não apenas operacional, como também na solução de impasses políticos e ambientais.

Por isso, entre as ações necessárias para destravamento do mercado, deve-se ressaltar aquelas direcionadas à melhoria dos processos de licenciamento ambiental nas operações de E&P, com vistas tornar à execução das atividades mais céleres e menos onerosas. Outra ação importante é a de estímulo à comercialização e refino do óleo de produtores independentes, o que atrairá a produção e escoamento por parte de novas empresas.

Para a dinamização do mercado, é imprescindível a execução do reposicionamento estratégico da Petrobras, com a efetivação do seu plano de desinvestimentos. A partir disso, não apenas áreas já produtoras e com um perfil de projeto mais adequado a produtores independentes estão sendo disponibilizadas no mercado, como também a ampliação do interesse em novos investimentos e acesso em nosso parque de refino.

As parcerias, então, são fundamentais para busca das melhores práticas aplicadas no mundo. Desta maneira, tornaremos o ambiente de negócios de P&G no Brasil cada vez mais atrativo a novos investimentos.

Por sua vez, ao dinamizarmos as atividades de E&P em todo o país, seja no mercado *onshore* ou no *offshore*, conseqüentemente, estaremos impulsionando a demanda por outros integrantes do encadeamento produtivo. Ou seja, as empresas fornecedoras envolvidas direta e indiretamente, incluindo também àquelas de pequeno e médio porte, terão novos mercados para comercializar seus produtos. Sob a ótica do fornecedor, também se faz essencial as parcerias, através de transferência de tecnologia e *Joint-Venture*, por exemplo.

O Brasil já possui a vantagem de possuir riquezas naturais disponíveis para exploração, e também possui as capacidades para torná-las um verdadeiro legado para o País. Assim é fundamental que nossa atuação seja direcionada em nível sistêmico, para continuarmos atuando na direção da atração de investimentos para E&P e em como fazer para que, nestes, nossos fornecedores sejam cada vez mais participativos.

É por isso, que a ONIP, tem como compromisso promover a interação entre instituições e governos, de forma a garantir efetividade na implementação de uma política industrial voltada ao desenvolvimento do mercado de petróleo.

Com o foco voltado em ampliar a produtividade e competitividade de toda a indústria brasileira, definimos uma estratégia perene de estímulo a inserção da cultura de desenvolvimento constante e voltada para o acesso do mercado global. Um exemplo de ação estruturante é a realização do Circuito Virtuoso: evento de melhores práticas, encontro entre demandante e fornecedores do mercado e visita em campo de diversos parques industriais.

Também identificamos a capacidade instalada de atendimento às demandas que estão por vir, aproximando a realidade do ambiente corporativo ao dia a dia do negócio. E, assim, é dever da ONIP, hoje, estar à frente na articulação entre todas as partes interessadas, contribuindo com a interlocução entre cadeias produtivas, espaços organizados setoriais, associações representativas de classe e lideranças políticas.

Entendemos que somente em conjunto, com sinergia, que avançaremos. É fundamental um ambiente de discussão permanente entre os principais *players* desse mercado, na qual a exposição de diferentes visões se concretiza como prática saudável e inovadora, mas tendo sempre como entendimento que uma hora é preciso convergir em prol do Brasil. E, só vamos alcançar se continuarmos trabalhando juntos.

APÊNDICE

LISTA DE ABREVIações

1P: RESERVAS PROVADAS

3P: RESERVAS PROVADAS, PROVÁVEIS E POSSÍVEIS

ABESPETRO: ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DAS EMPRESAS DE SERVIÇOS DE PETRÓLEO

ABPIP: ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DOS PRODUTORES INDEPENDENTES DE PETRÓLEO E GÁS

ACIPET: ASSOCIAÇÃO COLOMBIANA DOS ENGENHEIROS DE PETRÓLEO

ANP: AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS

BOE: BARRIS DE ÓLEO EQUIVALENTE

CAT: COORDENADORIA DE ÁREAS TERRESTRES DA ANP

CENPES: CENTRO DE PESQUISA E DESENVOLVIMENTO DA PETROBRAS

CTGAS-ER: CENTRO DE TECNOLOGIA DO GÁS E ENERGIAS RENOVÁVEIS

E&P: EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO

EPE: EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA

FIEAM: FEDERAÇÃO DAS INDÚSTRIAS DO ESTADO DO AMAZONAS

FIEB: FEDERAÇÃO DAS INDÚSTRIAS DO ESTADO DA BAHIA

FIEMA: FEDERAÇÃO DAS INDÚSTRIAS DO ESTADO DO MARANHÃO

FIEMG: FEDERAÇÃO DAS INDÚSTRIAS DO ESTADO DE MINAS GERAIS

FIERN: FEDERAÇÃO DAS INDÚSTRIAS DO ESTADO DO RIO GRANDE DO NORTE

FIES: FEDERAÇÃO DAS INDÚSTRIAS DO ESTADO DO SERGIPE

FINDES: FEDERAÇÃO DAS INDÚSTRIAS DO ESTADO DO ESPÍRITO SANTO

FIRJAN: FEDERAÇÃO DAS INDÚSTRIAS DO ESTADO DO RIO DE JANEIRO

IBP: INSTITUTO BRASILEIRO DE PETRÓLEO, GÁS E BIOCOMBUSTÍVEIS

IST: INSTITUTO SENAI DE TECNOLOGIA

GNL: GÁS NATURAL LIQUEFEITO

GLP: GÁS LIQUEFEITO DE PETRÓLEO

MME: MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA

O&G: ÓLEO E GÁS

ONIP: ORGANIZAÇÃO NACIONAL DA INDÚSTRIA DE PETRÓLEO

PGN: PARNAÍBA GÁS NATURAL

P,D&I: PESQUISA, DESENVOLVIMENTO E INOVAÇÃO

SEBRAE: SERVIÇO BRASILEIRO DE APOIO ÀS MICRO E PEQUENAS EMPRESAS

SENAI: SERVIÇO NACIONAL DE APRENDIZAGEM INDUSTRIAL

LINKS IMPORTANTES

ABESPETRO: <https://abespetro.org.br/>

ABPIP: <http://www.abpip.com.br/>

ACIPET: <https://acipet.com/>

ANH: <http://www.anh.gov.co/Paginas/inicio/defaultANH.aspx>

ANP Rodadas: <http://rodadas.anp.gov.br/>

ANP: <http://www.anp.gov.br/wwwanp/>

BöingGleich: <http://www.bglaw.com.br/>

CANADA: <https://www.canada.ca/>

Eneva: <http://www.eneva.com.br/>

EPE: <http://epe.gov.br/>

FIEAM: <http://www.fieam.org.br/>

FIEB: <http://www.fieb.org.br/>

FIEMA: <http://www.fiema.org.br/>

FIEMG: <http://www7.fiemg.com.br/>

FIERN: <https://www.fiern.org.br/>

FIES: <http://www.fies.org.br/>

FINDES: <https://sistemafindes.org.br/>

FIRJAN: <http://www.firjan.com.br/>

IBP: <https://www.ibp.org.br/>

MME: <http://www.mme.gov.br/web/guest/pagina-inicial>

Petrobras: <http://www.petrobras.com.br/>

Schlumberger: <https://www.slb.com/>

SEBRAE: http://www.sebrae.com.br/sites/PortalSebrae/canais_adicionais/

U.S Energy Information Administration: <https://www.eia.gov/>

Sistema
FIRJAN



INFORMA, FORMA, TRANSFORMA.

APOIO INSTITUCIONAL:

Ministério das
Minas e Energia



Canada

www.firjan.com.br

Acompanhe as redes sociais do Sistema FIRJAN:

