

CADERNOS

accenture

FGV ENERGIA

OUTUBRO 2015 | ANO 2 | Nº 4 | ISSN 2358-5277

PETRÓLEO



PETRÓLEO



SOBRE A FGV ENERGIA

A FGV Energia é o centro de estudos dedicado à área de energia da Fundação Getúlio Vargas, criado com o objetivo de posicionar a FGV como protagonista na pesquisa e discussão sobre política pública em energia no país. O centro busca formular estudos, políticas e diretrizes de energia, e estabelecer parcerias para auxiliar empresas e governo nas tomadas de decisão.

DIRETOR

Carlos Otavio de Vasconcellos Quintella

EQUIPE TÉCNICA

Coordenação Editorial

Lavinia Hollanda

Autores

Lavinia Hollanda e Rafael Nogueira

Coordenação Operacional

Simone C. Lecques de Magalhães



SOBRE A ACCENTURE

A Accenture é uma empresa global de consultoria de gestão, serviços de tecnologia e outsourcing, com mais de 358.000 profissionais atendendo a clientes em mais de 120 países. Combinando experiência ímpar, conhecimento profundo sobre todos os setores econômicos e funções de negócio, e extensa pesquisa junto às mais bem-sucedidas organizações no mundo, a Accenture colabora com seus clientes, quer sejam empresas ou governos, para ajudá-los a alcançar altos níveis de performance. A companhia teve receitas líquidas de US\$ 31,0 bilhões no ano fiscal encerrado em 31 de agosto de 2015. Sua página na internet é www.accenture.com.br.

DIRETOR EXECUTIVO DE RESOURCES AMÉRICA LATINA

Marco Ribas

EQUIPE TÉCNICA

Coordenação Editorial

Daniel Rocha

Autores

André Pita, Daniel Rocha
e Guilherme Romaneli

Diagramação

Ezequiel Belchior



PRIMEIRO PRESIDENTE FUNDADOR

Luiz Simões Lopes

PRESIDENTE

Carlos Ivan Simonsen Leal

VICE-PRESIDENTES

Sergio Franklin Quintella, Francisco Oswaldo Neves Dornelles e Marcos Cintra Cavalcanti de Albuquerque

CONSELHO DIRETOR

Presidente

Carlos Ivan Simonsen Leal

Vice-Presidentes

Sergio Franklin Quintella, Francisco Oswaldo Neves Dornelles e Marcos Cintra Cavalcanti de Albuquerque

Vogais

Armando Klabin, Carlos Alberto Pires de Carvalho e Albuquerque, Ernane Galvêas, José Luiz Miranda, Lindolpho de Carvalho Dias, Marcílio Marques Moreira e Roberto Paulo Cezar de Andrade

Suplentes

Antonio Monteiro de Castro Filho, Cristiano Buarque Franco Neto, Eduardo Baptista Vianna, Gilberto Duarte Prado, Jacob Palis Júnior, José Ermírio de Moraes Neto e Marcelo José Basílio de Souza Marinho.

CONSELHO CURADOR

Presidente

Carlos Alberto Lenz César Protásio

Vice-Presidente

João Alfredo Dias Lins (Klabin Irmãos e Cia)

Vogais - Alexandre Koch Torres de Assis, Angélica Moreira da Silva (Federação Brasileira de Bancos), Ary Oswaldo Mattos Filho (EDESP/FGV), Carlos Alberto Lenz Cesar Protásio, Carlos Moacyr Gomes de Almeida, Eduardo M. Krieger, Fernando Pinheiro e Fernando Bomfiglio (Souza Cruz S/A), Heitor Chagas de Oliveira, Jaques Wagner (Estado da Bahia), João Alfredo Dias Lins (Klabin Irmãos & Cia), Leonardo André Paixão (IRB – Brasil Resseguros S.A.), Luiz Chor (Chozil Engenharia Ltda.), Marcelo Serfaty, Marcio João de

Andrade Fortes, Orlando dos Santos Marques (Publicis Brasil Comunicação Ltda.), Pedro Henrique Mariani Bittencourt (Banco BBM S.A.), Raul Calfat (Votorantim Participações S.A.), Ronaldo Mendonça Vilela (Sindicato das Empresas de Seguros Privados, de Capitalização e de Resseguros no Estado do Rio de Janeiro e do Espírito Santo), Sandoval Carneiro Junior (DITV – Depto. Instituto de Tecnologia Vale) e Tarso Genro (Estado do Rio Grande do Sul).

Suplentes - Aldo Floris, José Carlos Schmidt Murta Ribeiro, Luiz Ildelfonso Simões Lopes (Brookfield Brasil Ltda.), Luiz Roberto Nascimento Silva, Manoel Fernando Thompson Motta Filho, Roberto Castello Branco (Vale S.A.), Nilson Teixeira (Banco de Investimentos Crédit Suisse S.A.), Olavo Monteiro de Carvalho (Monteiro Aranha Participações S.A.), Patrick de Larragoiti Lucas (Sul América Companhia Nacional de Seguros), Rui Barreto (Café Solúvel Brasília S.A.), Sérgio Lins Andrade (Andrade Gutierrez S.A.) e Victório Carlos de Marchi (AMBEV).



DIRETOR

Carlos Otavio de Vasconcellos Quintella

COORDENAÇÃO DE PESQUISA

Lavinia Hollanda

COORDENAÇÃO DE RELAÇÃO INSTITUCIONAL

Luiz Roberto Bezerra

COORDENAÇÃO DE ENSINO E P&D

Felipe Gonçalves

COORDENAÇÃO OPERACIONAL

Simone C. Lecques de Magalhães

PESQUISADORES

Bruno Moreno Rodrigo de Freitas
Camilo Poppe de Figueiredo Muñoz
Mônica Coelho Varejão
Rafael da Costa Nogueira
Renata Hamilton de Ruiz

Apresentação

O ano de 2015 tem sido marcante para o setor de petróleo e gás no Brasil. Conjugam-se, simultaneamente, recordes de produção nacional de óleo, crises de aspecto econômico-político no cenário nacional e graves problemas para a Petrobras e seus fornecedores de bens e serviços, em decorrência dos fatos que levaram à operação “Lava Jato”.

Internacionalmente reconhecida pela sua tecnologia e capacidade operacional, a Petrobras enfrenta desafios no campo financeiro que serão superados com a correta precificação dos seus produtos e ajustes no plano de investimentos.

A FGV Energia, em parceria com a Accenture, trabalhou no diagnóstico dos principais entraves ao desenvolvimento da indústria de petróleo brasileira. O resultado do trabalho está consolidado nesta publicação, onde são endereçadas questões que entendemos como críticas para que a indústria ofereça, além do suprimento de petróleo, desdobramentos positivos para toda a Economia, como a criação de mais empregos e recursos ao País.

Além do interesse em compreender os desafios atuais pelos quais a indústria de petróleo passa,

é importante que o leitor entenda a sua importância histórica mundial como vetor do desenvolvimento.

O diagnóstico apresentado neste trabalho passou pela diferenciação entre aspectos conjunturais e estruturais e, apesar da importância da conjuntura, enfatizou a problemática estrutural. Esta metodologia se fez necessária para balizar uma discussão mais aprofundada e que sirva de plataforma para um debate evolutivo sobre os rumos do setor de petróleo e gás.

A FGV agradece a todos que direta ou indiretamente contribuíram para a preparação deste caderno e, em especial, à parceria com a Accenture, que reuniu esforços para viabilizá-lo. Com a certeza de que a indústria de petróleo no Brasil é um caso de sucesso, representando um orgulho nacional, esperamos contribuir a um debate que evolua para uma discussão propositiva, com vistas a superar os desafios e trilhar novos caminhos para o setor.

Cordialmente.

Sergio Franklin Quintella
Vice-presidente da FGV

PRAIA DE BOTAFOGO, 190, RIO DE JANEIRO – RJ – CEP 22250-900 OU CAIXA POSTAL 62.591 – CEP 22257-970 – TEL: (21) 3799-5498 – WWW.FGV.BR

Instituição de caráter técnico-científico, educativo e filantrópico, criada em 20 de dezembro de 1944 como pessoa jurídica de direito privado, tem por finalidade atuar, de forma ampla, em todas as matérias de caráter científico, com ênfase no campo das ciências sociais: administração, direito e economia, contribuindo para o desenvolvimento econômico-social do país.

Agradecimentos

Gostaríamos de agradecer a colaboração que recebemos de diversos profissionais do setor de petróleo. Este trabalho se tornou possível graças ao apoio daqueles que nos disponibilizaram seu tempo para conversas e entrevistas, compartilhando experiências profissionais, conhecimentos e opiniões. Em nome da FGV Energia e da Accenture, agradecemos ao Alfredo Renault, Antonio Castro, Antonio Guimarães, Carlos Montagna, David Zylberstajn, Eloi Fernández y Fernández, Franco Papini, João De Luca, João Emilio, Jorge Camargo, José Botelho, Marco Antonio Almeida, Marco Tulio, Milton Costa Filho, Nelson Silva, Oswaldo Pedrosa, Paulo Alonso, Rafael Jaen e Wagner Freire (in memoriam), e

FGV Energia

Lavinia Hollanda

Rafael Nogueira

outros profissionais que também contribuíram para o projeto. Agradecemos também àqueles que, apesar de não serem especialistas do setor, dividiram conosco seus conhecimentos econômicos e jurídicos.

Aproveitamos para expressar nossa gratidão àqueles que trabalham conosco, na FGV Energia e na Accenture. As conversas diárias, repletas de questionamentos e divergências, serviram como inspiração e ajudaram a enriquecer o nosso trabalho, pois através de um olhar multidisciplinar, pudemos desenvolver uma visão mais completa do setor.

Accenture

André Pita

Daniel Rocha

Guilherme Romanelli

-
- Lavinia Hollanda e Rafael Nogueira são, respectivamente, Coordenadora de Pesquisa e Pesquisador da FGV Energia.
 - Daniel Rocha é o *Managing Director* da *Accenture Strategy* para a indústria de Energia.
 - Guilherme Romanelli, *Senior Manager*, e André Pita, *Consultor*, fazem parte do grupo de especialistas da *Accenture Consulting* na indústria de Energia.

Índice

09

O CENÁRIO MUDOU. AGORA, MAIS DO QUE NUNCA, É PRECISO AGIR.

13

COMO CHEGAMOS ATÉ AQUI: A LÓGICA DE CONSTRUÇÃO DO SETOR DE PETRÓLEO BRASILEIRO

18

A ESTRUTURA COMPLICANDO A CONJUNTURA: OS FATORES ESTRUTURANTES QUE ACENTUAM OS EFEITOS NEGATIVOS DA ATUAL CONJUNTURA DO SETOR DE PETRÓLEO.

40

EM BUSCA DA RECUPERAÇÃO: OS DEBATES NECESSÁRIOS E POTENCIAIS CAMINHOS PARA A SOLUÇÃO

44

LISTA DE SIGLAS

45

BIBLIOGRAFIA

O cenário mudou. Agora, mais do que nunca, é preciso agir.

Em países com vastas reservas de hidrocarbonetos, a indústria de óleo e gás tende a assumir grande importância no desenvolvimento da economia local em função dos elevados níveis de investimento que se desdobram pela cadeia produtiva. No caso brasileiro, o mercado extrativo e de produção de derivados começou a ganhar preponderância a partir da década de 70, fruto das descobertas de óleo na Bacia de Campos e do aumento da demanda interna.

Até então, as reservas provadas no Brasil eram de cerca de 1 bilhão de barris de óleo equivalente (boe) e a produção diária de 160 mil barris por dia (bpd), respectivamente 0,2% e 0,3% das reservas e produção no mundo. Os investimentos da Petrobras, monopolista à época, giravam em torno de US\$ 4 bilhões por ano¹, direcionados principalmente para o seu parque de refino.

A primeira fase das descobertas na Bacia de Campos fez a empresa direcionar seus esforços para o *upstream*, concentrando praticamente todos seus investimentos no desenvolvimento da nova área. Com as sucessivas descobertas de novos reservatórios ao longo das décadas seguintes, a Petrobras se conso-

lidou como empresa integrada de petróleo, atuando em regime monopolista até a abertura de mercado, em 1997.

Nos anos seguintes à quebra do monopólio, o setor viu o preço do barril subir de US\$ 16 em 1998 para US\$ 80 em 2005, e as condições favoráveis no país motivaram o fortalecimento das políticas de conteúdo local, principalmente ao longo da década de 2000. Existia, da parte do Governo, a tentativa de estabelecer uma base industrial sólida que contribuísse para o desenvolvimento social do país, aproveitando a exploração dos recursos naturais existentes. Nesse período, a Petrobras se estruturou para atuar em regime competitivo e consolidou sua posição de destaque no setor, que viria a ser reforçada após a descoberta do Pré-Sal, em 2007.

Considerada a maior descoberta dos últimos dez anos no cenário mundial, o Pré-Sal colocou o setor de petróleo e gás brasileiro em posição de destaque no âmbito internacional. A expectativa era de que a exploração do óleo na nova fronteira petrolífera, a mais de sete mil metros de profundidade e centenas de quilômetros da costa brasileira, pudesse impactar positivamente a estrutura socioeconômica do país, não só através dos *royalties*, mas também do desen-

¹- Valores presentes (2014).



volvimento de todo o setor. O contexto era positivo para a atração de grandes fornecedores, desenvolvimento de médias, pequenas e micro empresas brasileiras, geração de novos postos de trabalho e, principalmente, para a consolidação do Brasil como um polo tecnológico de ponta. Além disso, que empresa internacional de Exploração e Produção (E&P) não se interessaria por um mercado em crescimento e com enorme potencial de reservas?

Apenas em E&P, o investimento no Brasil por parte das operadoras ao longo dos últimos 10 anos foi superior a US\$ 220 bilhões - sendo cerca de 80% deste valor representado por investimentos da Petrobras. Em dezembro de 2014, o Brasil ocupava o 15º lugar no ranking de reservas provadas, com cerca de 16 bilhões de boe – 1% das reservas mundiais – podendo duplicar esse valor em pouco tempo, após incorporação de reservas já identificadas em áreas como aquelas sob Cessão Onerosa² e Libra. Previsões recentes³ do setor falam em cerca de 176 bilhões de boe de volume não descoberto e recuperável no pré-sal, considerando as bacias de Santos, Campos e Espírito Santo.

A produção, no Brasil, em 2014 foi de 2,3 milhões de bpd, cerca de 3% da produção mundial, e, após revisão das projeções da Petrobras no seu novo plano de investimentos (2015-2019), a produção do país deve alcançar 3,0 milhões de bpd em 2020.

²- Contrato entre a Petrobras e a União que confere o direito à estatal de produzir 5 bilhões de boe nas áreas de Franco, Entorno de Iara, Sul de Guará, Nordeste de Tupi e Florim.

³- Instituto Nacional de Óleo e Gás da Universidade do Estado do Rio de Janeiro (UERJ) – agosto, 2015.

No entanto, apesar do forte crescimento de reservas e produção, do desenvolvimento tecnológico em atividades de perfuração e *subsea* e da atração de fornecedores de classe mundial para o Brasil, potencializadas pela descoberta do Pré-Sal, alguns acontecimentos recentes vêm afetando a indústria de petróleo no Brasil.

A queda acentuada do preço do barril, o cenário macroeconômico do país, a depreciação do real em relação ao dólar, a perda do grau de investimento na classificação de crédito da *Standard and Poor's (S&P)*, a dificuldade de financiabilidade da Petrobras - agravada pelo insucesso na estratégia de investimentos e pelos recentes escândalos de corrupção - e os entraves relacionados ao arcabouço regulatório evidenciaram alguns dos problemas estruturais que geram fragilidades para o setor.

A recente revisão das metas de produção da Petrobras para 2020, de 4,2 para 2,8 milhões bpd, fruto do corte nos investimentos e alienação de ativos, corroboram a reversão sofrida pelo setor.

No contexto desafiador em que o setor se encontra, a **FGV Energia**, em parceria com a **Accenture**, decidiu conduzir um estudo para compreender como os principais agentes estão vendo o momento atual e as perspectivas para o setor de petróleo e gás no Brasil. Pesquisadores da **FGV Energia** e especialistas em energia

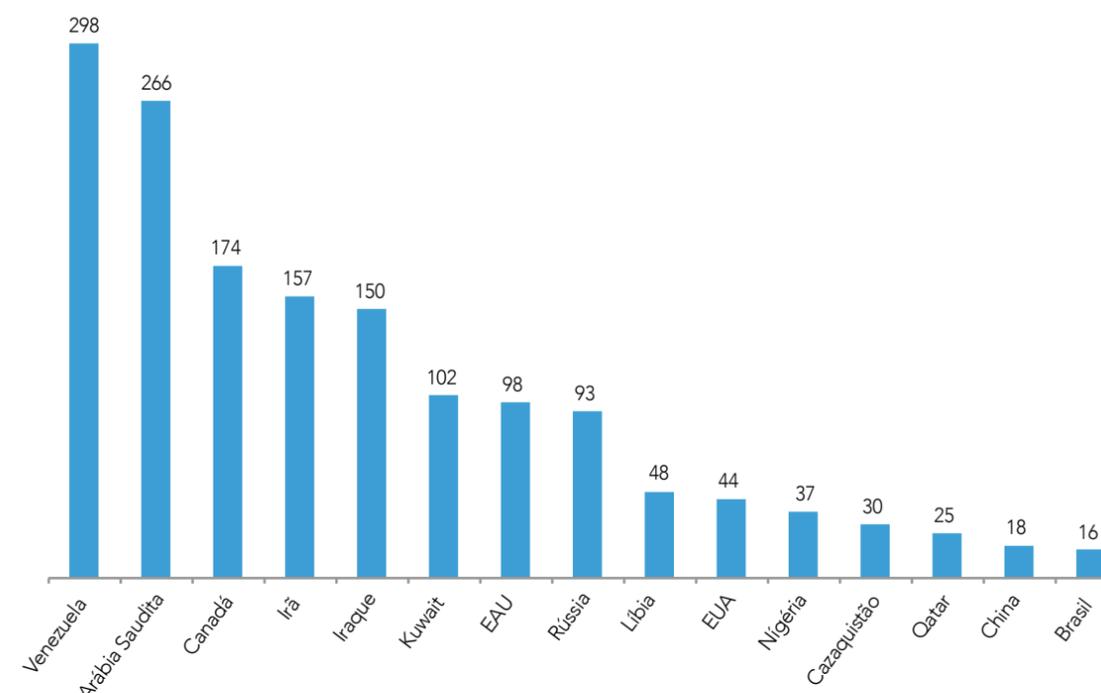
da **Accenture** realizaram diversas entrevistas com líderes do setor, visando a identificação das causas raízes que impedem seu desenvolvimento sustentável.

É opinião convergente entre todos os entrevistados que um setor tão estratégico para o país, pela sua representatividade na indústria e pela capacidade de impactar diretamente a vida de milhões de brasileiros, merece ser tratado com a maior clareza possível no que tange à definição de seu papel no contexto da política energética e industrial brasileira. Entende-se como necessária uma reformulação no setor que traga um planejamento integrado, baseado em uma agenda objetiva e focada em resultados, onde a credibilidade e previsibilidade não

sejam colocadas em risco. Pretende-se, com a elaboração deste caderno, estimular o debate sobre a estratégia de condução desta reformulação e apontar possíveis direções para que os principais vetores estruturantes da indústria suportem o crescimento da indústria no Brasil.

Em um cenário global, onde a competição é cada vez maior, e a busca pela efetividade dos investimentos é premissa obrigatória, torna-se urgente e necessário dar uma mensagem clara para os agentes do setor sobre o rumo que será tomado a partir deste momento. Embora os olhares internacionais continuem atentos ao Brasil, o risco de perdermos espaço para outros mercados não pode ser subestimado.

GRÁFICO 1 - RESERVAS PROVADAS DE PETRÓLEO (BILHÕES DE BARRIS): RANKING DE PAÍSES



Fonte: BP Energy Outlook (2015).

Como chegamos até aqui: a lógica de construção do setor de Petróleo brasileiro.

O caminho da indústria de petróleo e gás brasileira, nas duas últimas décadas até chegar ao momento em que se encontra hoje, foi marcado por eventos relevantes. Entre eles, merecem ser destacados i) a quebra do monopólio, em 1995, das atividades de extração, refino e distribuição e a promulgação da Lei 9.478 (Lei do Petróleo) em 1997; ii) a implementação de políticas de incentivo ao conteúdo nacional desde 1999 e fortalecidas a partir de 2003; e iii) a descoberta do Pré-Sal, em 2007, com a criação de um marco regulatório específico, chancelado em 2010. Além desses acontecimentos, contribuíram para o desenvolvimento do setor o aumento da demanda interna por derivados, como resultado de políticas do Governo de incentivo ao consumo, e a subida do preço do barril, que estimulou o aumento dos investimentos no setor ao longo dos últimos anos.

A QUEBRA DO MONOPÓLIO E O SUCESSO DO MODELO DE CONCESSÃO

Desde a criação da Petrobras, em 1953, até a sanção da Lei do Petróleo, em 1997, a estatal atuou como monopolista na exploração, produção, refino e transporte de óleo no país. Nesse período, a empresa desempenhou importante papel no crescimento das indústrias

fornecedoras do setor - como, por exemplo, a de caldeiraria e a naval.

A Lei do Petróleo instaurou o modelo de concessão para as atividades de exploração e produção e instituiu a Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) como agente regulador do setor. Esse movimento estimulou a iniciativa privada a penetrar no mercado de E&P e atraiu investimento internacional para o país, dinamizando a indústria de petróleo brasileira.

O ambiente favorável levou à realização de 12 rodadas de licitação, entre 1999 e 2013, com participação de empresas de diversos portes. De empresas locais, focadas apenas em atividades de produção terrestre, até *international oil companies (IOCs)*, presentes em diversos mercados globais, diversas companhias arremataram 979 blocos, que renderam aos cofres públicos mais de US\$ 4 bilhões apenas em bônus de assinatura.



[TABELA 1]- Resumo das Rodadas de Licitação da ANP

| | Rodada 1 | Rodada 2 | Rodada 3 | Rodada 4 | Rodada 5 | Rodada 6 | Rodada 7 | Rodada 9 | Rodada 10 | Rodada 11 | Rodada 12 |
|----------------------------------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|-----------|-----------|-----------|-----------|
| | 1999 | 2000 | 2001 | 2002 | 2003 | 2004 | 2005 | 2007 | 2008 | 2013 | 2013 |
| Blocos Licitados | 27 | 23 | 53 | 54 | 908 | 913 | 1134 | 271 | 130 | 289 | 240 |
| Blocos Arrematados | 12 | 21 | 34 | 21 | 101 | 154 | 251 | 117 | 54 | 142 | 72 |
| Bônus Assinatura (mil US\$) | 180.919 | 261.670 | 240.795 | 33.883 | 9.153 | 222.061 | 484.071 | 1.140.653 | 37.942 | 1.407.591 | 70.000 |
| PEM (mil US\$) | N.A | N.A | N.A | N.A | 121.219 | 683.276 | 801.319 | 739.405 | 259.359 | 3.441.392 | 214.000 |
| CL Médio - Exp | 25% | 42% | 28% | 39% | 79% | 86% | 74% | 69% | 79% | 62% | 73% |
| CL Médio - DP | 27% | 48% | 40% | 54% | 86% | 89% | 81% | 77% | 84% | 76% | 84% |
| Empresas Vencedoras | 11 | 16 | 22 | 14 | 6 | 19 | 30 | 36 | 17 | 30 | 12 |
| Empresas Vencedoras Nacionais | 1 | 4 | 4 | 4 | 2 | 7 | 14 | 20 | 12 | 12 | 4 |
| Empresas Vencedoras Estrangeiras | 10 | 12 | 18 | 10 | 4 | 12 | 16 | 16 | 5 | 18 | 8 |
| Novos operadores | 6 | 6 | 8 | 5 | 1 | 1 | 6 | 11 | 2 | 6 | nd |

Fonte: ANP - www.brasil-rounds.gov.br (julho/2015).

Com a abertura do mercado a empresas de E&P e conseqüente crescimento do setor, segmentos da sociedade levantaram a discussão sobre como se daria a participação da indústria nacional no fornecimento de bens e serviços para a indústria petróleo. Para endereçar a questão, a ANP implementou, desde a 1ª Rodada, a obrigatoriedade de as operadoras realizarem determinado percentual de suas compras no país. O incentivo ao desenvolvimento da indústria fornecedora brasileira por meio dos contratos de concessão começou, então, através do conceito de “conteúdo local”.

Em 2002, apenas 5 anos após a Lei do Petróleo, o Brasil já contava com 26 empresas realizando atividades de exploração de petróleo em 88 blocos exploratórios no país, fruto das quatro rodadas de licitação realizadas até então. O setor de petróleo brasileiro começava a ser reconhecido no exterior, mostrando-se capaz

de captar a atenção de investidores e grandes fornecedores globais. O potencial exploratório do país, amparado em um modelo regulatório sólido, estável e aderente ao que era praticado pelos polos produtores maduros, indicava que o setor caminhava na direção certa.

O FORTALECIMENTO DAS POLÍTICAS DE CONTEÚDO LOCAL EM BUSCA DE UMA BASE INDUSTRIAL COMPETITIVA

Em 2003, o Governo recém-eleito identificou uma janela de oportunidade para implementar uma política industrial que contribuísse para a redução da taxa de desemprego, à época da ordem de 14%⁴. Após discussões com entidades representativas da indústria fornecedora, foi iniciado um processo de reformulação das exigências de conteúdo local, com foco em segmentos intensivos em mão de obra, como é o caso da construção naval e da indústria de bens de capital.

Dessa forma, **exigências específicas para mais de 60 itens, entre equipamentos e serviços, foram colocadas nos contratos de concessão a partir da 7ª rodada (2005)**. Os percentuais refletiam a visão existente à época acerca da capacidade de atendimento por parte da indústria nacional às demandas da Petrobras e de outras operadoras, em um cenário de investimentos anuais na ordem de US\$ 6 bilhões por ano.

Além disso, através do Prominp – Programa de Mobilização da Indústria Nacional de Petróleo e Gás Natural –, **foi desenvolvida uma metodologia de medição do conteúdo local realizado bem mais rigorosa, cuja comprovação se daria através da atuação de empresas certificadoras acreditadas pela ANP**. Esse processo de regulamentação do sistema de Certificação de Conteúdo Local, conforme exigência contratual instaurada a partir da 7ª Rodada de Licitações, foi finalizado em novembro de 2007.

PRÉ-SAL: UMA NOVA ERA PARA A INDÚSTRIA BRASILEIRA DE PETRÓLEO

A descoberta, em 2007, de óleo de alta qualidade em águas ultraprofundas, na camada conhecida como Pré-Sal, foi considerada um dos maiores eventos da indústria mundial de petróleo na última década, devido ao volume potencialmente recuperável de 5 a 8 bilhões de boe – cerca de metade das reservas provadas no país à época. A comunicação da descoberta ao Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) ocorreu em meio ao processo de reali-

zação da 9ª rodada, o que levou o órgão a solicitar à ANP que retirasse do edital 41 blocos situados na extensão da área.

O Ministério de Minas e Energia (MME) ficou então incumbido de avaliar um novo marco legal que considerasse o baixo risco exploratório e o grande potencial de retorno das áreas do Pré-Sal. Após intenso debate, o Marco Regulatório do Pré-Sal foi aprovado pelo Legislativo no final de 2010 (Lei 12.351), implementando o modelo de Partilha de Produção e determinando a Petrobras como operadora única destes campos, com participação mínima de 30%. **As discussões sobre os desdobramentos das mudanças regulatórias, no entanto, se arrastaram, o que culminou em um período de cinco anos sem novas rodadas de licitação**. Sem acesso a novas reservas, as operadoras, impulsionadas pela subida do barril de petróleo para níveis entre US\$ 70 e US\$ 100, direcionaram seus investimentos no país para desenvolver áreas obtidas em rodadas anteriores.

A conjuntura se mostrava tão favorável que a Petrobras chegou a anunciar, em 2011, um plano de investimentos recorde, com previsão de investimento de US\$ 225 bilhões em cinco anos e meta de produção em 2020 de 4,9 milhões de bpd. Para tal, estava prevista a entrada em operação de mais de 100 embarcações, entre plataformas, navios petroleiros e sondas, e diversas encomendas foram colocadas na indústria naval brasileira. Como resultado, o número de empregos nos estaleiros cresceu de 7 mil em 2003 para mais de 80 mil em 2014.

4- Fonte: IpeaData/IBGE.

No cenário mundial, a indústria fazia investimentos pesados em função da alta cotação do barril, impulsionada pelas tensões geopolíticas no Oriente Médio. Nos Estados Unidos, o *shale gas* começava a ganhar relevância, mostrando-se como alternativa sólida à dependência americana dos países membros da OPEP. Na África, por outro lado, foram realizadas grandes descobertas similares à nossa margem equatorial, porém não suficientemente atrativas para desviar as atenções do Pré-Sal brasileiro.

Em 2013, a ANP retomou as rodadas de licitação com três certames, sendo dois sob o modelo de concessão e um sob partilha. A rodada 11, em bacias sedimentares maduras e novas fronteiras tecnológicas, evidenciou o apetite das operadoras após longo período sem licitações, tendo batido o recorde de bônus de assinatura (US\$ 1,4 bilhões).

A rodada 12 ofereceu, pela primeira vez, áreas com potencial de gás não convencional, sem que a regulamentação para este tipo de atividade estivesse perfeitamente definida. Esse fato levou a que, contrariamente ao leilão anterior, a concorrência não tenha sido tão grande, e apenas um terço dos blocos oferecidos foram arrematados, contabilizando um valor bônus de assinatura na ordem de US\$ 70 milhões, bem abaixo do previsto.

A 1ª rodada do Pré-Sal, realizada no modelo de partilha de produção, licitou a área de Libra, descoberta em 2010. A única oferta foi feita pelo consórcio composto por Petrobras, Shell, Total e as estatais chinesas CNPC e CNOOC,

que pagou o valor mínimo de US\$ 6,9 bilhões pelo bônus de assinatura. Com o barril acima de US\$ 100, a ausência de outros consórcios no leilão da maior área ofertada no Brasil – com volume recuperável estimado entre 8 as 12 bilhões boe –, e uma das maiores no mundo, deixou evidente a desconfiança das operadoras globais com relação ao novo modelo regulatório implementado no país. O resultado do leilão foi uma demonstração de que, com as novas regras, a competitividade tenderia a ser baixa, mesmo em um cenário favorável de mercado.

A partir de 2014, após mais de uma década de conjuntura favorável, com os preços do barril ultrapassando US\$ 100, a indústria de petróleo mundial começou a observar uma mudança repentina de cenário. A queda abrupta do valor do barril, resultante de um aumento acelerado na oferta de petróleo, combinado ao arrefecimento do crescimento da demanda mundial, reduziu as expectativas de retorno das empresas operadoras de petróleo.

No Brasil, a inversão da conjuntura global favorável começou a evidenciar uma série de fragilidades nos aspectos estruturais e regulatórios no país, que potencializaram os entraves para crescimento harmônico do setor. Ao longo do próximo capítulo, procuraremos discutir as inflexões nessas variáveis, que geraram essa mudança de perspectiva no cenário brasileiro de petróleo. **Daremos ênfase maior ao debate das questões estruturais, que entendemos ser de fundamental importância neste momento crítico que o setor atravessa.**



A estrutura complicando a conjuntura: os fatores estruturantes que acentuam os efeitos negativos da atual conjuntura do setor de Petróleo.

A conjuntura recente, caracterizada pela queda do preço do barril, pela redução da capacidade de investimento da Petrobras, e pelo cenário macroeconômico brasileiro, acendeu uma luz vermelha para o setor, deixando evidente a necessidade de ajuste dos aspectos estruturais que interferem no desenvolvimento do setor.

A forte queda do preço da *commodity*, iniciada em meados de 2014, teve origem na combinação de choques tanto no lado da demanda, quanto no lado da oferta mundial de petróleo. De um lado, a desaceleração do crescimento de países consumidores, como a China e outros emergentes, e a retração econômica em países industrializados, principalmente na Europa, além do aumento da eficiência energética, levaram a um arrefecimento do crescimento da demanda por produtos petrolíferos. Por outro lado, a produção cada vez maior do *tight oil* e *shale gas*, nos Estados Unidos, e a decisão dos membros da OPEP de não restringir a produção, estiveram na origem do desequilíbrio da oferta. Recentemente, a possibilidade do regresso do Irã às exportações de petróleo aumentou o risco de manutenção, ou até piora, do cenário de queda do preço do petróleo, que

já caiu abaixo dos U\$ 40,00 para o barril de óleo tipo WTI.

Nesse cenário, as empresas do setor vêm repensando suas estratégias, com foco em redução e postergação de investimentos, realização de desinvestimentos, redução de custos operacionais, incluindo corte de pessoal, e aumento da eficiência em suas atividades. A queda no valor dos ativos tem também favorecido as oportunidades de fusões e aquisições.

No caso da Petrobras, a queda do preço do barril foi apenas mais um fator que agravou a sua capacidade de investimento, já debilitada em função de um plano de investimentos (2014) extremamente ambicioso - com previsão de entrada em operação de 35 plataformas até 2020 e exigência de elevados índices de conteúdo local, mesmo diante de uma indústria fornecedora nacional em fase de desenvolvimento de competências e capacidade produtiva.

Aliado a este cenário, houve também decisões corporativas questionadas por parte do mercado e pelos acionistas minoritários. Como exemplo, podemos destacar as políticas de manutenção dos preços dos combustíveis visando

reduzir a pressão inflacionária, e a aposta em projetos com VPL (valor presente líquido) negativo, como as duas refinarias no Nordeste – posteriormente canceladas. Além disso, a confirmação do sobrepreço nas obras investigadas pelo processo Lava-Jato gerou *impairment* em ativos da companhia, deixando sua situação patrimonial ainda mais fragilizada.

Em adição aos fatores já mencionados, o cenário macroeconômico brasileiro também vem contribuindo para agravar a instabilidade do setor. A desvalorização do real alavancou o endividamento da Petrobras, dado que a maior parte de sua dívida é denominada em moeda estrangeira. Já o aumento nas taxas de desemprego, este faz com que os planos de desinvestimento da Petrobras gerem impactos ainda mais sensíveis à população. Em adição, os níveis de desemprego mais altos impõem ao Governo restrições na implementação de políticas que possam reduzir os custos e prazos de investimentos – como uma eventual flexibilização das regras de Conteúdo Local.

Neste contexto, a importância das questões estruturais fica ainda mais enfatizada. O cenário requer cuidado adicional para que todas as variáveis de controle estejam direcionadas de maneira adequada, de modo a favorecer o crescimento harmônico do setor em um momento delicado como o que estamos atravessando.

5 - A PITCE priorizou os setores de semicondutores, software, bens de capital, e fármacos e medicamentos. A indústria extrativa mineral, que abrange a atividade de extração de petróleo e gás, não foi contemplada nas diretrizes desta primeira política.

Esta seção trata desses entraves estruturais que, independentemente da conjuntura nacional e internacional vigente, estão presentes na indústria de petróleo nacional.

Política Industrial - A falta de uma Política Industrial que defina efetivamente o papel do setor de Petróleo e Gás no Brasil.

Há pouco mais de 10 anos, houve no país a retomada de uma agenda com políticas industriais explícitas, que teve como foco principal a geração de emprego. Esta retomada foi traduzida pelo lançamento de três políticas industriais nacionais: (i) a Política Industrial, Tecnológica e de Comércio Exterior (PITCE), em 2004⁵; (ii) a Política de Desenvolvimento Produtivo (PDP), em 2008, que propunha aprimorar e ampliar o escopo de ação da PITCE e; (iii) o Plano Brasil Maior (PBM), em 2011. Em comum, todas tiveram motivações e objetivos semelhantes para incentivar o consumo interno e fomentar a economia, com focos em setores específicos.

O primeiro dos planos, o PITCE, não incluiu o petróleo e gás como setor estratégico, e foi

apenas a partir da PDP, em 2008, que o setor foi explicitamente inserido em um programa industrial nacional, com metas específicas. Cada setor inserido nesta frente⁶ ficou sob gestão de uma entidade. Coube à Petrobras a responsabilidade pelo complexo petróleo, gás e petroquímica, sendo este o único setor que não teve um ministério envolvido em sua gestão⁷. O fato de o setor ter como gestor de sua política industrial a Petrobras gerou questionamentos devido ao possível conflito entre os seus interesses enquanto operadora de E&P e os interesses do país.

As interações entre os diversos setores contemplados pela PDP, sob a ótica de uma mesma política industrial, não foram levadas em conta. Além disso, as medidas que deveriam ser adotadas no âmbito da PDP para as metas de aumento da produção deixavam claro o papel central da Petrobras. O planejamento considerava as metas do ambicioso Plano de Negócios Petrobras 2008-2012, com investimentos totais de US\$ 112,4 bilhões (média anual de US\$ 22,5

bilhões) e aumento de produção para 2,4 milhões bpd em 2012. Com exceção da Petrobras, não houve detalhamento de como o governo promoveria a meta de aumento de produção levando em consideração as empresas de E&P privadas com atuação no país, o que contribuiu para criar um ambiente de incertezas no planejamento de longo prazo para o setor.

Além disso, o plano objetivava autossuficiência em petróleo, com metas específicas de aumento de produção de petróleo e gás, e manutenção da participação do conteúdo local nos níveis de 2007. Sobre a produção, a meta era aumentar a quantidade produzida de óleo e gás liquefeito natural (GLN) para 2,4 milhões bpd, e de gás natural para 637 mil bpd em 2012⁸. Estas metas de produção conflitavam com as metas ambiciosas de manutenção de 75% de conteúdo local em 2010^{9,10}, uma vez que preços elevados e prazos dilatados dos produtos nacionais eram adversidades apontadas em uníssono pelos agentes do setor.

⁶ - Além de Petróleo, Gás Natural e Petroquímica, esta frente também considerava outros setores, como Complexo Aeronáutico, Bioetanol, Mineração, Siderurgia, Celulose e Papel e Carnes.

⁷ - Nos demais setores da frente "Programa para Consolidar e Expandir a Liderança", a gestão foi feita pelo Ministério do Desenvolvimento, Indústria e Comércio (MDIC) ou pela Casa Civil. A gestão dos setores pertencentes a outras frentes também foi feita por ministérios.

⁸ - BRASIL. Ministério do Desenvolvimento, Indústria e Comércio Exterior. Íntegra da Apresentação da Política de Desenvolvimento Produtivo. Disponível em: <http://www.desenvolvimento.gov.br/pdp/arquivos/destswf1224095287.ppt>. Página 109.

Acesso em: 17, de julho de 2015.

⁹ - O diagnóstico, no momento de lançamento do PDP, era de que houve aumento de 57% de participação de conteúdo local, em 2003, para 75% em 2007.

¹⁰ - O plano fez menção a metas de conteúdo local para até o ano de 2010.

Finalmente, o Programa Brasil Maior (PBM) foi implementado em 2011, como uma resposta à crise internacional. Na prática, no entanto, o PBM representou a continuidade da PDP. As medidas diretas no setor de óleo e gás se restringiram à desoneração tributária e ao crédito subsidiado. Na desoneração tributária, o plano propôs a extensão do Regime Aduaneiro Especial de Exportação e Importação de bens destinados à exploração e à produção de petróleo e gás natural (REPETRO¹¹) para além do produtor. O REPETRO continuará em vigor até 2020 e há expectativa do setor de que seja prorrogado para um horizonte maior.

Com intenção de abranger toda a cadeia produtiva de petróleo e gás, foi criado ainda o Regime Especial de Petróleo e Gás (REPEG), a fim de assegurar a desoneração dos investimentos e a isonomia entre fornecedores nacionais e estrangeiros. Porém, efetivamente, o REPEG não aconteceu. **Assim como nos Planos anteriores, a formulação do plano de expansão da produção ficou a cargo da Petrobras, que exerceu o papel de formulador e condutor da política - e não do MME, representante máximo do setor.**

Em paralelo às políticas industriais nacionais

supracitadas, o Governo lançou o Programa de Mobilização da Indústria Nacional de Petróleo e Gás Natural (PROMINP), em 2003, criando um fórum de discussão entre os principais stakeholders do setor de petróleo e gás. O objetivo do PROMINP, de "maximizar a participação da indústria nacional de bens e serviços em bases competitivas e sustentáveis, na implantação de projetos de óleo e gás no Brasil e no exterior", baseava-se na premissa de que, embora não houvesse discussão no âmbito do programa acerca das metas de produção do país, os gargalos identificados seriam endereçados através de ações coordenadas pela própria indústria.

Com foco na indústria para-petroleira, e sem representar uma política industrial mais ampla que integrasse o setor de petróleo a outros setores também estratégicos da economia, o PROMINP não procurou incentivar possíveis sinergias inter-setoriais¹². Em sua concepção, o programa parte da premissa de que o **crescimento da produção de petróleo e gás se daria a partir, principalmente, do papel da Petrobras como principal produtor de petróleo do país.**

Como ferramenta maior do PROMINP, o "conteúdo local" se tornou a política industrial efetiva realizada pelo Governo no setor de óleo e gás

¹¹ - O REPETRO é um regime aduaneiro com foco nas empresas produtoras de petróleo e gás, desonerando de impostos federais o fornecimento de bens para E&P. Já o REPEG era um regime tributário para a cadeia fornecedora às produtoras de petróleo e gás. Este retiraria a incidência de imposto de importação, de imposto sobre produtos industrializados (IPI), do COFINS e de adicional de frete para renovação da marinha mercante (AFRMM).

¹² - Como exemplo, o crescimento da indústria naval brasileira, resultado das demandas de construção de navios e plataformas para o setor de petróleo, deveria estar conjugado à construção de navios para frete regional, como navegação de cabotagem. O setor de construção naval, por sua vez, deveria estar relacionado ao aprimoramento dos portos brasileiros, para atender o aumento de demanda por frete. Este tipo de interação não foi explorado pelo programa.

brasileiro. No entanto, suas diretrizes e execução são criticadas pelos *stakeholders* entrevistados.

POR QUE HÁ TANTAS CRÍTICAS ÀS EXIGÊNCIAS DE CONTEÚDO LOCAL?

Desde 1997, os leilões de blocos de E&P de petróleo e gás levavam em consideração três variáveis: Bônus de Assinatura, Programa Exploratório Mínimo (PEM) e o Conteúdo Local ofertado pelas Operadoras. Porém, estas ofertas de conteúdo local eram livres e sem mínimo exigido, modelo este que perdurou até a Rodada 4 (2002).

A partir de 2003¹³, a ANP fixou percentual mínimo global de conteúdo nacional, para as fases de Exploração e Desenvolvimento da Produção e, em 2005, a partir da 7ª rodada, as exigências foram estendidas para mais de 60 itens e subitens (equipamentos e serviços). Em 2007, foi elaborada a Cartilha de Conteúdo Local do PROMINP, que se tornou a metodologia oficial de medição, e foi introduzido o processo de certificação do conteúdo local, através de empresas credenciadas pela ANP.

Na visão dos agentes do setor, uma política

industrial ampla deveria nortear políticas setoriais, por exemplo, de petróleo, através de um coordenador central que considere as interações em toda a economia. Portanto, a promoção do setor de petróleo, tanto da produção quanto do setor para-petroleiro, deveria estar combinada com a promoção de outros setores econômicos. **A principal crítica à política de conteúdo nacional brasileira é que esta não representa, de fato, uma política industrial, mas sim uma ferramenta, que deveria estar inserida em um conceito mais amplo de política pública voltada para a indústria.** Ainda, argumenta-se que falta clareza na finalidade maior da ferramenta – se aumento de empregos, de renda ou desenvolvimento tecnológico, por exemplo – o que dificulta a avaliação de resultados, e a análise de sua eficiência.

Adicionalmente, há críticas relativas à abrangência da política e à não priorização de setores e atividades em que há vantagem comparativa no país. O segmento de equipamentos *subsea* no Brasil, por exemplo, é considerado competitivo pelos agentes. Em outros segmentos, no entanto, essa não é a realidade, e o fornecedor brasileiro acaba sendo

menos competitivo que os fornecedores internacionais. Com a incorporação das metas mínimas de conteúdo local nos leilões para praticamente todos os setores da cadeia produtiva – caldeiraria, elétrica, automação, siderurgia, mecânica e serviços de engenharia e construção e montagem –, os vencedores passaram a ter um compromisso de compra de fornecedores nacionais, independentemente da sua competitividade em comparação aos pares internacionais, criando uma espécie de reserva de mercado.

Os contratos de concessão até preveem a possibilidade de exoneração das obrigações, a ser concedida pela ANP às operadoras em casos de preço ou prazo nacional excessivo comparado aos parâmetros internacionais, ou no caso de novas tecnologias. Porém, esse proce-

dimento, chamado de *waiver*, ainda carece de regulamentação e na prática não tem funcionado. No fundo, a política de conteúdo local brasileira não vem se mostrando eficaz no aperfeiçoamento dos fornecedores, tornando-se uma política sem dinâmica, com fim nela mesmo. Ou seja, o crescente volume de investimento em conteúdo local não necessariamente traduz uma evolução da indústria fornecedora.

O lado operacional da política atual também traz dificuldades de ordem prática. O processo de medição do conteúdo local tem se revelado bastante burocrático e oneroso, com a necessidade de preenchimento de inúmeras planilhas que quebram, por exemplo, unidades de produção em milhares de equipamentos e seus respectivos insumos e componentes de forma exaustiva, com a necessidade de apre-

[TABELA 2]- Mudanças de pesos nas variáveis que compõem as ofertas das empresas nas licitações da ANP

| Rodadas | BA | PEM | CL |
|----------------------|-----|--------------------|---|
| 1,2,3 e 4 | 85% | Definido em Edital | 15% (3% Exploração + 12 % Desenvolvimento da Produção) |
| 5 e 6 | 30% | 30% | 40% (15% Exploração + 25 % Desenvolvimento da Produção) |
| 7, 8, 9, 10, 11 e 12 | 40% | 40% | 20% (5% Exploração + 15 % Desenvolvimento da Produção) |

Fonte: Atualização da Tabela 3 de IPEA e PETROBRAS (2011), com dados da ANP.

13 - Com a resolução do CNPE 8/2003.



sentação de inúmeros documentos comprobatórios e um extenso processo de certificação do conteúdo local. Como agravante, esse processo complexo não captura impactos relevantes na economia como o desenvolvimento de fornecedores e o investimento em P&D, uma vez que o conteúdo local é apurado apenas considerando a parcela nacional dos itens que compõem o preço de venda de bens e serviços. As operadoras que investem e promovem competitividade de paridade internacional de seus fornecedores, por exemplo, não recebem nenhum tipo de benefício, como a redução na obrigação de conteúdo local de futuros projetos.

Adicionalmente, no modelo contratual atual, a obrigação de conteúdo local existe apenas para os investimentos (exploração e desenvolvimento da produção), gerando uma dúvida quanto à aplicação das exigências para gastos operacionais, como o afretamento de plataformas de produção. Esse fato evidencia mais um contrassenso no modelo, pois abre espaço para que as operadoras contratem plataformas afretadas no exterior, ao invés de exigir sua construção no país.

Por último, outro ponto levantado pelos agentes durante as entrevistas é que mesmo no caso de atingimento do conteúdo local exigido para todos os itens e subitens da tabela contratual,

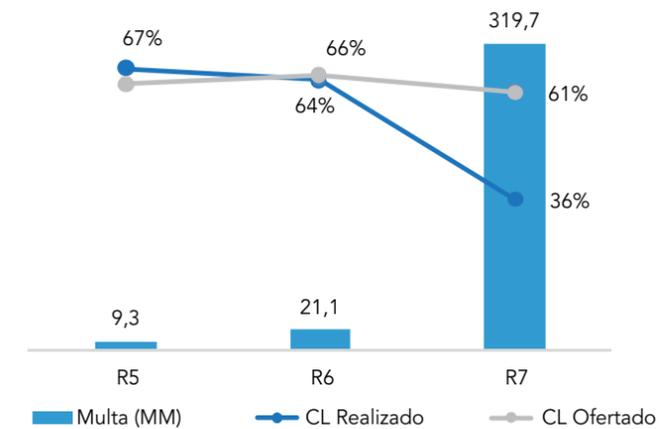
o conteúdo local global pode não ser atingido, uma vez que a estrutura de custo e os respectivos pesos que ponderam o cálculo do conteúdo local global das operadoras, muitas vezes diferem dos parâmetros considerados pela ANP para cálculo das metas de conteúdo local global, o que caracteriza uma inconsistência matemática nos objetos contratuais.

O volume de multas aplicadas recentemente por descumprimento do conteúdo local vem crescendo, sinalizando a incapacidade da indústria local em atender a demanda das operadoras e deixando evidente a necessidade de aprimoramentos na política de conteúdo local. Em 2015, até o dia 17 de julho, haviam sido aplicadas multas no valor total de R\$ 321 milhões (dos quais R\$ 276 milhões em apenas um bloco), um aumento bastante elevado em relação aos últimos anos. Há também aumento no número de processos por descumprimento de conteúdo local. Para os blocos da 5ª rodada, 18 sofreram multas, enquanto 60 dos blocos ofertados na 6ª rodada sofreram multa. Para a sétima, até o momento, 12 blocos foram multados^{14,15}.

¹⁴ - Não há registros de multas para as rodadas anteriores a 5ª, no site <http://www.anp.gov.br/?pg=76768&m=conte%FAdo%20local&t1=&t2=conte%FAdo%20local&t3=&t4=&ar=0&ps=1&1437245917448>.

¹⁵ - As rodadas a partir da 8ª estão em fase ainda mais iniciais na etapa de exploração.

[GRAFICO 2]- Multas de Conteúdo Local Aplicadas

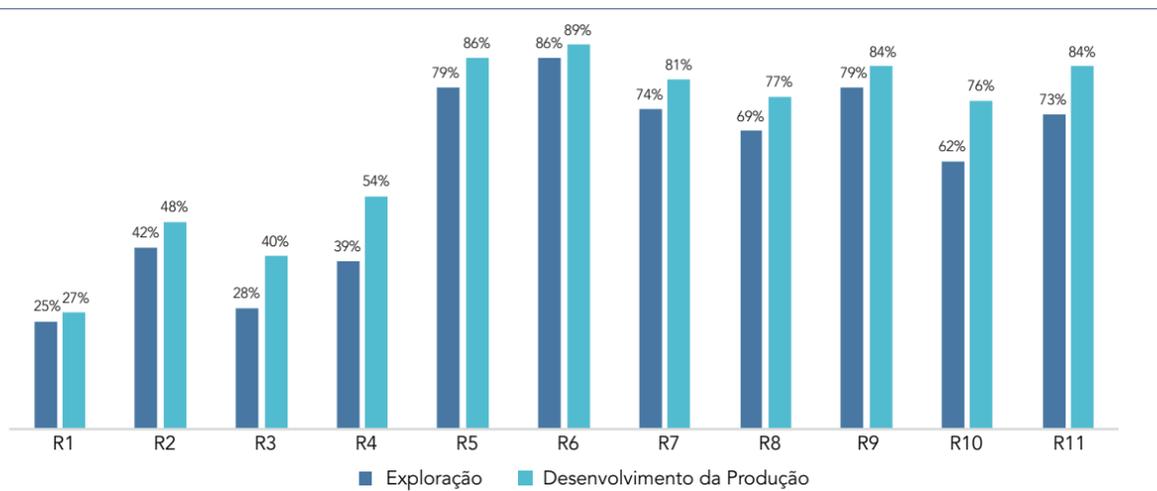


Obs.: Conteúdo local realizado e ofertado referente a blocos com multa superior a R\$ 1 milhão, representando R\$ 350 milhões de multa de um total de R\$ 359 milhões. Para a 5ª rodada, o conteúdo local global realizado foi, em média, superior ao valor ofertado. O valor das multas se refere a incumprimento no item de perfuração.

Fonte: ANP - <http://www.anp.gov.br/?pg=76768&m=&t1=&t2=&t3=&t4=&ar=&ps=&1440730450406> (Agosto/2015).



GRÁFICO 3[- Conteúdo Local Médio Ofertado



Fonte: ANP - www.brasil-rounds.gov.br (julho/2015).

Este aumento reflete o não funcionamento do modelo punitivo adotado. Vale lembrar que tais multas referem-se apenas à etapa de exploração - a expectativa das operadoras é que para a etapa de desenvolvimento da produção o valor futuro de multas seja bastante maior, dado o volume de investimentos previstos e o atual momento da indústria local de fornecedores. Com os elevados percentuais médios de conteúdo local ofertados para os blocos ao longo dos anos e rodadas, esse cenário tende a se tornar crítico.

Ainda que muitas empresas tenham feito lances de conteúdo local muito elevados e provavelmente pouco factíveis, tal comportamento dos agentes reflete a regra colocada para o leilão. O leilão de E&P ocorre sob grande incerteza por parte dos agentes em relação ao valor do objeto a ser leiloado, e o agente privilegia o ganho presente (vencer o leilão) mais do que o risco futuro (multa por não cumprimento de conteúdo local). Além disso, pelas regras do leilão, uma oferta

elevada de conteúdo local pode funcionar como um instrumento de compensação para uma oferta menor de Bônus de Assinatura. É como se a Operadora optasse por substituir o pagamento do Bônus de Assinatura, devido no momento da assinatura do contrato com a ANP, por um potencial risco de multa futuro, a ser pago após as fases de Exploração e/ou Desenvolvimento da Produção. **Ou seja, a regra desenhada para o leilão acaba por favorecer lances muito altos de conteúdo local.** Ao longo do tempo, as empresas incorporam este custo no plano de negócios e em suas futuras avaliações de áreas de E&P, o que acaba resultando em uma avaliação de maior risco.

Com a premissa de “o que pode ser feito no Brasil, será feito no Brasil”, o país perde a oportunidade de usar suas vantagens comparativas em benefício da sociedade e promover os setores que podem trazer mais desenvolvimento nacional, aproveitando o setor de petróleo como um dos condutores deste processo. **Priorizar**

todos os segmentos da cadeia fornecedora representa, de fato, uma ausência de priorização e de planejamento. Assim, enquanto há demanda nacional, principalmente oriunda das porcentagens obrigatórias acordadas nos lances dos leilões, o fornecimento está garantido. Porém, quando há arrefecimento do setor, seja por questões internas ou externas, os investimentos em exploração e produção caem, inviabilizando toda a cadeia fornecedora. Esse fato poderia ser mitigado caso a competitividade fosse estimulada, o que levaria a que a indústria nacional disputasse concorrências no mercado internacional, garantindo uma carteira de projetos de horizonte mais longo.

Desvirtuamento do papel das instituições, intervenção excessiva e lacuna na interlocução indústria-governo

Na estrutura das entidades governamentais ligadas ao setor de petróleo no Brasil, o MME é o agente planejador, que tem como balizador de suas políticas os estudos oriundos da Empresa de Pesquisas Energéticas (EPE), enquanto a ANP atua como entidade reguladora independente do setor. Mas a entidade protagonista acaba por ser a Petrobras. Devido à proporção de participação da Petrobras na produção total brasileira, o principal *driver* de crescimento passou a ser o volume de investimentos em E&P da companhia, o que criou dependência direta da produção nacional de petróleo ao apetite de crescimento de produção da estatal.

16 - Por exemplo, PL 4973/13 na Câmara.

O protagonismo da Petrobras, inclusive no planejamento, acabou por prejudicar o reconhecimento, por parte dos agentes, da EPE como formulador de estudos e planejador do setor. Ao longo dos anos, a liderança da maioria das discussões coube à petroleira, ocupando o espaço da EPE, cujo papel institucional é elaborar estudos e pesquisas destinadas a subsidiar o planejamento do setor energético - dentre eles, o setor de petróleo.

Com a Petrobras hoje voltada para a sua reorganização interna e discutindo seu reposicionamento no mercado brasileiro, criou-se uma lacuna no encaminhamento do setor de petróleo no Brasil. Esse desarranjo entre os papéis das instituições acabou por reduzir o caráter técnico das decisões ligadas ao setor, facilitando a apropriação política das discussões e permitindo que outros órgãos públicos buscassem uma participação mais ativa.

A título de exemplo, existem hoje dois projetos de lei na Câmara e um no Senado, que discutem possíveis reformulações na Lei da Partilha¹⁶. Independentemente de juízo de valor sobre a revisão da regra de operador único, ou da participação mínima obrigatória da Petrobras, este debate deveria ser norteado e conduzido pelos agentes planejadores (EPE e MME), com foco nos aspectos técnicos da questão. Após discussão e concatenação das prioridades para o setor, a matéria poderia ser abordada no âmbito do Legislativo, com a discussão técnica já consolidada como balizador da discussão política.

Tabela 3 - [Projetos de Lei

| Casa Legislativa | Projeto de Lei nº | Autor | Ementa | Resultado Proposto |
|------------------|-------------------|--------------------------------|---|---|
| Câmara | 600/15 | Jutahy Junior PSDB/BA | Altera e revoga dispositivos da Lei nº 12.351, de 22 de dezembro de 2010, que "Dispõe sobre a exploração e produção de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos, sob o regime de partilha de produção, em áreas do pré-sal e em áreas estratégicas, e dá outras providências. | Tirar da Petrobras o monopólio da operação dos campos, e desobrigar a estatal de participar do investimento de 30% na exploração. |
| Senado | 417/14 | Aloysio Nunes Ferreira PSDB/SP | Altera a Lei nº 12.351, de 22 de dezembro de 2010, que dispõe sobre a exploração e a produção de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos, sob o regime de partilha de produção, em áreas do pré-sal e em áreas estratégicas; cria o Fundo Social - FS e dispõe sobre sua estrutura e fontes de recursos; e altera a Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, que dispõe sobre a política energética nacional, as atividades relativas ao monopólio do petróleo, institui o Conselho Nacional de Política Energética e a Agência Nacional do Petróleo e dá outras providências, para extinguir o regime de partilha de produção. | Extinção do regime de partilha do Pré-Sal, dando lugar ao modelo de concessões. |
| | 131/15 | José Serra PSDB/SP | Altera a Lei nº 12.351, de 22 de dezembro de 2010, que estabelece a participação mínima da Petrobras no consórcio de exploração do pré-sal e a obrigatoriedade de que ela seja responsável pela "condução e execução, direta ou indireta, de todas as atividades de exploração, avaliação, desenvolvimento, produção e desativação das instalações de exploração e produção" | Revogar a participação mínima da Petrobras na exploração do petróleo localizado em reservas do pré-sal. |

Fonte: Elaboração Própria a partir de dados da Câmara dos Deputados e do Senado Federal.

Da mesma forma, o aumento da influência da ANP sobre o desenvolvimento do setor também foi sinalizado com a nova regulação sobre aplicação de recursos para Pesquisa e Desenvolvimento (P&D). Recentemente, a agência lançou a proposta para composição do Comitê Técnico-Científico (COMTEC)¹⁷ para projetos de P&D, onde haverá apenas um representante de empresas fornecedoras e um representante de instituições de pesquisa dentre os oito membros que compõem o comitê. Além do desequilíbrio de representatividade, esta proposta não leva em consideração a sensibilidade das empresas petrolíferas quanto à necessidade de pesquisa e desenvolvimento, pautando a agenda tecnológica do país com base na visão de uma entidade cujo papel deveria ser o de regular e fiscalizar o setor.

Conforme a consulta pública da ANP¹⁸ sobre a nova proposta de regras de aplicação de recursos de P&D, o Instituto Brasileiro de Petróleo, Gás e Biocombustíveis (IBP) argumenta que as demandas por novas tecnologias, produtos e processos e os gargalos tecnológicos estão em processo quase que contínuo de monitoramento, em um nível que nem mesmo as instituições de P&D nacionais apresentam condições de realizar. Da forma como está sendo proposta a atuação do Comitê, existe o risco de serem indicados projetos que não atendem às necessidades da indústria ou que não gerem ganhos de inovação para o Brasil. Deve-se observar, ainda, que a decisão pelo desenvolvimento tecnológi-

co do projeto deve ser baseada na competência técnica, em questões estratégicas, de mercado, ou mesmo no estabelecimento de capacitação - e não na mera distribuição de recursos pelo país sob a ótica de desenvolvimento social.

Esse papel assumido pela ANP, não considerando diversas das contribuições e posicionamentos da indústria, deixa evidente outra fragilidade do setor: a interlocução indústria-governo, crítica em momentos de dificuldade, não tem funcionado. **Na visão dos agentes privados, falta um canal de comunicação mais efetivo, para que as decisões estratégicas do setor não sejam tomadas de forma unilateral, atendendo apenas a uma agenda política, e ignorando a importância de quem tem o papel de efetivamente transformar diretrizes e programas de governo em produtos e serviços que trarão riqueza para o país.**

O exemplo mais recente deste posicionamento foi a publicação do edital da 13ª rodada de licitações da ANP, que ocorreu em outubro deste ano, onde foram ignoradas diversas sugestões feitas pelo IBP, representando diversas operadoras, em consulta pública.

Em suma, há ausência de um planejamento central e de longo prazo que sinalize para o mercado um direcionamento claro de quais são os objetivos no Brasil para o setor de petróleo. Sem dúvida, **o papel institucional de liderança nas discussões deveria ser ocupado pela EPE, tendo o MME como formulador**

¹⁷ - Resolução ANP nº 33/2005 e Regulamento Técnico ANP nº 05/2005.

¹⁸ - Nº 10/2014.

das políticas estratégicas, planos e metas e interlocutor dos agentes do setor. A ANP deveria focar na sua função institucional de agência reguladora, e a Petrobras, que sempre terá papel preponderante na execução das diretrizes definidas em nível de governo, deveria atuar como agente produtor, e não ser responsável por determinar os rumos do setor de petróleo e gás no Brasil.

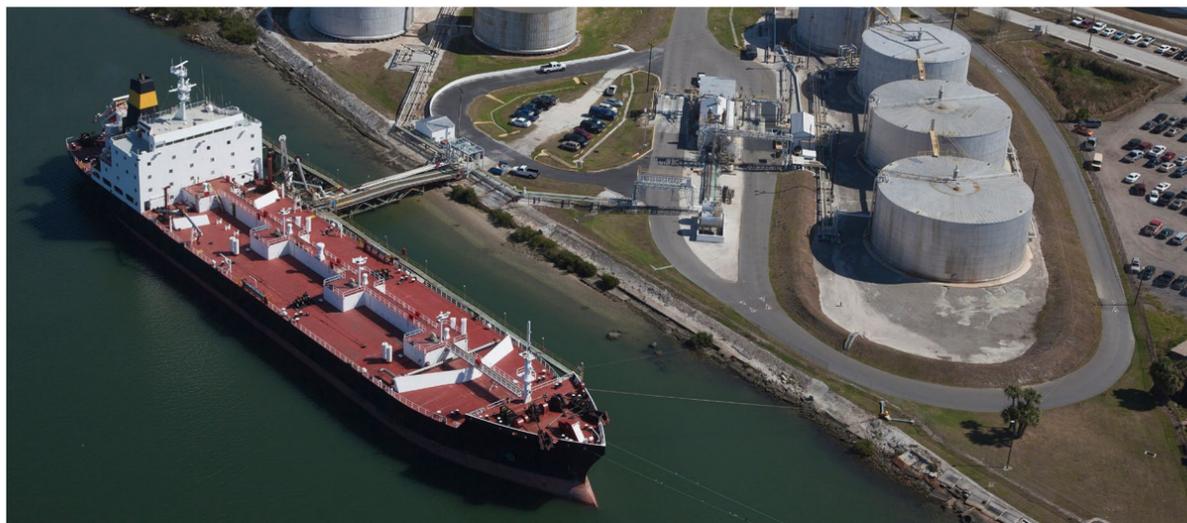
Os desafios regulatórios para expansão do setor

A falta de protagonismo na liderança da agenda de mudanças para o setor também traz desafios regulatórios. O papel da Petrobras e o limitado reconhecimento da contribuição das empresas privadas na produção nacional e em futuros investimentos dão margem ao desen-

volvimento de um arcabouço regulatório que rege o setor de forma desequilibrada.

MODELO DE PARTILHA, PAPEL DA PPSA E O OPERADOR ÚNICO

O regime de concessão, instituído pela lei do petróleo de 1997, é utilizado em todo o território nacional¹⁹. Por ele, o concessionário tem a propriedade do petróleo e do gás natural extraído ao longo da vigência do contrato. Para operar em águas profundas, por exemplo, é atribuído o direito de operação às operadoras com categoria "A"²⁰, sendo que uma das empresas do consórcio vencedor no leilão atua como operador. Neste regime, as decisões sobre investimento assim como a curva de produção são determinadas pelo operador/consórcio.



¹⁹ - Exceto as áreas determinadas pela lei 12.351/10 (área do Pré-Sal e áreas estratégicas).

²⁰ - Para efeito de classificação como operadora "A", "B" ou "C", são atribuídos pontos conforme os critérios detalhados em Edital, como o volume de produção operada, a experiência em atividades de exploração e produção em terra e mar, a experiência internacional da empresa e o histórico de respeito e cuidado com o meio-ambiente nas operações.

Com o novo marco regulatório de 2010, as áreas do Pré-Sal e outras áreas consideradas estratégicas ficaram sob o regime de partilha²¹, onde a propriedade do petróleo e do gás natural extraído é da União. Pelo próprio nome, este regime tem como principal critério de negociação a proporção na partilha do excedente em óleo que vai para a União. Nele, a empresa estatal Pré-Sal Petróleo S.A. (PPSA), assume papel fiscalizador, além da ANP, e também influencia as decisões de investimento, por obrigatoriamente participar de todos os consórcios vencedores com poder de veto. A Petrobras passa a atuar como operadora única, com o mínimo de 30% de participação em todos os consórcios vencedores.

A mudança no marco regulatório e a introdução do regime de partilha foram fundamentadas pela intenção de reequilibrar a distribuição de retorno entre empresas operadoras e a União, dado o elevado potencial econômico das descobertas no Pré-sal. De fato, o enorme volume de reservas de petróleo mais leve, combinado ao baixo risco geológico, representavam uma expectativa de rentabilidade significativamente maior para as áreas do Pré-sal em relação às áreas convencionais.

As empresas operadoras entrevistadas, de forma geral, não rebatem a lógica de redistribuição dos retornos em função do elevado potencial das áreas do Pré-sal. No entanto, argumenta-se que o modelo de concessão poderia ter sido ajustado para viabilizar o alcance deste objetivo, sem aumentar o controle e influência do governo, e evitando as complexidades de governança introduzidas pelo modelo de partilha brasileiro.

Além de conduzir o setor na direção de um maior envolvimento e controle pela União, o nosso modelo de partilha também **umenta a complexidade de gestão, fiscalização e apuração de resultados, em comparação com o modelo de concessão.**

A primeira característica peculiar do modelo brasileiro de partilha é a criação de uma entidade como a PPSA. O papel da PPSA no processo de fiscalização é árduo, em função dos desafios operacionais que se preveem. Além disso, todo o plano de exploração e desenvolvimento, além da contabilidade²² dos projetos contratados, deverá passar pela PPSA, que indicará o presidente do consórcio e terá 50% do seu comitê operacional.

Caberão, portanto, à PPSA, atribuições técnico-financeiras nevrálgicas para a eficiência de

²¹ - No regime de partilha a União é a dona do petróleo extraído. Parte da produção é destinada a compensar seu custo (o óleo custo), e do restante, chamado de excedente (óleo lucro), parte é apropriada pela União e o remanescente fica para o produtor, caracterizando uma partilha do óleo lucro. Além de sua parcela no excedente em óleo, as receitas do Governo são através dos royalties oriundos da produção, da taxa de ocupação da área e do bônus de assinatura.

²² - Segundo Neto (2013), os custos observados pela PPSA são provenientes de auditorias contábeis, muitas vezes não refletindo recursos compartilhados, provisões relacionadas a outras atividades, e incapazes de refletir, por exemplo, subsídios cruzados ou ganhos de produtividade. As informações observadas ex-post, sejam elas de caráter técnico ou financeiro, também são incompletas devido a sua extremada complexidade, muitas vezes não reveladas por questões de confidencialidade ou devido à sua difícil interpretação.

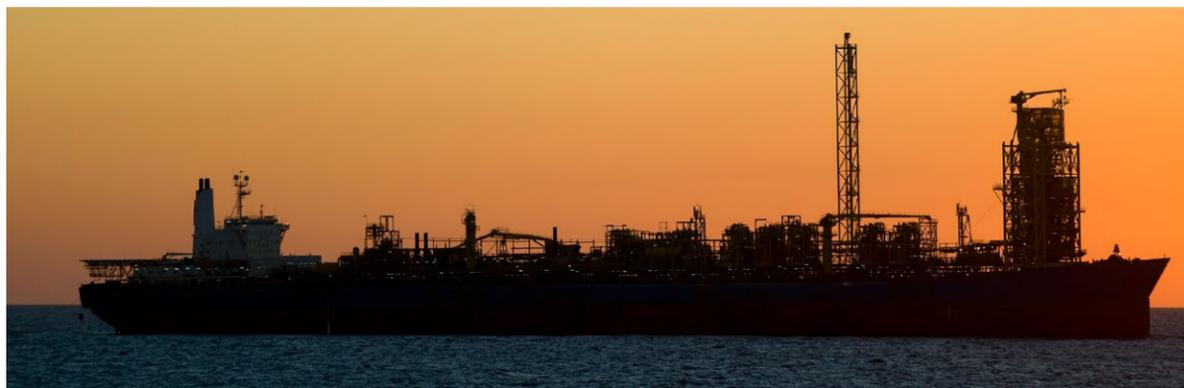
todo o processo de exploração e produção do Pré-Sal. **Este arcabouço regulatório, além de trazer um menor grau de liberdade para as empresas participantes do consórcio, onera todo o processo, devido ao custeio da PPSA e ao aumento da burocracia.** Fato ainda mais grave é o aumento de incerteza para os agentes, uma vez que toda decisão estratégica deverá passar pelo crivo do governo²³, impactando no risco e no retorno do investimento.

Questão ainda mais delicada, e também oriunda do novo marco regulatório brasileiro, o modelo de Operador Único representa hoje um importante complicador. Por ele, a Petrobras é obrigada a ter, pelo menos, 30% de participação no consórcio vencedor, caracterizando um “monopólio operacional” da companhia no Pré-Sal. Ter a Petrobras como operadora única implica em vários efeitos negativos para a dinâmica de E&P no Brasil.

Embora a Petrobras seja uma empresa grande, dotada de tecnologia e corpo técnico capazes de produzir elevadas quantidades de petróleo no Pré-Sal, o ritmo de exploração e desenvol-

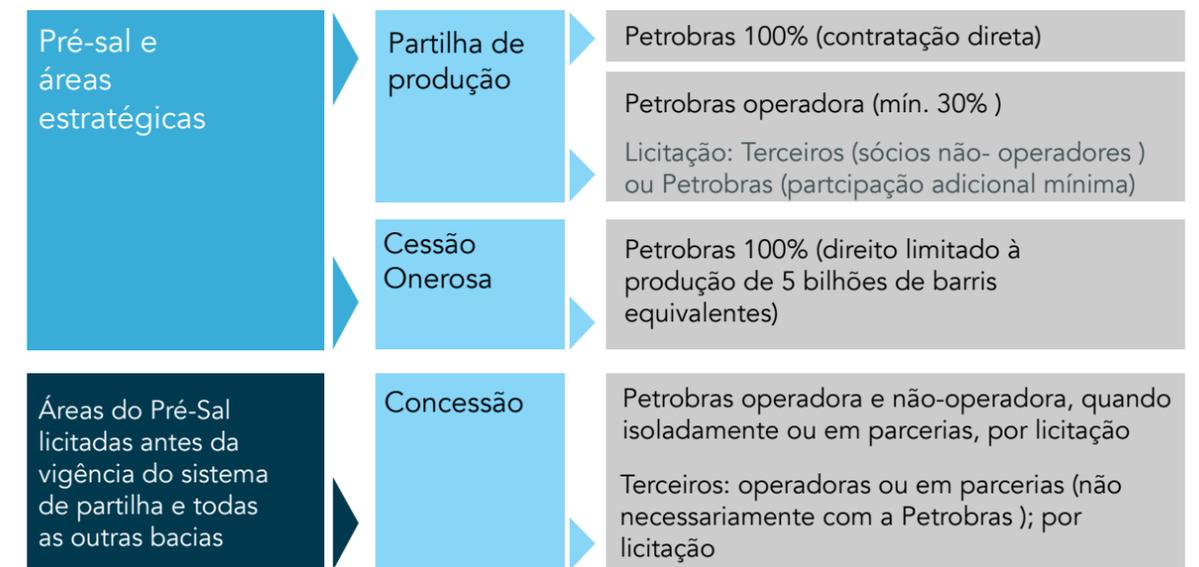
vimento da região não deveria estar atrelado à capacidade financeira da estatal, pois acaba representando um grande limitador de produção para o setor. Outro ponto controverso em ter a Petrobras como operadora única dá-se pelo fato dela não poder definir as regiões onde deseja operar, o que, inevitavelmente, implicará em desenvolvimento de projetos que podem ser menos atrativos do ponto de vista de otimização do seu portfólio.

Devido à sua *expertise* em E&P em águas profundas no Brasil, a empresa teria condições de continuar arrematando a maioria dos blocos, independentemente do modelo regulatório. No modelo de partilha, além dos seus blocos de interesse, a empresa será obrigada a participar com pelo menos 30% em projetos que ficaram fora dos seus planos de desenvolvimento devido suas baixas valorações. Os danos à Petrobras podem ser ainda maiores, uma vez que haverá uma tendência de maior passividade no perfil de investimento por parte das outras empresas participantes do consórcio, por não poderem exercer o papel de operadoras.



²³ - Por exemplo, limitação do volume produzido.

FIGURA 1 - Áreas de Atuação em E&P da Petrobras.



Fonte: Website Petrobras ²⁴ (Layout adaptado a partir da figura no <http://www.petrobras.com.br/pt/nossas-atividades/areas-de-atuacao/exploracao-e-producao-de-petroleo-e-gas/marco-regulatorio/>).

Por último, este tipo de modelo agrava o problema de monopólio enfrentado pelas empresas do setor para-petroleiro nacional.

Aproximadamente 92% da produção de petróleo no Brasil são de origem da Petrobras. Naturalmente, a maior proporção na demanda por bens e serviços que atendam às necessidades operacionais e de investimento do setor vem dessa empresa. Com a exigência do operador único, há ainda maior dependência dos fornecedores de equipamentos nas demandas da companhia, o que, em um ambiente de restrição de investimentos, acaba se revelando como uma medida anticíclica para o desenvolvimento da indústria para-petroleira nacional.

A responsabilidade atribuída a Petrobras para o Pré-Sal vai além de seus contratos diretos, ou indiretos - através do modelo de operador único - no modelo de partilha. A União também cedeu, em 2010, por meio de contratação direta, o direito de a companhia explorar até cinco bilhões de barris de petróleo e gás natural. Chamada de cessão onerosa, este contrato serviu como forma de a companhia se capitalizar, sem necessidade de aporte de capital pelo governo, ao trocar o montante de barris de reservas potenciais pelo equivalente a 2,4 milhões de ações ordinárias da empresa. A negociação visava fazer frente às necessidades futuras de caixa da companhia para investimentos em E&P

²⁴ - Acessado em 29/07/2015.

no Pré-Sal, ao mesmo tempo fazendo com que o governo não perdesse sua posição majoritária na composição social da empresa.

Todo este processo, ao transferir para a Petrobras a responsabilidade pela condução da agenda nacional de petróleo, pode ser entendido como a tradução da falta de uma política maior que defina metas e medidas para crescimento de produção. A escolha por altas proporções de conteúdo local, combinada ao regime de partilha, cria outro *trade-off* para o país. Na intenção de promover a indústria nacional, o governo pode estar onerando os custos de E&P para as operadoras. Segundo a opinião dos entrevistados²⁵, os produtos nacionais são, em média, mais caros que os internacionais e sua qualidade inferior, fruto da falta de estímulo para que os fornecedores se tornem competitivos internacionalmente. Adicione-se a isso, a questão de prazo de entregas dos fornecedores nacionais, que também costumam ser mais dilatados.

Esses fatores representam custos maiores, que, por sua vez, diminuem o óleo lucro para o setor. Menor óleo lucro significa menos receita para o governo federal. O *trade-off* está justamente neste ponto: incentivar a indústria nacional e reduzir o óleo lucro, reduzindo também o poder de discricionariedade do governo no estímulo a outros setores da economia, ou vice-versa.

²⁵ - É importante ressaltar que há um esforço de vários analistas do setor de Petróleo, através de estudos específicos, em quantificar o diferencial de competitividade de preço, prazo e qualidade dos produtos nacionais em relação aos importados, mas não há um valor único que traduza esta relação.

Este também é o desafio enfrentado pela PPSA. Ao representar os interesses do governo, ela precisa zelar por custos baixos, de forma a proporcionar mais óleo lucro pra União, ao mesmo tempo em que precisa cumprir as exigências da política de conteúdo local. Como equacionar as duas variáveis? O que pesará mais alto no momento de tomada de decisão?

Fica claro no atual modelo regulatório o condicionamento do futuro da indústria de E&P de petróleo à capacidade operacional e de investimentos da Petrobras, consequência da dependência direta criada pelo arcabouço regulatório do Pré-Sal.

Apesar da premissa de maior apropriação das riquezas naturais pelo país no modelo de partilha, o governo acaba criando desincentivos à exploração do Pré-Sal por empresas privadas, o que no fundo é um *trade-off* para o país. Estas amarras podem, a priori, até garantir maior parcela do país nos lucros do Pré-Sal, mas ao criar tantos obstáculos, o desencorajamento do setor privado pode impactar em menor produção. O modelo ainda não foi testado e representa uma grande interrogação para o sucesso de exploração e produção das reservas de Pré-Sal no Brasil.

RITMO DE RODADAS. REGULAMENTAÇÃO PARA UNITIZAÇÃO E DESAFIOS AMBIENTAIS

Ao mesmo tempo em que metas de autossuficiência e liderança foram apresentadas para o país, não houve regularidade na oferta de blocos para licitação. Não houve rodada entre 2008 e 2013 e, nesse intervalo de cinco anos, houve apenas a Cessão Onerosa, uma “rodada” exclusiva para a Petrobras. O jejum para o setor privado e a exclusividade da Petrobras na Cessão Onerosa evidenciam a intenção do governo em manter o ritmo de produção nacional restrito ao fôlego da estatal.

Este fato é antagônico à intenção de promoção da indústria fornecedora local. **Para que as empresas consigam constituir um parque produtor perene, são necessárias rodadas constantes, para que o fluxo de contratos garanta a sustentabilidade da indústria.** O que ocorre na prática é que a falta de previsibilidade percebida

pelos fornecedores faz com que a mobilização e desmobilização de suas equipes sejam pontuais para atender determinado contrato que venham a vencer. No caso da indústria naval, por exemplo, esse ponto acaba sendo uma barreira para que o Brasil consiga percorrer uma curva de aprendizado de forma efetiva e se torne cada vez mais produtivo em suas entregas. Mais uma vez se reforça a importância do estímulo à competitividade internacional.

O volume de investimentos da Petrobras nos últimos anos permitiu que a demanda nacional por bens e serviços crescesse, mantendo a indústria para-petroleira ativa, o que ocultou as consequências de um período dilatado sem rodadas. Porém, com as restrições atuais de investimentos da Petrobras, no caso de uma possível retomada do preço da *commodity* estaremos, em uma posição aquém do potencial de produção planejado anos atrás.

Apesar do crescimento do setor nos últimos



anos, é importante ressaltar que em uma indústria cujos investimentos pré-operacionais são elevados e demorados, os efeitos na capacidade produtiva serão sentidos nos anos seguintes. Este fato pode impactar as metas de autossuficiência em petróleo e, como já dito, no desenvolvimento da indústria nacional de fornecedores.

Da mesma forma, o governo deixa de arrecadar volumosas quantias com os resultados dos leilões e com participações na produção futura. Ao sinalizarmos que não temos planejamento de longo prazo para leilões de blocos exploratórios, adicionamos mais um fator de incerteza para o ambiente de E&P no Brasil, diminuindo sua competitividade internacional, e questionando nosso potencial como polo de petróleo mundial.

A ausência de rodadas de licitação levou o Brasil a perder uma grande oportunidade em consolidar ainda mais a sua indústria petrolífera. De 2008 a 2013 a estrutura da indústria mundial de petróleo mudou drasticamente, com a emergência de produção de óleo não convencional nos EUA. Nesse novo cenário, com a recente queda do preço do petróleo, a atratividade de projetos em águas profundas e ultras profundas - como o Pré-Sal, foram relativizadas. Perdemos, portanto, uma janela de oportunidade para atrair ainda mais investimentos privados para o setor quando o preço da commodity estava alto e havia forte interesse das produtoras sobre o Pré-Sal.

Do lado da demanda, a redução de desperdícios e o uso mais eficiente da energia, juntamente com as discussões sobre mudanças



climáticas, levantam questionamentos sobre a utilização do petróleo como insumo energético no futuro. Apesar das opiniões divergentes, é importante considerar os possíveis impactos de tais questões na demanda por óleo no médio e longo prazo. Nos cenários de especialistas²⁶, o gás vem sendo apontado como o combustível de transição em um mundo que busca uma matriz energética mais limpa. Assim, o petróleo sofrerá cada vez mais concorrência por insumos energéticos mais limpos, o que pode impactar na atratividade de nossas elevadas reservas do Pré-Sal, além de implicar em mais uma perda de janela de oportunidade única.

No cenário interno, os desafios ambientais hoje enfrentados pelas operadoras também representam um importante entrave para o setor. Mais uma vez, há sinais contraditórios emitidos pelo governo. Os estudos de impacto e as licenças necessárias ao início das etapas de exploração, desenvolvimento e produção deveriam ser articulados pelo MME e MMA, e estarem contemplados no momento da oferta dos blocos, de forma a minimizar a incerteza para as operadoras com relação à autorização para início das atividades exploratórias.

O que vem acontecendo atualmente é o atra-

so do andamento dos projetos, com o atraso da emissão de licenças ambientais. A título de exemplo, até janeiro de 2015, 45 dos 172 blocos arrematados no leilão da 11ª rodada ainda não tinham obtido licenciamento para a etapa de exploração, que é a primeira etapa de todo o projeto de E&P de um bloco. Uma licença ambiental para sísmica leva, em média, seis meses para ser obtida, e a falta de conhecimento do IBAMA sobre a Margem Equatorial, que contempla várias áreas de conservação, implicou na exigência de estudos prévios, que duram até dois anos. A consequência direta é o impacto na curva de produção nacional, comprometendo as metas de crescimento e o abastecimento interno no futuro.

Além do impacto direto nos projetos da 11ª rodada, este ambiente de incerteza influencia as tomadas de decisão por parte das operadoras para as rodadas futuras. Para o caso da 13ª rodada, por exemplo, houve²⁷ uma indicação dos órgãos ambientais sinalizando para que os blocos propostos não fossem ofertados em uma única rodada, devido à grande extensão e à falta de avaliação prévia estruturada. Há, portanto, uma sinalização de rigor no processo de avaliação de licenciamento ambiental, e cabe ao MME e ao MMA uma

²⁶ - FMI, abril de 2015.

²⁷ - O parecer técnico GTPEG nº 01/2015 (Grupo de Trabalho – Portaria MMA No 218/2012) conclui que a área proposta a ser ofertada na 13ª rodada é de grande extensão e, “na ausência de uma avaliação prévia estruturada de caráter estratégico que permita uma melhor avaliação dos efeitos cumulativos, recomenda-se uma abordagem conservadora por parte da área energética de forma que os blocos ora propostos não sejam ofertados em sua totalidade em uma única rodada de licitações, com particular atenção aos blocos localizados em áreas ambientalmente mais sensíveis”.

articulação política pré-leilão, de forma a mitigar possíveis impasses futuros para concessão de licenças ambientais das próximas rodadas.

Após investimentos no bônus de assinatura, as operadoras, que deveriam estar aptas a começar a etapa de exploração dos campos arrematados, são obrigadas a postergar seus planos de exploração e desenvolvimento, mudando o retorno esperado sobre o valor do investimento realizado - valor este que balizou o lance feito na rodada de licitação e o próprio bônus de assinatura. O que efetivamente vem acontecendo é que nem mesmo os leilões são garantias de aumento de produção futura de petróleo, situação que reflete a falta de coordenação política entre os planejadores do setor energético, e do setor ambiental.

Por último, outro fator no cenário brasileiro que merece atenção, em razão do potencial de incerteza jurídica são os processos de individualização da produção (unitização) já em andamento. Há ainda enorme incerteza sobre como se dará esse processo para as diversas combinações possíveis de regimes fiscais existentes no país – concessão, partilha, cessão onerosa e áreas não licitadas. Dada a complexidade inerente a qualquer acordo de individualização de produção em qualquer circunstância, em função das incertezas envolvidas, a existência de mais de um regime fiscal no caso brasileiro acaba por tornar ainda mais incerto esse processo no país. A baixa atratividade demonstrada na 13ª rodada evidencia que, no Brasil, os entraves gerados pelas políticas implementadas pelo governo acentuam ainda mais os desafios conjunturais do setor.



Em busca da recuperação: os debates necessários e potenciais caminhos para a solução

O setor brasileiro de petróleo e gás parece carente de uma visão estratégica e de uma identidade forte, o que, em momento de conjuntura adversa como a que enfrentamos, pode potencializar as perdas para o setor e para o próprio país. Os diferentes pontos de vista capturados nas entrevistas evidenciam que, embora cada agente (governo, operadoras, indústria fornecedora) possua uma agenda própria, a integração de esforços por parte de todos os *stakeholders* é vital para o crescimento sustentável do setor.

Ao longo da última década, as diretrizes estruturais que regem o setor de petróleo foram desenhadas com base na premissa de que a Petrobras e seu plano de investimentos deveriam ser o propulsor do desenvolvimento da indústria para-petroleira no Brasil. A Petrobras, desta forma, não estaria trabalhando apenas com o objetivo de maximizar o valor para seus acionistas. Estaria também buscando, como representante do Governo no setor, viabilizar preços baixos de derivados de petróleo no mercado brasileiro (contribuindo para o estímulo à economia e o controle das metas de inflação), incentivar o desenvolvimento da indústria fornecedora de bens e serviços (com conteúdo local, mesmo que a preços e prazos mais dilatados) e assumir o papel de protagonista no desen-

volvimento dos projetos fundamentais ao crescimento da curva de produção de petróleo e de derivados no país.

No entanto, a combinação de um cenário conjuntural desfavorável no setor de petróleo, além da deterioração do cenário macroeconômico brasileiro e da fragilização dos resultados da Petrobras, tornou inviável à companhia a implantação de seu ambicioso plano de investimentos e levantou questionamentos quanto a sua capacidade financeira de permanecer exercendo o protagonismo outrora desejado. Com todas as limitações impostas por este novo cenário, e entendendo que ambição de crescimento do setor não deve ser reprimida e retardada por uma eventual incapacidade da Petrobras de investir, faz-se necessária a introdução de mudanças nas diretrizes estruturantes, de forma a reestabelecer o crescimento do setor.

Ainda que modestas, algumas respostas a este novo cenário de crise já vêm sendo discutidas e implementadas. No lado da Petrobras, se destacam os esforços para definição de um novo modelo de Governança e a nomeação de Conselheiros de posição mais independente, que favoreçam a tomada de decisões que busquem

geração de valor ao acionista. Em adição, a revisão do plano de crescimento e os esforços de desinvestimentos parecem confirmar que a empresa segue na direção de priorizar projetos com maior potencial de retorno, consciente dos desafios impostos pelo alto endividamento e consequente restrição de financiabilidade. Ainda existem dúvidas remanescentes no mercado no que se refere à independência da Petrobras, por exemplo, na determinação de preços de derivados de petróleo, apesar dos reajustes recentes anunciados nos preços de gasolina e diesel. Em outras frentes, seguem em análise projetos visando à eliminação da obrigatoriedade da Petrobras como “operador único do Pré-Sal” com 30% e discussões contínuas sobre o aperfeiçoamento da política de conteúdo local.

No entanto, a magnitude das mudanças estruturantes em discussão ainda parece tímida em comparação ao cenário atual de desafios da indústria, e **faz-se necessária uma melhor articulação das propostas de ajuste com viés técnico, evitando desta forma a apropriação meramente política de debates estratégicos ao país.** Adicionalmente, o cenário atual é de extrema urgência, tanto para a Petrobras, quanto para os fornecedores do setor, ao passo que as medidas em discussão são capazes de gerar impactos apenas no médio e longo prazo.

A cadeia fornecedora de bens e serviços já vem sofrendo com o cancelamento e postergação de projetos, com empresas passando por dificuldades financeiras e aumento do desem-

prego no setor. É fundamental neste cenário que sejam avaliadas alternativas com potencial imediato de geração de caixa para a Petrobras e que ao mesmo tempo gerem demanda para a base fornecedora. Dentre as opções disponíveis, destaca-se a necessidade de viabilizar o desinvestimento pela Petrobras de projetos não atrativos ou não priorizados pela Petrobras no atual PNG.

Por se caracterizar como um setor com longos ciclos de investimento, **a previsibilidade é fator imprescindível para o crescimento harmônico do setor de petróleo e gás.** Ainda que a 13ª Rodada seja uma sinalização de que o Governo deseja reestabelecer o ritmo de ofertas, as políticas que regem o setor brasileiro e as regras desfavoráveis definidas para o leilão, associadas à atual conjuntura, derrubaram sua atratividade. Um ritmo mais acelerado de rodadas (quantidade das ofertas), com blocos e regras atrativos (qualidade das ofertas) e maior participação de operadores internacionais, viabilizaria a construção de uma carteira mais robusta e perene de investimentos no setor, aumentando a perspectiva futura de geração de empregos no Brasil, garantindo demanda continuada por bens e serviços da indústria local.

Adicionalmente, se não houver uma mudança nas regras para exploração das áreas estratégicas, o desenvolvimento do Pré-sal continuará limitado à capacidade da Petrobras de investir. A visão resultante das entrevistas aponta que, em um cenário de limitação da capacidade de investimentos da Petrobras, **a obrigatorieda-**

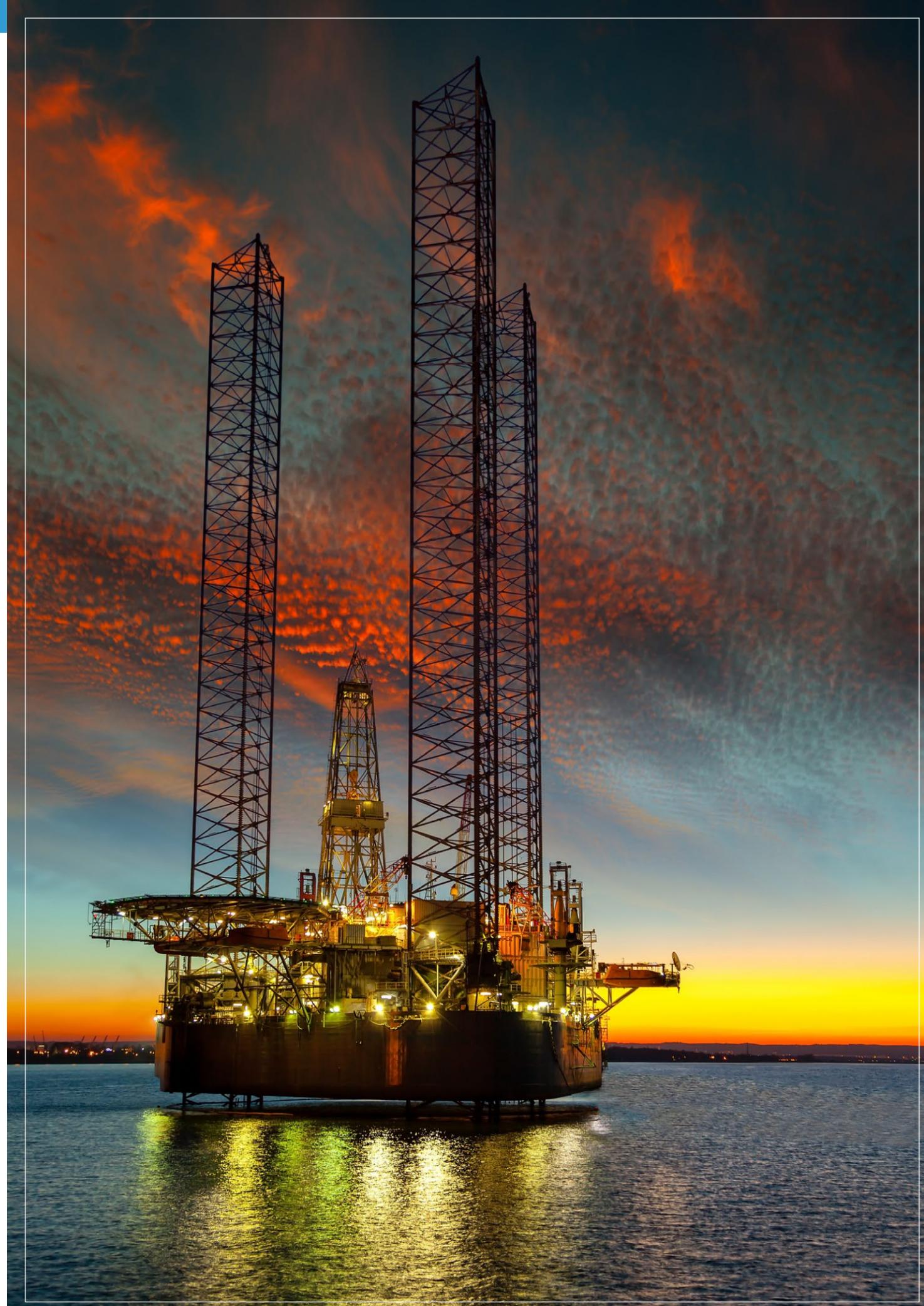
de de participar com 30% e de atuar como “operador único do Pré-sal” coloca em risco o crescimento da curva de produção e reduz abruptamente a velocidade esperada de desenvolvimento do setor de petróleo no Brasil.

É de suma importância neste momento que o papel do setor de petróleo e suas políticas sejam norteados por um projeto mais amplo, articulado de forma adequada entre os agentes políticos e de mercado, e comunicada com clareza para a sociedade. Neste contexto, é fundamental a articulação entre as esferas técnicas dos respectivos Ministérios, quais sejam MDIC, Planejamento, MME, MMA e outros, dentro de suas respectivas áreas de atuação. Destaca-se também a importância da EPE, com papel fundamental no direcionamento técnico das discussões, potencializando o papel de agente planejador exercido pelo MME.

Ainda no que se refere à forma de articulação de políticas, **é fundamental evitar o desvir-**

tuamento do papel das instituições, a intervenção excessiva e a limitada interlocução entre o Governo e a indústria. O desarranjo de papéis das instituições reduz a capacidade de articulação técnica e facilita a apropriação política de discussões fundamentais à solução de entraves no setor.

Dada a conjuntura atual, este é o momento para o Brasil dar sinais claros do rumo que pretende seguir no que tange à reformulação de um setor que já se encontra em situação de crise e que pode incorrer na perda de atratividade em comparação com outros polos produtores. O choque de realidade que a indústria vive deve servir para que ela se repositone e possa caminhar de forma mais firme e realista. **A FGV Energia e a Accenture** pretendem, com o lançamento deste caderno, contribuir para uma discussão construtiva nesse sentido, dando início a uma agenda de debates que possam resultar em propostas e iniciativas para os desafios observados.



LISTA DE SIGLAS

ANP - Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis

BA - Bônus de Assinatura

CL - Conteúdo Local

CNOOC - China National Offshore Oil Company

CNPC - China National Petroleum Corporation

CNPE - Conselho Nacional de Política Energética

COMTEC - Comitê de Tecnologia

EPE - Empresa de Pesquisa Energética

EUA - Estados Unidos da América

FGV - Fundação Getúlio Vargas

FMI - Fundo Monetário Internacional

GNL - Gás Natural Liquefeito

GTPEG - Grupo de Trabalho Interministerial de Atividades de Exploração e Produção de Óleo e Gás

IBAMA - Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis

IBGE - Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística

IBP - Instituto Brasileiro de Petróleo, Gás e Biocombustíveis

IOC - International Oil Company

MDIC - Ministério do Desenvolvimento, Indústria e Comércio Exterior

MMA - Ministério do Meio Ambiente

MME - Ministério de Minas e Energia

OPEP - Organização dos Países Exportadores de Petróleo

PBM - Plano Brasil Maior

PDP - Política de Desenvolvimento Produtivo

PEM - Programa Exploratório Mínimo

PITCE - Política Industrial, Tecnológica e de Comércio Exterior

PPSA - Pré-Sal Petróleo S.A.

PROMINP - Programa de Mobilização da Indústria Nacional de Petróleo e Gás Natural

REPEG - Regime Especial de Petróleo e Gás

REPETRO - Regime Aduaneiro Especial de Exportação e Importação de bens destinados à exploração e à produção de petróleo e gás natural

UERJ - Universidade do Estado do Rio de Janeiro

WTI - West Texas Intermediate

BIBLIOGRAFIA

BRASIL. AGÊNCIA NACIONAL DE PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. Brasil-Rounds – Licitações de Petróleo e Gás. Disponível em: <http://www.brasil-rounds.gov.br/>. Acesso em: 20 de julho de 2015.

BRASIL. INSTITUTO BRASILEIRO DE PETRÓLEO, GÁS E BIOCOMBUSTÍVEIS. Biblioteca e Dados do Setor. Disponível em: <http://www.ibp.org.br/dados-do-setor/>. Acesso em: 20 de julho de 2015.

BRASIL. MINISTÉRIO DO DESENVOLVIMENTO, INDÚSTRIA E COMÉRCIO EXTERIOR. Diretrizes de Política Industrial, Tecnológica e Comércio Exterior. Brasília, 2004.

BRASIL. MINISTÉRIO DO DESENVOLVIMENTO, INDÚSTRIA E COMÉRCIO EXTERIOR. Íntegra da Apresentação da Política de Desenvolvimento Produtivo. Disponível em: <http://www.desenvolvimento.gov.br/pdp/arquivos/destswf1224095287.ppt>. Acesso em: 17 de julho de 2015.

BRASIL. MINISTÉRIO DO DESENVOLVIMENTO, INDÚSTRIA E COMÉRCIO EXTERIOR. Plano Brasil Maior: Inovar para Competir, Competir para Crescer. Balanço Executivo 2011/2014. Disponível em: <http://www.brasilmaior.mdic.gov.br/images/data/201411/f97a-72083144d28b26013b7261e7e06b.pdf>. Acesso em 10, de julho de 2015.

BRASIL. MINISTÉRIO DO DESENVOLVIMENTO, INDÚSTRIA E COMÉRCIO EXTERIOR. Plano Brasil Maior: Inovar para Competir, Competir para Crescer. Plano 2011/2014. Plano de Inovação do Brasil. Disponível em http://www.brasilmaior.mdic.gov.br/wp-content/uploads/cartilha_brasilmaior.pdf. Acesso em: 14 de julho de 2015.

BRASIL. PETRÓLEO BRASILEIRO S.A.. RELACIONAMENTO COM INVESTIMENTOS. Disponível em: <http://www.investidorpetrobras.com.br/>. Acesso em: 20 de julho de 2015.

BRASIL. PORTARIA Nº 422, DE 26 DE OUTUBRO DE 2011, IBAMA.

BRASIL. PROGRAMA DE MOBILIZAÇÃO DA INDÚSTRIA NACIONAL DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL. http://www.prominp.com.br/prominp/pt_br/pagina-inicial.htm. Acesso em: 10 de julho de 2015.

FERREIRA NETO, A. P. Uma análise econômica das mudanças regulatórias no setor de petróleo no Brasil. Dissertação (mestrado) - Fundação Getúlio Vargas, Escola de Pós-Graduação em Economia, 2013.

FMI. WORLD ECONOMIC OUTLOOK: UNEVEN GROWTH, SHORT- AND LONG-TERM FACTORS. World Economic and Financial Surveys. Washington D.C., EUA. Abril de 2015.

IPEA e PETROBRAS. Poder de Compra da PETROBRAS: Impactos Econômicos nos seus Fornecedores. Volume 2. Brasília, 2011.

MATTOS, C. ANÁLISE DO PLANO BRASIL MAIOR. Nota Técnica Câmara dos Deputados, Brasília, maio de 2013.



www.fgv.br/energia
www.accenture.com