



RETOMADA DA EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO NO NORTE FLUMINENSE: “NOVAS” OPORTUNIDADES E DESAFIOS PARA A INCORPORAÇÃO DE EMPRESAS LOCAIS NA CADEIA PRODUTIVA DO SEGMENTO

Vitor Yoshihara Miano¹
Cássio Luís Pasin do Couto²
Guilherme Veloso Castello³

1. INTRODUÇÃO

A partir de 2014, alguns municípios do Norte Fluminense (NF), em especial, Macaé, passam por desaceleração nos seus ritmos de crescimento econômico. Contribuem para tal conjuntura o desaquecimento da economia nacional, o bloqueio de contratos da Petrobras e contratadas pela operação Lava Jato, as mudanças na legislação de distribuição de *royalties*, entre outros. Sem embargo, indubitavelmente o baque sofrido pela indústria do petróleo com a forte queda do valor do *Brent* é um dos principais vetores destas mudanças. A rentabilidade do segmento de Exploração e Produção (E&P), principal setor econômico da região, despencou e conseqüentemente o volume de investimentos também foi reduzido. No entanto, novos cenários se desenham para o NF.

Hoje existem fatos que conduzem a novos investimentos no segmento de E&P, assim como asseguram uma continuidade destes pelos próximos anos. As novas rodadas de licitação e leilões ocorridos em 2017 e 2018, o cronograma já estabelecido de futuras concessões, mudanças regulatórias, a retomada de investimentos da Petrobras e a abertura de novas frentes de negócio pelas exigências de descomissionamento dos poços, são fatores que induzem a novas inversões. Operacionalmente conduzem também às perspectivas de crescimento da produção de barris de quase 100% do alcançado no ano de 2017, segundo dados apresentados pelo Instituto Brasileiro de Petróleo, Gás e Biocombustíveis (IBP) (COSTA & FILGUEIRAS, 2018).

Apesar da grande queda do *Brent* em 2014 e seu valor mínimo no início de 2016, a produção física nacional não parou de crescer. Em 2017 foram produzidos 956.928 mil barris no Brasil e, novamente, o Rio de Janeiro (RJ) é um estado de destaque. Neste mesmo ano, o RJ contava com 83,5% das reservas nacionais provadas de petróleo e 60,6% das reservas de gás natural. Com relação à produção, correspondeu a 68,01% produção nacional de barris e 18,53% da produção de Líquido de Gás Natural (ANP, 2018a).

Um dos principais preços de referência do petróleo, o *Brent*, chegou a alcançar US\$ 28,55 em janeiro de 2016 e em março de 2019 já passou dos US\$ 64,00, chegando a picos de US\$ 84,00 em outubro de 2018. Essa retomada do valor da *commodity*, por si só, já seria um fator de estímulo a investimentos nas regiões diretamente relacionadas com E&P, tal como o NF. Objetivando estimular a economia e antecipar seu reaquecimento, o Governo Federal, o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) e a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) tomaram algumas medidas com o intuito de dinamizar o segmento em questão.

Novos leilões e rodadas de licitação foram realizados, já com a retirada de exclusividade de operação da Petrobras dos campos do pré-sal, atraindo novos *players* para o setor e aumentando sua internacionalização. Mudanças regulatórias proporcionam maior atratividade econômica aos poços maduros. Outras flexibilizam as Políticas de Conteúdo Local e facilitam a importação de equipamentos, dando maior liberdade aos operadores na escolha de seus fornecedores. A consolidação da regulação voltada para processos de descomissionamento abre novos campos de atuação dentro do segmento de E&P, o que traz novas empresas e demanda equipamentos e conhecimentos distintos dos já empregados.

Todas essas medidas possuem efeito na retomada da E&P no NF, mas, seus efeitos vão muito além e se relacionam também com as possibilidades de desenvolvimento tecnológico da indústria nacional e local, a necessidade de diversificação da economia e vários indicadores socioeconômicos. Neste capítulo, buscaremos analisar os fatos supracitados, não somente para a expansão da atividade petrolífera, mas também seus efeitos na integração das empresas brasileiras no segmento e a incorporação de capacidades tecnológicas pelas mesmas.

2. NOVAS CONCESSÕES

Quando neste trabalho nos referimos às perspectivas do segmento no NF como “novas” possibilidades, utilizamos aspas por entender que muitos aspectos se assemelham com os existentes quando das transformações da configuração produtiva da região a partir da década de 90, em especial, no município de Macaé, retirando um pouco o caráter de novidade destas. Um dos elementos comuns são as flexibilizações nos marcos legais que regulamentam a exploração de petróleo no país. Em 1997 foi instituído um novo quadro regulatório para o setor, flexibilizando o monopólio da Petrobras e instituindo a ANP como órgão regulador das atividades que integram as indústrias de petróleo e gás natural e de biocombustíveis no Brasil. Essa abertura atraiu empresas e investimentos externos, induzindo a um rápido processo de expansão da cadeia (FAURÉ, 2003).

O processo de abertura se intensificou e mudanças regulatórias mais recentes retiraram a exclusividade da Petrobras em explorar os blocos do pré-sal, permitindo o acesso de empresas estrangeiras sob o regime de partilha de produção. Em 2017 e 2018 ocorreram quatro leilões de blocos do pré-sal (com 13 blocos concedidos) e duas rodadas de licitações (59 blocos concedidos) (PETERSOHN, 2018). Os novos leilões se beneficiaram da retomada do valor do *Brent*, o que tornaram estas reservas potencialmente mais valorosas. O alto grau de alavancagem da Petrobras dificulta a retomada de investimentos por parte da empresa, mesmo tendo a capacidade técnica de exploração desses poços. Essa flexibilização, então, sinaliza a atração de novos investimentos e a retomada do volume de produção da região. As previsões de produção adicional (no pico) com os resultados dos leilões de concessão (14ª e 15ª rodadas) e das partilhas (2ª a 5ª rodadas) são de expansão de quase 100% da produção diária atual, saindo de 2,6 milhões de barris por dia acrescidos da expectativa de produção de 2,5 milhões barris por dia (COSTA & FILGUEIRAS, 2018). Esse crescimento, por sua vez, aumenta o volume de participações governamentais, auxiliando positivamente nas finanças tanto estadual como dos municípios.

Com relação ao NF, das duas rodadas de licitações e quatro partilhas de produção realizadas em 2017 e 2018, 90% dos investimentos futuros em E&P serão realizados para as Bacias de Campos e de Santos. Dos

R\$4.566 milhões definidos nos Programas Exploratórios Mínimos (PEM), R\$ 2.145 milhões serão para a Bacia de Campos (47%) (COSTA & FILGUEIRAS, 2018). Esses programas contam com garantias financeiras apresentadas à ANP, no intuito de assegurar a execução dos mesmos. Ou seja, há significativa confiabilidade que, no mínimo, esses valores serão investidos para as atividades de exploração na região.

Ainda, as áreas da Bacia de Campos próximas ao Polígono do Pré-sal receberam os maiores bônus de assinatura nas décima quarta e décima quinta rodadas de licitação. Dos R\$ 3.842 milhões obtidos na rodada quatorze, R\$ 3.655 milhões correspondem à Bacia de Campos, enquanto na rodada quinze dos R\$ 8.015 milhões em bônus R\$ 7.513 milhões são desta Bacia (COSTA & FILGUEIRAS, 2018). Cabe ressaltar que os valores de bônus estão diretamente relacionados com o potencial de produção do bloco licitado. Assim sendo, o interesse e os valores apresentados esclarecem as previsões de retorno das empresas com relação aos poços licitados na Bacia de Campos. De maneira a manter o ritmo de investimentos, já está consolidado um calendário anual de leilões do pré-sal e rodadas de concessões até 2021 (PETERSOHN, 2018).

A retirada da obrigação da Petrobras como operadora dos campos na modalidade Partilha de Produção e os leilões do pré-sal - ambiente de exploração com vultosas reservas - acabou por atrair um número maior de *players* do segmento para a região. Com os novos leilões participam agora oito operadoras nas Bacias de Campos e Santos: *Exxon Mobil, Equinor, Karoon, Shell, Chevron, Repsol, BP e Wintershall*. Se, por um lado, essa diversificação de atores pode trazer benefícios para a cadeia de fornecedores ao amenizar a centralidade da Petrobras, por outro, essa maior internacionalização traz também desafios para a cadeia nacional e local de fornecimento.

O segmento de E&P possui um elevado grau de especialização tecnológica, tanto em bens como em serviços, é muito intensivo em capital e apresenta barreira de entrada, tais como a necessidade de certificações diversas. Toda essa complexidade se conjuga com os grandes montantes financeiros relacionados à produção, assim como aqueles relacionados à interrupção desta. Assim sendo, no intuito de assegurar o nível de produção e eficiência desejado neste mercado, há um estreito relacionamento entre fornecedores e contratantes, em especial, as operadoras. Projetos de engenharia, simulações e desenvolvimentos por vezes são compartilhados entre algumas dessas organizações, objetivando maior atendimento aos requisitos implícitos e explícitos dos escopos desejados. Quando o nível e especificidade de capacitação tecnológica das empresas nacionais ou locais não é suficiente para atender às expectativas dos contratantes, é plausível a possibilidade de que os fornecedores locais sejam preteridos pelos contratantes estrangeiros, que, por questões operacionais, preferencialmente optam por fornecedores internacionais os quais já possuem experiências anteriores.

Com relação ao NF, o fornecimento pela cadeia internacional foi intensificado quando da flexibilização da legislação do segmento de E&P a partir da década de 90. Alguns estudos relativos a esse período alertam que o problema se agravaria à medida que grupos estrangeiros aumentassem sua participação nos papéis centrais da cadeia (HASENCLEVER, CAVALIERI, TORRES & MENDES, 2016). O que parece ser justamente o caso com os novos leilões descritos nesta seção.

As oportunidades para a acumulação tecnológica das empresas nacionais e locais, que já tenderiam a ser mais acirradas devido à maior internacionalização, tornam-se ainda mais restritas considerando duas mudanças relevantes sobre o tema: a flexibilização da política de conteúdo local e a expansão do Regime Aduaneiro Especial de Exportação e Importação de Bens Destinados à Exploração e à Produção de Petróleo e Gás Natural (Repetro).

3. ALTERAÇÕES NA POLÍTICA DE CONTEÚDO LOCAL E NO REPETRO

Das regulamentações implementadas para E&P, a Política de Conteúdo Local possui uma estreita relação com o desenvolvimento tecnológico e a incorporação de empresas nacionais e locais na cadeia produtiva do segmento. Essa política estabelece uma exigência de que parte das compras de bens e serviços de uma empresa, ou, o conjunto dessas, seja realizada no mercado doméstico, sendo um dos critérios presentes nos processos licitatórios referentes às concessões de poços.

Uma série de aspectos imediatos pode ser positivamente influenciada. Essa exigência objetiva estimular o mercado interno, gerando desdobramentos positivos para o nível de emprego, arrecadação, receitas privadas, entre outros. O volume de importações é menor, comparativamente em um segmento sem este tipo de política, o que significa menores perdas cambiais. Com relação à acumulação de capacidades tecnológicas, abre uma possibilidade de desenvolvimento de setores intensivos em tecnologia, ao assegurar receitas e tempo aos fornecedores locais buscarem a incorporação de novas tecnologias e conhecimentos. Em outras palavras, as empresas nacionais e locais teriam mais brechas para se engajarem no processo de *catch-up*.

Cabe ressaltar que também há riscos na adoção e fortalecimento de políticas de conteúdo local. Essa barreira de mercado, ao protegê-lo da atuação de concorrentes estrangeiros, pode induzir a comportamentos rentistas e fornecer salvaguardas para que as empresas possam preterir seus esforços de acumulação de capacidades tecnológicas. Sem essa busca pelo alcance das fronteiras tecnológicas internacionais, um mercado protegido favorece o crescimento do *gap* tecnológico entre os produtores nacionais e a curva de acumulação tecnológica global, reduzindo assim a eficiência relativa da cadeia produtiva em questão.

Em contrapartida ao interesse público de fomentar a indústria doméstica, as empresas do segmento buscam tanto reduzir custos como incrementar a eficiência de seus processos. E, considerando conjuntamente as características de alta especificidade e tendência de manutenção de relações já estabelecidas, conforme exposto na seção anterior, as empresas queixam-se dos maiores preços praticados no mercado doméstico e da baixa qualidade do fornecimento (PIQUET, HASENCLEVER & SHIMODA, 2016). Não basta, portanto, apenas proteger o mercado, é necessário um conjunto de medidas para induzir o processo de acumulação tecnológica, assim como o efetivo engajamento do capital privado em assumir a empreitada. A atuação estatal é necessária, não em concorrência com o mercado, mas simultaneamente com este (HASENCLEVER, *et. al.*, 2016).

E quais foram as mudanças recentes na Política de Conteúdo Local? Focaremos nas etapas produtivas (E&P) e no ambiente marítimo. Em 2013, na décima primeira rodada, os percentuais de conteúdo local foram em média 62% na etapa de exploração e 76% nas etapas posteriores. Já em 2017, primeiro ano da retomada das concessões, a décima quarta rodada estabeleceu para os poços localizados no mar um índice de 18% na fase de exploração, 25% na construção do poço, 40% no sistema de coleta e escoamento e 25% na unidade estacionária de produção (PINTO & VILAIN, 2017). Considerando as queixas mencionadas pelas operadoras e o salto de internacionalização no segmento, é prudente esperar um volume relativo de importações bastante superior já que os percentuais mínimos de aquisição doméstica reduziram drasticamente.

Mais um fator possui impacto direto nas possibilidades de inserção de empresas locais e nacionais na cadeia produtiva do segmento: a extensão do Repetro, tanto em prazo como em escopo. O Repetro é um regime que suspende temporariamente tributos relacionados à importação de insumos necessários para o segmento. A Política de Conteúdo Local institucionalizava o interesse de abastecimento pela indústria nacional, no entanto,

reconhecida a dificuldade de fornecimento pleno da variedade, quantidade e complexidade de equipamentos necessários para as operações de E&P. Já o Repetro foi instituído com o intuito de garantir a operacionalidade da produção quando não houvesse fornecimento nacional adequado desses bens. A análise da adequação de uso desse regime deve ser realizada individualmente, vide a grande especificidade dos ativos e sua consequente complexidade de interoperabilidade. Sem embargo, essa alternativa é de grande interesse para operadores como um todo, ao buscarem equipamentos já consolidados na indústria global e, em especial, para operadoras estrangeiras, com margem de liberdade para importação de equipamentos já utilizados em seus processos produtivos em outros países.

Recentemente o Repetro foi estendido até 2040 e algumas alterações foram instituídas no mesmo. Anteriormente, a única modalidade era de admissão temporária e a propriedade dos bens mantinha-se no exterior. Ao final do emprego do bem no processo produtivo, a empresa que importou o equipamento se compromete em reexportá-lo. Já o novo Repetro abriu a possibilidade de importações em caráter definitivo, que se distingue da modalidade anterior com relação à tributação. Antes a desoneração dos tributos era total, isentando tanto aqueles de origem federal quanto o ICMS. Já o modelo de importação de caráter definitivo desonera apenas os tributos federais. Para a habilitação ao regime um número maior de requisitos e documentação é exigido. Em contrapartida, e certamente mais interessante para os operadores, foi estabelecido um prazo de 30 dias para apreciação da Receita Federal. Anteriormente não havia esse prazo, o que deixava incerteza quanto ao andamento dos processos e no prazo de liberação.

Três efeitos do Repetro serão intensificados. Primeiro, que este regime gera rendas e emprego no exterior, já que facilita a importação de bens e serviços. Segundo, prejudica a competitividade nacional, já que não foram alterados os tributos para os produtores nacionais e locais tais quais o IPI, ICMS, PIS e Cofins. Terceiro, um aspecto macroeconômico relevante em tempos de ajuste fiscal do Estado chama a atenção. Esse regime aduaneiro especial foi o principal componente da renúncia fiscal aduaneira e da suspensão da exigibilidade de crédito tributário entre 2005 e 2015, representando 23% do total no período (PINTO & VILAIN, 2017). Pois bem, se o volume financeiro das isenções alcançaram esta participação relativa de destaque antes da possibilidade de importação definitiva, é de se esperar que as renúncias sejam ainda maiores com a flexibilização da Política de Conteúdo Local e a maior internacionalização.

De maneira evidente, a expansão do Repetro e a flexibilização das Políticas de Conteúdo Local, em conjunto com a maior internacionalização do segmento, indicam cenários mais desafiadores para a acumulação tecnológica das empresas locais e nacionais.

4. DOIS CAMINHOS PARA OS POÇOS MADUROS: REVITALIZAÇÃO OU DESCOMISSIONAMENTO

Uma das preocupações do NF com relação aos poços do pós-sal na Bacia de Campos era o grande número de poços maduros, aqueles com mais de 25 anos de exploração ou que já tenham ultrapassado 70% de volume acumulado produzido em relação às reservas provadas (ANP, 2018b). Operacionalmente, essa classificação indica, de maneira genérica, que esses poços já não são tão atrativos, seja pela produção declinante, seja pela necessidade de investimentos recorrentes para pequenos ganhos marginais de produção.

Em 2018, no intuito de assegurar maior rentabilidade e, por consequência, mais interesse nestes campos, a ANP publicou a resolução 749 que abriu a possibilidade de redução dos *royalties* para até 5% sobre a

produção incremental (aquela que efetivamente exceder os valores previstos nas curvas de referência do determinado campo em questão) de poços maduros. Comparativamente, os *royalties* "tradicionais" atingem até 10% da produção. Considerando os valores absolutos do setor de E&P, tendo em vista o volume de produção em barris por dia e o valor dos preços de referência, esses 5% podem representar uma margem muito interessante para as finanças dessas empresas, contribuindo para melhores margens operacionais entre outros indicadores.

O Conselho Nacional de Política Energética e a ANP vêm desenvolvendo uma série de medidas com foco nos poços maduros, motivados pelos possíveis retornos e pela baixa média do Fator de Recuperação (FR) no Brasil. Especificamente na Bacia de Campos, a média de FR é de 24%, enquanto a média global é de 35% e um *benchmark* é a Noruega, com FR de 50% somente para o óleo (ANP, 2018b). É certo que os ambientes de exploração influenciam neste fator - tais como profundidade, leveza do óleo, entre outros - mas os números indicam possibilidades factíveis de crescimento do FR nacional.

Essa concessão, que deve ser provocada a pedido da operadora, necessita de análise quanto ao benefício econômico a ser gerado aos entes federados. Algo deveras simples. Por exemplo, em termos econômicos, segundo estimativas da ANP (2018b) o aumento de 1% do FR no Brasil geraria, potencialmente, US\$ 18 bilhões em novos investimentos e US\$ 11 bilhões em *royalties*. Para a Bacia de Campos, este mesmo acréscimo relativo geraria US\$ 8 bilhões em investimentos e US\$ 5 bilhões em *royalties*. Outra perspectiva sobre essa variação de FR é com relação às reservas provadas: o aumento da recuperação dos poços equivale a 2,2 bilhões de barris de óleo nacionalmente e cerca de um bilhão de barris de óleo equivalente na Bacia de Campos.

Tendo em vista esse potencial, a Resolução CNPE no 17/2017 prevê o fomento às novas tecnologias de recuperação. A ANP já anunciou em seu Prêmio de Inovação 2018, uma nova categoria, a de melhor projeto de recuperação de campos. A referida resolução ainda cita o estímulo à cessão de direitos de campos maduros, os quais os operadores não estejam aplicando os recursos para maximizar os fatores de recuperação dos poços. Essas e outras medidas devem estimular a vinda de empresas com foco em aumento do FR, extensão de vida útil e redução de custos. Somam-se a esses esforços a prorrogação da fase de produção de poços nos quais suas concessões já estão próximas do fim.

A operação em campos maduros traz outro leque de operadoras, com escopos, conhecimentos, tecnologias e estrutura de custos significativamente distintos dos que operam nos campos "tradicionais". Essa "nova" área de exploração traz consigo novas possibilidades de integração à cadeia produtiva que, apesar de também intensivas em capital e tecnologia, distinguem-se das ofertadas pelas grandes operadoras.

Outra possibilidade abre-se aos poços maduros com as novas exigências de descomissionamento dos mesmos. A partir da décima quarta Rodada de Licitações, em 2017, a ANP passou a exigir garantias financeiras para o descomissionamento dos poços ao final de suas vidas úteis. Esses compromissos foram firmados quando da assinatura do contrato de concessão. O Brasil já possui bastante capacidade técnica no campo *offshore* e a observação de experiências internacionais de regulamentação da etapa de descomissionamento pode ser de grande valia para o desenho prospectivo dessas normas, de modo a assegurar a adequação dos processos quando de suas futuras ocorrências. Em especial, a ANP deve atuar tendo em vista o futuro.

A obrigatoriedade do descomissionamento abre um novo campo de negócio, pois mobiliza uma *expertise* distinta do empregado em E&P, embarcações, maquinário e vários outros recursos para sua efetiva realização (FIRJAN, 2018).

5. RETOMADA DE INVESTIMENTOS DA PETROBRAS NO SEGMENTO

A Petrobras, assim como outras *majors* da indústria do petróleo, teve seus resultados operacionais e financeiros severamente afetados pela inflexão do *Brent* em 2012. No entanto, o ritmo de produção não foi declinante e, em 2017, a Petrobras produziu 77,8% dos 956.928 milhões de barris produzidos no país e 76,6% dos 40,117 bilhões de metros cúbicos de gás natural (ANP, 2018a).

No novo plano de negócios 2019-2023 da empresa estão descritos um reposicionamento quanto ao grau de alavancagem da empresa, a cessão de poços maduros e outros desinvestimentos. Estas medidas auxiliam a viabilizar os investimentos previstos de US\$ 84,1 bilhões. Elencado como elemento da força motriz de geração de valor para a companhia, a E&P conta com o *Capex* de 68,8 bilhões de dólares deste montante. Outras áreas previstas no plano são: refino com US\$ 8,2 bilhões, US\$ 1,4 bilhões do corporativo (ambos classificados como Força Motriz, em conjunto com E&P), US\$ 5 bilhões em gás e energia, US\$ 0,3 petroquímica (Força para Evoluir) e US\$ 0,4 bilhões para energias eólica, solar e biocombustíveis (Movimento para o Futuro). Ao longo do plano está prevista a entrada de 13 novos sistemas de produção, com a expectativa de crescimento médio de produção de óleo e gás na média de 5% anuais (Petrobras, 2018).

O plano conta também com um programa de desinvestimento e alguns campos maduros da BC estão nesse programa, como os polos de Anchoa e Pampo. Segundo descrito no plano, o potencial de entrada de caixa no período é de US\$ 26,9 bilhões. Estes ingressos, em conjunto com a receita operacional prevista de US\$ 114,2 bilhões (após dividendos, impostos e contingências) permitirão os investimentos desejados ao mesmo tempo em que reduzem o grau de endividamento (Petrobras, 2018).

Este plano de negócios apontou uma valorização da Bacia de Campos, ao direcionar um *Capex* de US\$ 20,5 bilhões para a área, com objetivo de desenvolver 91 projetos que estão em andamento exclusivamente na Bacia para garantir a sustentabilidade da produção. Para os fornecedores nacionais e locais esta retomada de investimentos e a continuidade da Petrobras como grande operadora na região também são animadores. Além do volume de recursos previsto, esta organização foi o centro do segmento no Brasil durante quarenta anos. Se a internacionalização e diversificação de operadoras trazem incertezas quanto aos requisitos demandados e forma de relacionamento das novas empresas, a Petrobras ainda guarda um aspecto de previsibilidade. Ressalte-se que não estamos nos referindo à eficácia ou eficiência destes relacionamentos interorganizacionais mas sim de sua previsibilidade.

Em contrapartida, mais uma vez, os fatos não podem ser analisado sem contexto e sem buscar aprendizado em experiências anteriores semelhantes. Quando da flexibilização do segmento do E&P em 1997 o Repetro e as condições desfavoráveis de crédito no Brasil, provocaram perda de competitividade da indústria nacional, o que naturalmente refletiu em oportunidades de negócio. A questão não é que os negócios não tenham acontecido, mas sim que ocorreu significativo redirecionamento do suprimento para o mercado externo (SANTOS&AVELLAR, 2017).

E isto refletiu também no comportamento da Petrobras após esta referida abertura. A título de exemplo, das quinze primeiras plataformas flutuantes encomendadas, apenas três foram construídas no Brasil. O restante foi encomendado no exterior em sete países distintos. Em volume de inversões foram US\$ 600 milhões direcionados ao Brasil e US\$ 2.3 bilhões ao exterior, um montante quase quatro vezes superior (RAPPEL, 2007). Os impactos deste redirecionamento ao mercado exterior afetaram tanto as empresas nacionais, em especial os

estaleiros, assim como as arrecadações das diversas esferas. Ademais, não devemos deixar de considerar a alta intensidade em mão de obra característica da indústria de construção naval e como o número de postos de trabalho doméstico no setor foi afetado.

O caso acima é apenas um exemplo das diversas possibilidades existentes e que, presume-se aqui, serão intensificadas com a maior internacionalização, a ampliação do Repetro e a flexibilização da Política de Conteúdo Local. A Petrobras, com as fortes (e legítimas) pressões de eficiência e transparência, terá que lidar com um dilema na seleção de fornecedores. Fomentar a indústria nacional, atuando como instrumento de política pública, ou buscar prioritariamente fornecedores de mais baixo custo e/ou maior desempenho? A resposta da empresa certamente terá impacto significativo no volume de negócios a serem realizados no mercado doméstico e, conseqüentemente, nas oportunidades e desafios para a incorporação de empresas locais na cadeia produtiva do segmento.

6. CONCLUSÃO

O objetivo deste texto foi apresentar alguns fatos que, no curto prazo, fornecem parâmetros úteis para esperar uma forte retomada das atividades do segmento de E&P na mesorregião Norte Fluminense. A atratividade dos poços do pré-sal na Bacia de Campos (e também a de Santos), as novas possibilidades para os poços maduros, as novas exigências de descomissionamento e o atual Plano Estratégico da Petrobras atuam conjuntamente para a convicção de que o desaquecimento da economia regional com os eventos de 2014 têm um prazo delimitado.

Os cenários delineados representam uma “nova” oportunidade à indústria nacional e local de desenvolvimento de suas capacidades tecnológicas. Alguns programas federais, estaduais e inclusive municipais, objetivam fomentar inovações tanto de produto como de processo, no entanto, é também necessária a articulação não somente dessas esferas públicas como também um maior engajamento do capital privado. Como evidenciado no texto, as mudanças na Política de Conteúdo Local e no Repetro, flexibilizam as opções de compra dos equipamentos relacionados ao segmento e, em conjunto com uma maior internacionalização das operações, é esperado que as possibilidades de incorporação ou desenvolvimento tecnológico sejam mais restritas do que anteriormente. No entanto, mesmos com espaços mais restritos, a pujança do segmento dentro dos horizontes traçados ainda oferece boas possibilidades para a acumulação de capacidades de produção e de inovação.

No longo prazo, dados do relatório da Agência Internacional de Energia (IEA, 2018) dão suporte para a expectativa de baixo crescimento da demanda de petróleo nos próximos vinte anos. No entanto, este baixo crescimento indica uma constante necessidade de busca por fontes de petróleo, tanto pelo grande volume já consumido como pelo caráter não renovável dessa matriz. Com isso, dentre os segmentos envolvidos na cadeia do petróleo, a E&P seguirá demandando vultosos investimentos para a manutenção dos níveis de produção. Sendo assim, apesar das tendências de substituição de matrizes energéticas, expansão de veículos automotores movidos à energia elétrica, entre outras mudanças de impacto, o petróleo seguirá como uma indústria de grande peso global (IEA, 2018) e, conseqüentemente, seguirá sendo de grande relevância para o NF em diversos aspectos tais como: renda, trabalho, especialização produtiva, recursos públicos, entre outros.

O histórico do segmento de E&P no Brasil, em especial após as flexibilizações de 1997, evidenciam que

não há grande racionalidade em obter grandes ingressos de capital por curto prazo e década de saídas de grande magnitude pelo balanço de rendas sem que se aprimore e amplie a capacidade produtiva nacional e local. O que nos importa, de fato, é que alterações estruturais devem ser provocadas de maneira a melhorar os indicadores socioeconômicos nacionais e locais. O crescimento econômico é um fator necessário para o desenvolvimento, mas de modo algum configura-se como único fator. Como destacado por Mendes, Teixeira e Rocio (2018);

A produção de petróleo e gás brasileira ótima seria aquela que maximiza, no longo prazo, os ganhos e o bem-estar da sociedade brasileira, não se reduzindo apenas à monetização mais rápida possível do pré-sal. (MENDES, TEIXEIRA & ROCIO, 2018, pg. 59).

O trecho supracitado possui, claramente, grande aplicação ao programa de concessões e leilões em curso. A participação estrangeira deve ser estrategicamente conduzida, buscando ganhos para o Brasil e para outros segmentos para além da indústria do petróleo, não somente no intuito de transformar - monetizar - rapidamente as riquezas do pré-sal mas também gerar outros benefícios permanentes no longo prazo. A simples exposição à concorrência externa, mesmo em conjunto com maiores investimentos, não é fator suficiente para dinamizar as indústrias local e nacional.

Ademais, não foi foco deste texto o estudo de aspectos cruciais relacionados à gestão dos recursos nacionais tais como: as alterações no Regime de Cessão Onerosa, a retirada da Petrobras como operador único do pré-sal, a redução nos percentuais mínimos de excedente de óleo necessário para participar dos leilões, entre outros. Também, não foi abordada a venda de ativos da Petrobras e desinvestimento em outros segmentos como distribuição e refino. De modo algum diminui-se a importância destes questionamentos para o debate acerca do desenvolvimento socioeconômico nacional e regional, mas o presente trabalho concentra-se em pontos com relação imediata com os novos investimentos em E&P no NF, assim como seus efeitos para a integração de empresas nacionais e locais na cadeia de valor do segmento. Algumas discussões acerca dessas questões maiores podem ser obtidas em: Nozaki, Leão, Pinto e Pereira (2018); Sauer e Rodrigues (2016); Pinto e Vilain (2017).

NOTAS

¹ Mestre em Administração (UFF). Instituto Federal Fluminense Campus Macaé – Núcleo de tecnologia e Trabalho. Endereço Institucional: Rodovia Amaral Peixoto, km 164, Imboassica, Macaé/RJ. Cep: 27932050. E-mail: vitor.miano@iff.edu.br

² Mestre em engenharia de produção (UFF). Instituto Federal Fluminense Campus Macaé- Núcleo de Tecnologia e Trabalho. Endereço Institucional: Rodovia Amaral Peixoto, km 164, Imboassica, Macaé/RJ. Cep: 27932050. E-mail: gvcastello@gmail.com.

³ Mestre em engenharia de produção (UFF). Instituto Federal Fluminense Campus Macaé - Departamento de Recursos Minerais do Estado do Rio de Janeiro. Endereço Institucional: Rodovia Amaral Peixoto, km 164, Imboassica, Macaé/RJ. Cep: 27932050. E-mail: cassioppge@gmail.com.

REFERÊNCIAS

ANP. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis 2017. Rio de Janeiro: ANP, 2018a.

ANP. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. Oportunidades no Setor de Petróleo e Gás no Brasil. Ações em Curso e Rodadas de Licitações 2018-2019. Rio de Janeiro: ANP, 2018b.

COSTA, F. & FILGUEIRAS, R. 2017 - 2018 Sucesso das Rodadas de Licitação. Instituto Brasileiro de Petróleo, Gás e Biocombustíveis. Observatório do Setor. 14 slides, 2018.

FAURÉ, Y. A. . A Transformação da Configuração Produtiva de Macaé (RJ): uma problemática de desenvolvimento local. In: Lia Hasenclever; Yves-A. Faure. (Org.). O Desenvolvimento Econômico Local no Estado do Rio de Janeiro. Quatro Estudos Exploratórios: Campos, Itaguaí, Macaé e Nova Friburgo. 1ed. Rio de Janeiro: E-papers, 2003, v. 1, p. 5-26.

FIRJAN - Federação das Indústrias do Estado do Rio de Janeiro. Anuário da Indústria de Petróleo no Rio de Janeiro Panorama 2018. Rio de Janeiro: Firjn, 2018.

IEA – INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. World Energy Outlook 2017. Paris: OECD/IEA, 2017.

HASENCLEVER, L. ; CAVALIERI, H. ; TORRES, R. L. ; MENDES, H. S. . Especialização produtiva: potenciais e desafios para o estado do Rio de Janeiro. *Cadernos do Desenvolvimento Fluminense*, v. 9, p. 11-23-23, 2016.

MENDES, TEIXEIRA E ROCIO. Petróleo e gás. Em: Visão 2035: Brasil, país desenvolvido. Agendas setoriais para o desenvolvimento. Rio de Janeiro: BNDES, 2018.

NOZAKI, W. V.; LEÃO, R. P. F.; PINTO, E. C.; PEREIRA, C. Caminhos e descaminhos da gestão do pré-sal: entre a soberania e a subordinação, 2018. Texto para Discussão / Instituto de Estudos Estratégicos de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – Rio de Janeiro: Inep, 2018 Texto para Discussão. Inep, ano 1, n. 2, ago. 2018

PETERSOHN, E. Brazil's Petroleum Unleashed: Recent Changes and Future Potential - ANP. 46 slides, 2018.

PETROBRAS. Plano Estratégico 2040 e Plano de Negócios e Gestão 2019-2023

PIQUET, R. ; HASENCLEVER, L. ; SHIMODA, E. . O desenvolvimento e a política de conteúdo local na indústria petrolífera: visões divergentes. *Revista Tecnologia e Sociedade (Online)*, v. 12, p. 1-26-26, 2016.

PINTO, E. C.; VILAIN, C. S. . Impactos da "flexibilização" do Conteúdo Local, dos royalties e do Repetro. *Carta Capital*, 25 set. 2017.

PIQUET, R.; HASENCLEVER, L. ; SHIMODA, E. . O desenvolvimento e a política de conteúdo local na indústria petrolífera: visões divergentes. *Revista Tecnologia e Sociedade (Online)*, v. 12, p. 1-26-26, 2016.

RAPPEL, E. Tendências do setor de petróleo e gás no Brasil: oportunidades e desafios para os fornecedores de bens e serviços. In: PIQUET, Rosélia; SERRA, Rodrigo (Org.). *Petróleo e região no Brasil: o desafio da abundância*. Rio de Janeiro: Garamond Universitária, 2007.

SANTOS, R. J.; AVELLAR, A. P. M. . Políticas de apoio à indústria de petróleo e gás no Brasil: um estudo das ações públicas para o desenvolvimento da cadeia de valor. *Economia e Sociedade (UNICAMP. IMPRESSO)*, v. 26, p. 721-750, 2017.

SAUER, ILDO L.; RODRIGUES, LARISSA ARAÚJO. Pré-sal e Petrobras além dos discursos e mitos: disputas, riscos e desafios. *Estud. av.*, São Paulo, v. 30, n. 88, p. 185-229, Dec. 2016