

# Efeitos socioeconômicos e perspectivas da atividade de E&P de petróleo e gás na Bacia do Recôncavo

*SOCIOECONOMIC EFFECTS AND EXPECTATIONS OF OIL AND GAS E&P ACTIVITY IN THE BACIA DO RECÔNCAVO*

**Resumo:** A partir da Lei nº 9.478/97, permitindo novos entrantes no mercado de exploração e produção, foi possível a inserção de pequenos e médios produtores independentes a partir de rodadas de licitação promovidas pela ANP. Com investimentos e foco mais adequados à exploração de campos maduros e/ou com acumulação marginal, tais empresas têm contribuído para potencializar o desenvolvimento local, como no caso da Bacia do Recôncavo, na Bahia. Nesta revisão temática, buscou-se verificar os possíveis efeitos municipais associados à E&P de petróleo nos campos dessa Bacia. Observou-se o déficit nos índices de emprego e renda municipais (serviços diretos e indiretos) e a necessidade de práticas de gestão públicas por parte dos municípios, aproveitando as políticas de revitalização para campos maduros por parte da ANP e demais órgãos públicos.

**Palavras-Chave:** Efeitos Socioeconômicos. Produtores Independentes. Campos Maduros. Petróleo e Gás.

**Abstract:** From Law 9.478/97, enabling new participants to enter the exploration and production market, it was possible to include small and medium independent producers from bidding rounds conducted by the Agência Nacional do Petróleo ANP. With investments and focus more appropriate to the exploration of mature field and/or with marginal accumulation, these companies have contributed to local development potential, as in the Bacia do Recôncavo in the state of Bahia, Brazil. In this thematic review, it could be verified the possible municipal effects associated with oil E&P in the fields of this basin. The deficit in the municipal employment and income indexes (direct and indirect services) and the need for public management practices by the municipalities were observed, taking advantage of the revitalization policies for mature fields by the ANP and other public agencies.

**Keywords:** Socioeconomic Effects. Independent Producers. Mature Fields. Oil and Gas.

## **Analuíza Morcelli Badiani**

Engenheira de Petróleo; Universidade Salvador (UNIFACS); analuiza.badiani@hotmail.com; (73)99131-9540; Rua Dr. José Peroba, 251, Sala 602. Stiep. Salvador/BA. 41.770-235.

## **Victor Menezes Vieira**

Doutor em Geologia; Universidade Salvador (UNIFACS); victor.vieira@unifacs.br; (71)98894-2648; Rua Dr. José Peroba, 251, Sala 602. Stiep. Salvador/BA. 41.770-235.

## **Paulo Sérgio Rodrigues de Araújo**

Doutor em Agronomia; Universidade Salvador (UNIFACS); paulo.araujo@unifacs.br; (71)99954-7429; Rua Dr. José Peroba, 251, Sala 602. Stiep. Salvador/BA. 41.770-235.

# 1 Introdução

O cenário atual brasileiro do setor *onshore* de exploração e produção de petróleo vivencia um período de ajustes de custos e adequações de dinamismo e competitividade, afetando recursos humanos e minimizando o incremento socioeconômico local dessa contribuição setorial.

As questões geopolíticas dos últimos cinco anos forçaram um ajuste no setor de petróleo mundial, sobretudo o brasileiro. Outros fatores como o avanço tecnológico e a ampliação da exploração *offshore* em áreas do pré-sal, nas Bacias de Campos, e Santos e a do Espírito Santo, pela Petrobras e por outras grandes companhias (ZAMITH; SANTOS, 2007) também contribuíram para esse cenário de reestruturação. Concomitante à crise setorial (2014-2016), conforme reportado por Schmidt (2017), as questões associadas à imagem da Petrobras, face aos desdobramentos políticos e judiciais da Operação Lava-Jato, desencadearam ainda mais a instabilidade setorial brasileira, gerando uma demanda premente de reconfiguração.

Relacionado ao setor *onshore* brasileiro, a Petrobras (principal operadora) privou o investimento nos campos maduros e nas áreas de acumulação marginal, lançando planos de desinvestimento, que incluem a venda de um montante significativo desses ativos. Estas ações visam a arrecadação de recursos, inserção de novos operadores independentes e, conseqüentemente, investimento para retomada/otimização da produção.

Contudo, as áreas maduras ainda representam um ativo importante de produção de petróleo no Brasil. Dentre essas áreas em fase avançada de produção, o *onshore* tem sido destaque de atenção nos últimos anos, devido à sua importância socioeconômica. O Ministério de Minas e Energia (MME) e a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e

Biocombustíveis (ANP) (2017) têm tomado ações voltadas a incentivar o segmento de campos maduros, como: i) foco no aumento do fator de recuperação; ii) prorrogação da Fase de Produção dos poços (Resolução CNPE nº 02-2016); iii) fomento a novas tecnologias de recuperação; e iv) estímulo às cessões de direitos, tendo como principal ferramenta a redução da alíquota de royalties sobre produção incremental.

Algumas dessas medidas seguem o exemplo de experiências internacionais, como no caso da Noruega e do Reino Unido, que estimulamos produtores independentes a prolongar a exploração econômica dos campos maduros gerando uma postergação no planejamento do abandono dos poços. Em Oklahoma (EUA), onde esse mercado é extremamente consolidado, encontram-se empresários locais de microrefinarias com equipamentos próprios e o desenvolvimento cooperativado de esforços para a Exploração e Petróleo (E&P). Em Alberta (Canadá), o Departamento de Energia tem promovido, anualmente, cerca de 24 licitações para exploração (OLIVEIRA, 2016). Essa oferta constante promove a previsibilidade de novas áreas/ investimento para as empresas, a perspectiva de novos entrantes e a movimentação da cadeia de bens e serviços.

Costa (2017) reporta que um dos atrativos ao mercado está no fator de recuperação projetado ( $FR^2$ ), geralmente baixo no Brasil. Porém, a Bacia do Recôncavo, em melhor cenário, apresentou taxa de 33%, quando o esperado é de 19% para campos maduros, na melhor das hipóteses. Esta taxa atrativa se equipara com lugares como o Reino Unido.

Os campos maduros estão em declínio de produção, podendo ter sua vida útil estendida por meio da adoção de técnicas alternativas de produção. Os EUA e o Canadá têm grande acervo de poços com acumulações marginais, com produtores independentes operando e produzindo, incrementando a produção doméstica e a economia local. Entretanto, existem

**VAGAS LIMITADAS**

# MESTRADO

COM LINHA DE PESQUISA EM  
GESTÃO DE CIDADES

**PROGRAMA:**  
PLANEJAMENTO  
REGIONAL E GESTÃO  
DE CIDADES

UNIVERSIDADE  
CANDIDO  
MENDES

políticas energéticas favoráveis, aspectos regulatórios simplificados, ofertas especiais de créditos e resultantes socioeconômicas locais positivas (LAMBIASE, 2013).

O segmento *onshore* de E&P de petróleo e gás natural em campos maduros e acumulações marginais tem promovido a movimentação na economia municipal, potencializando a reativação e/ou incremento dessa atividade, consequente incremento de royalties e arrecadação municipal (direta e indireta). Atualmente, há perspectiva de novos incentivos regulatórios, venda de ativos atualmente sob concessão da Petrobras, oferta de novas áreas de acumulação marginal e entrada de novos operadores, o que pode gerar entre 5-6 mil empregos diretos (SANTOS, 2015).

Diante das perspectivas demonstradas, o presente trabalho tem como objetivo analisar e discutir os efeitos socioeconômicos da exploração e produção de petróleo e gás natural no estado da Bahia. Para tanto, foi realizada uma revisão temática focal, entre 2007 e 2017, enfatizando-se os possíveis efeitos socioeconômicos municipais decorrentes da E&P de petróleo (pequenos e médios empreendedores independentes), em campos maduros com exploração marginal na Bacia do Recôncavo, considerando-se os aspectos regulatórios, a infraestrutura e o fomento setorial, utilizando-se, para análise documental, os dados secundários, como: a) a série histórica da produção *onshore* (BR; BA); b) o elenco dos produtores independentes no setor de E&P de petróleo *onshore*; e c) a análise temporal (2013-2016) dos Índices FIRJAN de Desenvolvimento Municipal (IFDM – Emprego e Renda; Educação; Saúde).

Adicionalmente, o trabalho contribui para a discussão sobre os benefícios do segmento *onshore* de petróleo e gás natural para a economia e o desenvolvimento regional, além da perspectiva de retomada do aquecimento das atividades dessa cadeia produtiva.

## 2 Contextualização

No território brasileiro, constam cerca de 200 campos maduros em declínio de produção em diversas bacias produzindo há mais de 30 anos, com volumes de reserva inferior ao já produzido. Destacam-se a Bacia do Recôncavo (Bahia), Espírito Santo, Sergipe/Alagoas e Ceará, apresentando fatores de risco baixos (estudos geológicos), com características técnicas e econômicas apropriadas às pequenas e médias empresas, com menor investimento/rendimento em relação àqueles destinados às novas fronteiras exploratórias (NOVAES, 2010).

O Boletim da Produção de Petróleo e Gás Natural da ANP, de julho de 2019, indica que as bacias maduras terrestres (Espírito Santo, Potiguar, Recôncavo, Sergipe e Alagoas) produziram 104,3 Mboe/d, sendo 82,1 Mbbl/d de petróleo e 3,5 MMm<sup>3</sup>/d de gás natural. Deste volume, 97,4 Mboe/d foram produzidos pela Petrobras.

Dados gerais da produção em dezembro de 2018 (ANP, 2019) demonstram a diferença entre número de poços e produção de petróleo, gás natural e água em campos *onshore*, no pós-sal *offshore* e no pré-sal *offshore* (Tabela 1).

Os dados elencados justificam o porquê da decisão da Petrobras em direcionar os esforços e investimentos para a exploração e produção no pré-sal. O número de poços produzindo no pré-sal é inferior a 10% do número de poços no pós-sal *offshore* e inferior a 1% do número de poços *onshore*. No entanto, a produção de óleo e gás natural no pré-sal já é superior à soma da produção do pós-sal e do *onshore*. Ao mesmo tempo, a produção de água ainda é significativamente baixa e muito inferior à produção nos outros ambientes (pós-sal e *onshore*). Obviamente que estes não são os únicos aspectos de eficiência, mas sinalizam previamente uma maior produtividade no Pré-Sal, sobretudo por conta da perspectiva, pois se trata de uma área em fase inicial de produção.

Como virou foco de investimentos/rentabilidade, a E&P do pré-sal assegurou que as resultantes não fossem mais negativas, tendo em vista que a produção do pós-sal diminuiu 30% e o

**Tabela 1.** Distribuição de poços no *onshore* e no *offshore* brasileiro e suas respectivas produções de óleo, gás natural e água.

<b>Brasil</b>	<b>Onshore</b>	<b>Offshore (pós-sal)</b>	<b>Offshore (pré-sal)</b>
Número de Poços	11.274	1.298	124
Produção de Óleo (bpd)	108.368	1.073.130	1.500.658
Produção de Gás (Mm <sup>3</sup> /dia)	18.534	33.573	61.576
Produção de Água (bpd)	1.687.845	1.998.095	112.283

Fonte: ANP (2019)

quantitativo de poços perfurados decrementou em 70% entre 2014 e 2017. Já, nos campos terrestres, entre 2012 e 2017, a produção de petróleo reduziu de 180 para 129 mil barris por dia, tendo queda de 80% na perfuração de poços (COSTA, 2017). Porém, o mercado sinaliza que há indicativos positivos, num cenário brasileiro conservador, que podem gerar a oferta de 200 mil empregos indiretos e diretos, a movimentação de royalties (R\$ 4 bi) e investimentos (R\$ 6 bi) (O PETRÓLEO, 2018). Essa previsão inclui as perspectivas do pré-sal e das áreas maduras, inclusive as terrestres.

Em fase de adequação, o segmento de campos maduros e de áreas de acumulações marginais terrestres ainda enfrenta dificuldades de atratividade para novos entrantes independentes quanto aos aspectos regulatórios (p. ex., mesmo contrato de concessão e nível de exigência tecnológica alta para Petrobras, Shell ou produtora pequena), oferta de áreas, disponibilidade de dados, infraestrutura de distribuição e mercado restrito à Petrobras para aquisição da produção, dentre outros.

Oliveira (2016) ressalta o Programa de Revitalização das Atividades de Exploração e Produção de Petróleo e Gás em Áreas Terrestres (REATE), lançado em Salvador (27/jan/2017) pelo Ministério de Minas e Energia, objetivando triplicar a produção de petróleo nos campos *onshore* até 2030, para cerca de 500 mil bpd, expectando-se um cenário positivo na Bahia, como alcançado pelas pequenas empresas na Argentina, Equador e Colômbia, com produção (*onshore*) superior a 500 mil bpd.

OREATE buscará viabilizar a participação das pequenas e médias companhias independentes com licenciamento ambiental simplificado, concessão de crédito de custo viável para o tomador, royalties moderados para esses empreendedores e acessibilidade aos campos (OLIVEIRA, 2017).

Finalmente, a partir das perspectivas de retomada do segmento *onshore* de petróleo e gás natural brasileiro, os principais efeitos socioeconômicos também são vislumbrados, tendo em vista o histórico de contribuições que este segmento já proporcionou e tem proporcionado em municípios produtores pertencentes à Bacia do Recôncavo, no estado da Bahia.

### 3 Resultados e discussão

Considerar, em dezembro/2016, a Bahia como 6º produtor brasileiro de petróleo (34.086 bpd) - sendo os cinco primeiros RJ, SP, ES, AM e RN - implica dizer que os municípios baianos arrecadam royalties, alguns com valor superior à parcela do Fundo de Participação dos Municípios (FPM), como Mata de São João (OLIVEIRA, 2017). Foram elencados, para a realização desta análise cinco municípios: Alagoinhas, Catu, Mata de São João, Pojuca e São Francisco do Conde.

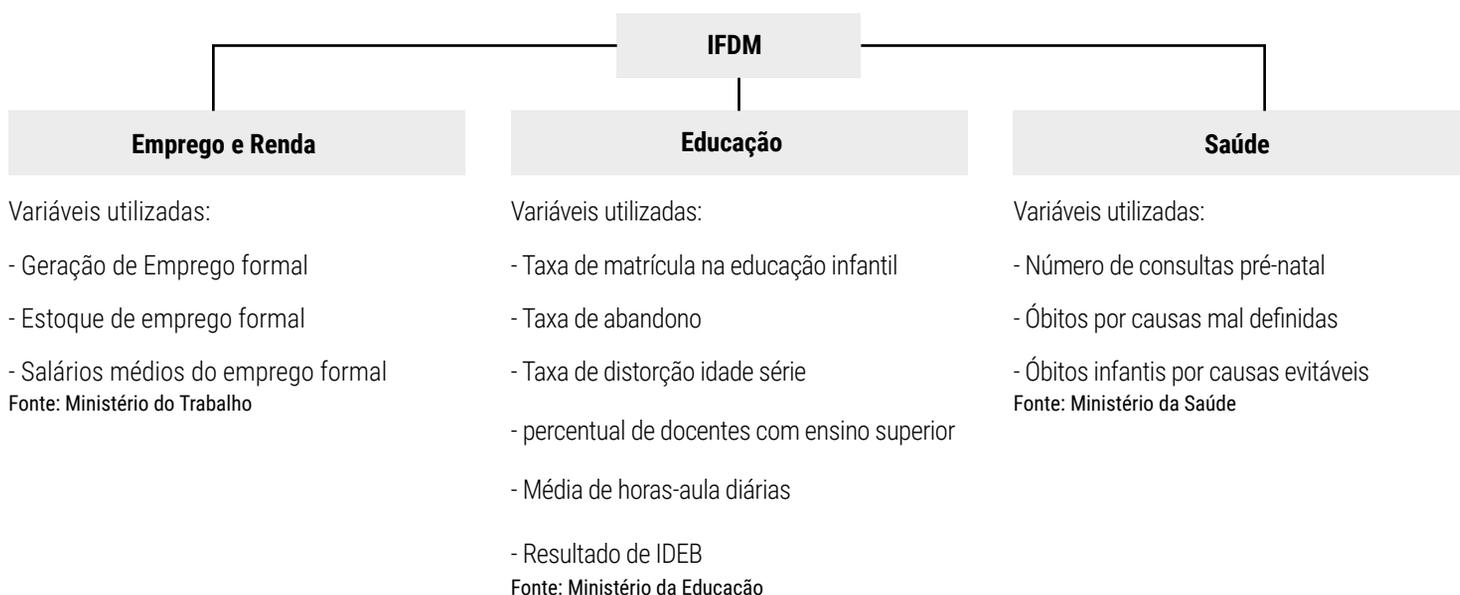
O IFDM (Educação e Saúde; Emprego; Renda) considera as respectivas variáveis (Figura 1) de fácil leitura, variando entre 0 e 1, considerando-se, quanto ao desenvolvimento, a) entre 0 e 0,4 (baixo); b) 0,4 a 0,6 (regular); c) de 0,6 a 0,8 (moderado); d) 0,8 a 1 (superior).

Serve de suporte à proposição de políticas públicas e caracteriza a aplicação de recursos no município (IFDM, 2018). A ilustração a seguir (Figura 1) descreve quais são as variáveis utilizadas e as respectivas fontes para a construção do Índice Firjan de Desenvolvimento Municipal.

Nas Tabelas 2 e 3, são apresentados os dados municipais relativos a royalties e IFDM decorrentes da atividade E&P de petróleo, observando-se que ocorreu efeito sobre Emprego e Renda, exceto Catu, possivelmente pela redução de poços em atividade, ratificada inclusive pelo decremento de sondas em operação (90 para 16) no Brasil, estimando-se que *offshore* empregue diretamente cerca de 1.000 pessoas e *onshore*, entre 60 e 70 vagas, dependendo do porte (SCHMIDT, 2017). Pamplona (2017) reportou que o estoque de empregos na Bahia diminuiu no período entre 2013-2016 (-21%) na atividade de E&P de petróleo.

Relacionado aos cinco municípios avaliados, quanto à arrecadação, destacaram-se dois, listados na sequência:

**Figura 1 – Variáveis para mensuração do Índice Firjan de Desenvolvimento Municipal.**



•**Catu**: já alcançou o 3º maior orçamento baiano; sediou escritórios das empresas Halliburton e Baker Hughes (norte-americanas), Schlumberger (francesa) e Petrobras (brasileira); em 2011, teve 14 (prospecção) e 45 (intervenção em poços produtores) sondas; em 2017, quatro (exploração) e 17 (produção); houve redução de arrecadação municipal do Imposto Sobre Serviços – ISS (2013-2017: - 35% = - R\$ 11 milhões); nesse período, diminuiu o estoque de emprego indireto (1.640 para 1.072); entre 2009 e 2011, houve demanda não suprida de mão de obra; houve uma tentativa de incentivar, como atividade secundária, a pecuária, focada no abastecimento dos restaurantes da Petrobras e terceirizadas (PAMPLONA, 2017; SEADE, 2016);

•**São Francisco do Conde**: destacou-se em arrecadação de royalties (8% da receita total), em contraponto ao Índice de Desenvolvimento Humano (IDH) baixo, mas teve decremento em

royalties e ISS; a prefeitura adotou cortes de custos (gratificação de servidores municipais), minimizando demissões; procedeu ao recadastramento imobiliário (atualização do Imposto Predial e Territorial Urbano – IPTU) (PAMPLONA, 2017).

Quanto à Educação, Mata de São João apresentou uma inserção superior a 60% dos alunos da rede municipal matriculados em período integral (aula; educação física; reforço escolar; almoço e merenda; música; dentre outras atividades); ressalta-se ainda a atividade turística, bem representada pela Praia do Forte (MONTEIRO, 2016).

O município de Pojuca teve sua emancipação em consequência da atividade de P&G (rede de oleodutos ligados à Refinaria de Mataripe), contudo apresentou marcante declínio de produção em seus campos (ANP, 2016), decrementando a arrecadação de

**Tabela 2.** Dados dos municípios avaliados no Recôncavo Baiano (2013)

Bacia do Recôncavo	Royalties (2013)*	População (2010)**	Royalties per capita	IFDM (2013)***		
Município	R\$	Unidade	R\$	Educação	Saúde	Emprego e Renda
Alagoinhas	8.405.358,52	141.949	59,2140	0,6267	0,7343	0,6580
Catu	5.880.861,62	51.077	115,138	0,6476	0,8182	0,3143
Mata de São João	3.945.314,55	40.183	98,184	0,7824	0,7451	0,6981
Pojuca	15.129.337,91	33.066	457,55	0,6307	0,8168	0,5148
São Francisco do Conde	40.913.432,65	33.183	1.232,97	0,5797	0,7577	0,5747

Fonte: Adaptado de Info Royalties (2013)\*; IBGE (2010)\*\*; Índice Firjan de Desenvolvimento Municipal (2013)\*\*\*.

**Tabela 3.** Dados dos municípios avaliados no Recôncavo Baiano (2016)

Bacia do Recôncavo	Royalties (2016)*	População (2015 – Estimativa)**	Royalties per capita	IFDM (2016)***		
Município	R\$	Unidade	R\$	Educação	Saúde	Emprego e Renda
Alagoinhas	11.116.127,96	154.495	71,93	0,6942	0,7785	0,5323
Catu	5.574.468,89	55.719	100,04	0,7042	0,7679	0,3287
Mata de São João	2.219.298,57	45.813	48,44	0,8296	0,7903	0,6165
Pojuca	7.515.175,40	37.543	200,17	0,6140	0,7800	0,3632
São Francisco do Conde	17.673.638,87	39.329	449,38	0,7325	0,7979	0,5618

Fonte: Adaptado de Info Royalties (2016)\*; SEI (2015)\*\*; Índice Firjan de Desenvolvimento Municipal (2016)\*\*\*.

ICMS; na última rodada de leilões promovida pela ANP, a empresa Dimensional adquiriu (R\$ 764,4 mil) o campo Vale do Quiricó (inativado há 20 anos). Com estudos prévios (oito meses), pretende perfurar novos poços, confiando no ativo rentável e nas chances de recuperação desse óleo; pretende beneficiar a população rural circunjacente, com geração de energia integrada (instalação de térmica de 1,5-2,0 MW), com previsão de produção de energia ao final de 2018 (PETRÓLEO, 2017)

Alagoinhas apresenta vantagem competitiva pela localização geográfica; tem polo comercial regional, malha rodoviária tangente à BR-101 e acesso a Sergipe, priorizando novas alternativas à PetroRecôncavo (E&P de petróleo e gás natural), que tem dois gargalos específicos (absorção ou distribuição da mão de obra da Petrobras; oscilação em alta no preço do barril, sendo inviável a aquisição da produção terceirizada). Assim, buscou outros segmentos industriais (cervejaria Schincariol; fumo/charutos para exportação; calçados e cerâmica; agroindústria de coco e laranja). Apresentou diminuição no IFDM – Emprego e Renda, possivelmente decorrente da mudança do foco e da produtividade agropecuária (queda de exportação e substituição ao abastecimento local) (SEADE, 2016).

## 4 Considerações finais

A inserção dos royalties e de outras compensações financeiras oriundas da exploração de petróleo demonstrou uma conjuntura extremamente favorável à implementação de novas políticas públicas, que geralmente apontam para o uso desses recursos apenas em situações emergenciais. Embora promovam melhorias à qualidade de vida dos habitantes, geralmente não apresentam soluções para problemas estruturais, como o desemprego, conforme verificado nos índices do IFDM – Emprego e Renda. Em contrapartida, o mercado aberto e facilitado aos produtores independentes oferta oportunidades de aproveitamento de mão de obra local. Neste quesito, o aquecimento do setor (a partir de iniciativas como o REATE) pode contribuir de forma mais substancial.

A dependência das receitas municipais em relação aos repasses dos royalties merece especial atenção dos executivos, considerando as incertezas do processo de E&P do petróleo e do gás natural em campos maduros, declinantes na composição de suas receitas. Há exaustão física natural dessa fonte de recursos e dificilmente haverá manutenção de um eficiente desempenho econômico local caso não existam alternativas de investimentos para ampliação da atividade ou para uma outra atividade econômica. Torna-se requisito a gestação de projetos capazes de dar continuidade ao seu desenvolvimento econômico de forma sustentável, conciliando proteção ambiental, justiça social e eficiência econômica.

**M E S T R A D O**

PESQUISA OPERACIONAL E  
INTELIGÊNCIA COMPUTACIONAL  
**LINHA DE PESQUISA  
EM SAÚDE**



Observa-se que não é basicamente a receita de royalties a grande influenciadora do desenvolvimento municipal, até porque considera-se que benefício único não transforma a realidade social local, mas um projeto de gestão pública suprapartidário com resultantes de curto, médio e longo prazo. Destaca-se o benefício de aproveitamento direto e indireto, perpassando pela capacitação e utilização de mão de obra local, incremento de serviços (hoteleiros, alimentícios etc.), aluguel de ferramentas e instrumentos para exploração, manutenção, transportes, limpeza, segurança, dentre outros.

Em que pese a importância da Petrobras na estruturação do mercado petrolífero na Bahia, desde a descoberta do petróleo, a construção da refinaria Landulpho Alves e o desenvolvimento dos campos, contemporaneamente, é perceptível a necessidade de efetivação da abertura do mercado, iniciada pelas novas rodadas de leilões de campos inativos, atraindo investimentos e proporcionando aos municípios novas alternativas de arrecadação. Na Bacia do Recôncavo, consta uma infraestrutura implantada, com extensa rede de oleodutos e gasodutos interligando os campos de produção da região aos terminais de estocagem, contando com a refinaria em São Francisco do Conde e a DAX OIL e o polo petroquímico em Camaçari.

Além de toda essa conjuntura favorável, ainda pode-se contar com os benefícios que o REATE pode provocar nesse segmento

de mercado, propondo simplificações eficientes e justas, com propostas voltadas à solidificação da infraestrutura para receber essas atividades, contando com o apoio do governo e dos órgãos associados, como a Associação Brasileira dos Produtores Independentes de Petróleo – ABPIP.

Por fim, outras análises podem surgir para contribuir com as discussões e as considerações sobre os efeitos socioeconômicos do segmento *onshore* de petróleo e gás natural. Desta forma, o presente trabalho não exaure as discussões sobre o tema, mas contribui para uma análise relevante sobre as perspectivas do setor, os aspectos regulatórios e os efeitos socioeconômicos, sinalizando ainda a importância das políticas públicas como indutora do processo de desenvolvimento regional.

## REFERÊNCIAS

- ANP – Agência Nacional do Petróleo. Pojuca – ANP. 2016. Disponível em: [http://www.anp.gov.br/images/planos\\_desenvolvimento/Pojuca.pdf](http://www.anp.gov.br/images/planos_desenvolvimento/Pojuca.pdf). Acesso em: 1 out. 2018.
- ANP - Agência Nacional do Petróleo. ANP debate proposta para incentivar a produção em campos maduros. 2017. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/noticias/anp-e-p/4504-anp-proposta-incentivar-campos-maduros>. Acesso em: 4 set. 2018.
- ANP - Agência Nacional do Petróleo. Boletim Mensal da Produção de Petróleo e Gás Natural – Julho/2019. 2019. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/publicacoes/boletins-anp/2395-boletim-mensal-da-producao-de-petroleo-e-gas-natural>. Acesso em 6 ago. 2019.
- COSTA, D. F. O. Nota Técnica nº 004/2018/SDP: Regulamentação do incentivo de redução de royalties sobre produção incremental em Campos Maduros. Rio de Janeiro: [s.n.], 2017. 42 p. Disponível em: [http://www.anp.gov.br/images/Consultas\\_publicas/2018/n9/Nota\\_Tecnica-004-Regulamentacao\\_do\\_incentivo\\_de\\_reducao\\_de\\_royalties\\_sobre\\_a\\_producao\\_incremental\\_em\\_Campos\\_Maduros.pdf](http://www.anp.gov.br/images/Consultas_publicas/2018/n9/Nota_Tecnica-004-Regulamentacao_do_incentivo_de_reducao_de_royalties_sobre_a_producao_incremental_em_Campos_Maduros.pdf). Acesso em: 15 nov. 2018.
- IFDM. Índice FIRJAN de Desenvolvimento Municipal: Nota Metodológica. Ano 1, Rio de Janeiro, Ano 1, 2018. Disponível em: <http://www.firjan.org.br>. Acesso em: 25 ago. 2018.
- Info Royalties. Dados de Arrecadação de Royalties de Municípios Brasileiros. Universidade Cândido Mendes. Rio de Janeiro, 2013. Disponível em: <https://inforoyalties.ucam-campos.br/>. Acesso em: 05 mar. 2018.
- LAMBIASE, R. C. P. Produção de campos marginais de petróleo no Brasil – Benefícios socioeconômicos e desafios da atividade. Revista Economia e Tecnologia (RET), Curitiba, v. 9, n. 2, p. 65-76, abr./jun. 2013. Disponível em: <https://revistas.ufpr.br/ret/article/view/28149/20973>. Acesso em 13 ago. 2018.
- MONTEIRO, R. Mata de São João tem melhores oportunidades de ensino. 2016. Disponível em: <http://www.politicalivre.com.br/2016/12/mata-de-sao-joao-tem-melhores-oportunidades-de-ensino-aponta-ioeb/>. Acesso em: 28 ago. 2018.
- NOVAES, R. C. S. Campos Maduros e áreas de acumulações marginais de petróleo e gás natural: uma análise da atividade econômica no recôncavo baiano. 2010. Dissertação (Mestrado em Energia) - Departamento de Energia - Universidade de São Paulo, São Paulo, 2010.
- OLIVEIRA, D. Os pigmeus do petróleo: quais são e como trabalham as pequenas e médias empresas que exploram petróleo no sertão do Brasil em campos que não interessam mais à Petrobras. 2016. Disponível em: <http://epocanegocios.globo.com/Revista/Common/0,,ERT26282-16642,00.html>. Acesso em: 20 out. 2018.
- OLIVEIRA, A. A volta da produção de petróleo na Bahia. 2017. Disponível em: <https://acbahia.com.br/a-volta-da-producao-de-petroleo-na-bahia-2/>. Acesso em: 17 set. 2018.
- PAMPLONA, N. Cidades que cresceram com o petróleo afundam na crise econômica. 2017. Disponível em: <https://ndonline.com.br/florianopolis/noticias/cidades-que-cresceram-com-o-petroleo-afundam-na-crise>. Acesso em: 01 nov. 2018.
- O PETRÓLEO. Futuro dos campos terrestres brasileiros. 2018. Disponível em: <https://www.opetroleo.com.br/o-futuro-dos-campos-terrestres-brasileiros/>. Acesso em: 17 nov. 2018.
- SANTOS, C. A. M. Impactos socioeconômicos da exploração e produção de petróleo e gás em campos maduros com acumulação marginal nos municípios da Bacia do Recôncavo. 2015. Dissertação (Mestrado em Regulação da Indústria de Energia) - Universidade Salvador, Salvador, 2015.
- SEADE. Agropecuária. 2016. Disponível em: [http://portal.mec.gov.br/setec/arquivos/pdf/agropec\\_ba.pdf](http://portal.mec.gov.br/setec/arquivos/pdf/agropec_ba.pdf). Acesso em: 14 out. 2018.
- SCHMIDT, C. B. Petróleo em águas turbulentas: A Petrobras em tempos de expansão financeira. 2017. Dissertação (Mestrado em Relações Internacionais) - Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2017.
- ZAMITH, R.; SANTOS, E. M. Atividades onshore no Brasil: Regulação, políticas públicas e desenvolvimento local. São Paulo: Annablume, 2007.