

---

# UMA DISCUSSÃO FUNDAMENTAL SOBRE A REVITALIZAÇÃO DE CAMPOS DE PETRÓLEO MADUROS: O CASO DA BACIA DE CAMPOS NO BRASIL

*A fundamental discussion on the revitalization of mature oil fields: the case of the campos basin in Brazil*

**Alcimar das Chagas Ribeiro**

Economista. Doutor em Engenharia de Produção. Professor da Universidade Estadual do Norte Fluminense – UENF.  
Centro de Ciências e Tecnologias, Laboratório de Engenharia de Produção. Av. Alberto Lamego - de 960 ao fim  
- lado par, Parque Califórnia. 28013602 - Campos dos Goytacazes (RJ), Brasil. professoralcimar@uenf.br

---

**Resumo:** A presente pesquisa busca entender as reais possibilidades de reversão do processo de declínio produtivo da Bacia de Campos, considerando o aparato tecnológico disponível internacionalmente, assim como as ações institucionais dirigidas para o objetivo. Aspectos metodológicos da Análise do Conteúdo auxiliam na sistematização de um modelo qualitativo com elementos dos resultados das ações governamentais, a exemplo dos leilões promovidos pela ANP e das discussões no âmbito do Promar, assim como da investigação da literatura sobre as experiências tecnológicas internacionais. Apesar dos esforços governamentais de atração dos novos investidores para os campos petrolíferos maduros, o registro tem sido de baixo interesse. Observações como o grande poder concentrador da Petrobras, a necessidade de modernização no marco regulatório institucional, a redução das indenizações governamentais, a ampliação dos prazos contratuais etc., se apresentam como consenso entre os principais atores envolvidos.

**Palavras-chave:** petróleo; campos maduros; fator de recuperação; Bacia de Campos; Brasil.

**Abstract:** The present research seeks to understand the real possibilities of reversing the process of productive decline in the Campos Basin, considering the technological apparatus available internationally, as well as the institutional actions directed towards the objective. Methodological aspects of Content Analysis help in the systematization of a qualitative model with elements of the results of governmental actions, such as the Auctions promoted by the ANP and the discussions within the Promar, as well as the investigation of the literature on international technological experiences. Despite government efforts to attract new investors to mature oil fields, the record has been of low interest. Observations such as the great concentrating power of Petrobras, the need to modernize the institutional regulatory framework, the reduction of governmental indemnities, the extension of contractual terms, etc., are presented as a consensus among the main actors involved.

**Keywords:** oil; mature fields; recovery factor; Campos Basin; Brazil.

## 1 INTRODUÇÃO<sup>1</sup>

O Brasil empreendeu um esforço substancial para criar e consolidar a indústria petrolífera, tão fundamental a sua independência energética internacional. Na segunda metade do século XX, a Bacia de Campos já mostrava todo o seu potencial com as descobertas dos campos marítimos de Namorado em 1975 e de Albacora em 1984. A evolução da Bacia de Campos, como resultado de consistentes investimentos de capital e excelência no padrão de avanço tecnológico, possibilitou novas descobertas e importante geração de riqueza para o País, para o estado do Rio de Janeiro e, fundamentalmente, para os municípios produtores de petróleo do seu entorno. Elementos como emprego, renda de salário, tributos, demanda por serviços e equipamentos, *royalties* e participações especiais da produção de petróleo, impulsionaram uma dinâmica econômica importante no território relacionado.

A mesma trajetória ratifica a consolidação da Bacia de Campos na produção de petróleo no mar, na camada pós-sal, com a conseqüente independência energética e geração de riqueza para o Brasil. Como externalidade positiva, as rendas de *royalties* e participações especiais transferidas para os municípios produtores e outros entes públicos possibilitaram uma importante ampliação orçamentária.

Na esteira dessa evolução, a ampliação do conhecimento sobre o processo de exploração e produção de petróleo offshore levou a descobertas importantes em águas profundas e ultraprofundas na camada pré-sal, no qual a Bacia de Santos, descoberta em 2017, evoluiu e alcançou a liderança dez anos depois, com uma produção equivalente a 72,35% da produção nacional, conforme dados oficiais.

A rápida evolução produtiva do pré-sal ofuscou o brilho da produção no pós-sal, e a Bacia de Campos deixou de ser prioritária nas decisões de investimento da Petrobras. Em 2010, a Bacia de Campos chegou a produzir uma média de 2,1 milhões de barris de petróleo/dia, declinando fortemente até alcançar a produção média de 806 mil barris por dia em 2021.

Esse contexto está na base do declínio substancial da dinâmica econômica do estado e dos municípios produtores, dada a forte dependência orçamentária das rendas do petróleo. A perda de empregos no setor, refletida negativamente nas outras atividades, levou municípios como Macaé, detentor da base física da indústria de petróleo, a sofrer uma desaceleração danosa nos últimos anos. Outros municípios, como Campos dos Goytacazes, Cabo Frio e Rio das Ostras, também amargam problemas fiscais importantes.

Dessa forma, é fundamental a construção de uma análise dos fatos para identificar possíveis alternativas de recuperação da Bacia de Campos, tendo em vista os potenciais benefícios para o estado do Rio de Janeiro e suas mesorregiões. Assim, as análises estruturadas objetivam permitir um melhor entendimento sobre as possibilidades, tanto no campo técnico (tecnologias disponíveis) quanto relacionadas às ações institucionais em direção ao objetivo fundamental da revitalização da bacia.

## 2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

A indústria petrolífera entrou nesse novo século experimentando aumento de custo de exploração e desenvolvimento. A partir da crise de 2014, as mudanças no setor incorporaram a queda acentuada dos preços do petróleo. Esse contexto foi extremamente favorável a um maior interesse em extrair mais dos ativos maduros. A expectativa considerada era de que um aumento de 1% no fator de recuperação resultaria em dois anos adicionais de fornecimento global de petróleo e gás (O'Brien *et al.*, 2016).

<sup>1</sup> Este artigo é resultado de pesquisa financiada pelo Projeto de Educação Ambiental (PEA) Territórios do Petróleo: Royalties e Vigília Cidadã na Bacia de Campos, que é uma medida de mitigação exigida pelo Licenciamento Ambiental Federal, conduzido pelo IBAMA.

Sentenciaram os autores, dois anos antes que até o ano 2018 o volume de aproximadamente 70% da produção mundial de petróleo e gás teria origem em campos maduros.

À luz desse contexto, o artigo apresenta uma abordagem integrada para revitalizar campos maduros, com concentração em três áreas: soluções de impacto imediato, otimização de reservatórios e nova remuneração.

O processo tem início com um método de triagem e classificação para escolhas de revitalização de campos maduros, buscando identificar as opções viáveis em um estágio inicial. Esse método usa um banco de dados global de triagem analógica de reservatório, combinado com métodos de modelagem técnica e econômica, para garantir que a estratégia ideal de revitalização para o reservatório seja alcançada. Em muitos casos, as soluções propostas podem ser tecnicamente interessantes, em outros, operacionalmente inviáveis.

Realmente os preços se mantiveram baixos e em condições de incerteza até o final de 2020, ambiente que norteou a pesquisa de Bakker *et al.* (2021). Os autores estudaram o problema do *timing* ótimo de investimentos em campos maduros de petróleo e gás na presença de incerteza de preços e formularam um modelo de programação inteira estocástica multiestágio, com representação detalhada do preço incerto em um problema complexo de opções reais. A conclusão do trabalho orienta para o adiamento da decisão de desligamento em função dos altos custos de descomissionamento, altas taxas de desconto, alta incerteza de preços e baixos gastos operacionais.

Uma experiência importante ocorreu no Brasil com a chamada inundação de polímero. Trata-se de recuperação química na melhoria do controle da mobilidade. O processo aumenta a viscosidade da salmoura de injeção com redução da taxa de mobilidade.

No trabalho de Lamas *et al.* (2021), são desenvolvidos três diferentes modelos com abordagens para revitalizar campos petrolíferos maduros, através do uso de água e polímero como fluido de injeção. As estratégias foram testadas usando um modelo de reservatório sintético com dados de um campo *offshore* no Brasil. A primeira abordagem reabre os injetores alterando o fluido de injeção para uma solução aquosa de polímero; a segunda abordagem permite que todos os poços sejam convertidos de injetores para produtores e vice-versa; e a terceira abordagem consiste na adição de novos poços. Todas as três abordagens aumentaram o fator de recuperação de óleo.

Baseado na argumentação de que a maioria das reservas mundiais está em reservatórios maduros e que, especialmente, a atividade *onshore* no Brasil situa-se em regiões com forte demanda social, a continuidade do investimento é essencial para diminuir a pobreza e o baixo dinamismo econômico. Nesse caso, o trabalho de Mendonça *et al.* (2019) analisa os dados de um campo maduro com vista à sua revitalização, através da técnica de viabilidade econômica. Os indicadores valor presente líquido e a taxa interna de retorno mostram total viabilidade econômica para o campo analisado, que foi licitado pela Agência Nacional de Petróleo (ANP). O campo produziu o equivalente a 8,7% do volume original provado.

No contexto da redução de custos e otimização da produção de um campo de petróleo, Viganò *et al.* (2020) utilizam uma metodologia para revitalização de campo maduro. Os poços são relocalizados para diferentes *manifolds* que estão ligados à plataforma, através de uma rede feita por simulação numérica. Foi utilizado um software de integração comercial para aumentar o nível de confiabilidade dos resultados. A metodologia permitiu reduzir o gás elevador injetado em 16%, aumentando a produção de petróleo em torno de 430.000 bbl. ao final dos 20 anos de previsão para o sistema total. Esse método de otimização é muito importante para calcular melhor a taxa de injeção de gás de elevação ideal, aumentando a eficiência da produção e reduzindo os custos operacionais.

O Caderno de Opinião da Fundação Getúlio Vargas – FGV (2020) traz uma discussão importante sobre o papel dos royalties no processo de recuperação da Bacia de Campos. Segundo a avaliação, a sua redução é essencial na atração de investimentos e estímulo à atividade econômica, com reflexos na ampliação da oferta de óleo, emprego, renda e tributos.

Em complemento à breve revisão da literatura, o artigo acentua alguns aspectos tecnológicos da experiência internacional, voltados para a revitalização de campos maduros.

### 3 ALGUNS ASPECTOS TECNOLÓGICOS DA EXPERIÊNCIA INTERNACIONAL COM A REVITALIZAÇÃO DE CAMPOS MADUROS

No mundo inteiro, pode ser observado um grande esforço de recuperação de campos maduros de petróleo. Essa prática tem-se constituído em relevante estratégia para continuidade da produção e da importante geração de emprego nos países envolvidos nesse processo.

Inicialmente, Hull (2012) chamou a atenção para as definições encontradas em relação a campos maduros. Segundo o autor, muitos engenheiros classificam como campos maduros aqueles que diminuíram a sua produção em mais de 50% de sua taxa de platô. Todavia, organizações como a Total consideram que o campo é maduro quando a produção acumulada atinge 50% das reservas iniciais no contexto de subsuperfície, enquanto no contexto da superfície se encontram aqueles que apresentam mais de 10 anos de produção. Já a Halliburton define como campos maduros aqueles em que a produção atingiu seu pico e começou uma trajetória de declínio.

Quanto à experiência internacional, Parshall (2012) revela que ao longo dos anos a indústria desenvolveu uma série de métodos com vista à recuperação de óleo, tais como: o método alternado de água e gás, método de injeção de gás, tratamento químico do reservatório, fraturamento hidráulico do reservatório, dentre outros. Para o autor, os mesmos métodos continuam a desempenhar um papel importante na extração de petróleo, porém são limitados para lidar com campos maduros. Eles são incapazes de conectar reservas inexploradas.

Pesquisadores como Chukwuemeka *et al.* (2017) estudaram o caso da Nigéria e de forma otimista confirmaram que a aplicação da tecnologia *sidetracking* em seus campos maduros ajudou a recuperar uma boa quantidade de suas reservas não exploradas, aumentando a produção diária a um custo barato, onde as condições de mercado não favorecem a exploração de novos campos, nem perfuração em novos poços. Esses autores identificaram que o campo de petróleo de *Oloibiri*, na Nigéria, detém 21,26 milhões de barris (3.380.000 m<sup>3</sup>) de hidrocarboneto não recuperado. Afirmam ainda que cerca de 2/3 da produção diária de petróleo no mundo têm origem em campos maduros.

Nesse caso, uma alternativa viável para aumento da taxa de recuperação de poços maduros vem da tecnologia *sidetracking*. Esta consiste na perfuração de uma nova lateral de um poço existente que tem produção pobre ou nenhuma produção, em função de danos mecânicos no poço ou o esgotamento de hidrocarbonetos naquele local específico. O sucesso da técnica, entretanto, depende de uma série de fatores que vão desde a prática de perfuração até a prática de produção aplicada em campo (Chukwuemeka *et al.*, 2017).

Já Muggeridge *et al.* (2014) chamam atenção para as características do ambiente promissor do setor de petróleo no período em que os preços do barril eram elevados, momento em que existia restrição de oferta e dificuldades para encontrar novos campos de petróleo no Mar do Norte. Os autores então consideram a importância da utilização das técnicas de recuperação aprimorada de petróleo (EOR) como alternativa para estender significativamente as reservas globais de petróleo. A pesquisa dos autores apresenta uma visão abrangente da natureza, status e perspectivas para as tecnologias EOR.

Bealessio *et al.* (2020) revisaram os resultados relativos à aplicação de métodos de recuperação aprimorados de petróleo – EOR no Cazaquistão. Segundo os autores, esse processo evolui há décadas em paralelo ao processo de descoberta contínua de novos campos de petróleo na Bacia Pré-Cáspia. Indicações importantes de sucesso dos reservatórios estão relacionadas aos métodos EOR térmicos (reinjeção de gás ácido), que os métodos EOR miscíveis tiveram sucesso mais limitado em função da alta concentração de sulfato de hidrogênio no gás injetado no Cazaquistão.

Nikolova e Gutierrez (2020) disponibilizam informações importantes no avanço de sua investigação sobre tecnologias para recuperação de poços de petróleo maduros. Segundo os autores, as tecnologias atuais garantem a extração entre 20% e 40% do óleo original de um reservatório por operações de produção convencionais, chamadas de perfuração vertical. Com métodos de recuperação secundária, a evolução pode chegar a mais 15% e 20%.

Segundo os autores, até 55% do óleo original podem permanecer não recuperados em um reservatório. Nesse caso, a tecnologia de recuperação aprimorada de petróleo (EOR) se caracteriza como um processo de recuperação terciária que envolve a aplicação de diferentes técnicas de processos químicos e microbianos com capacidade de recuperação de 7% a 15% do original.

Assim, a conclusão dos autores é que a técnica EOR pode impactar de forma importante a produção de petróleo, podendo trazer receitas significativas sem desenvolver recursos não convencionais. Porém, em algumas situações específicas, o uso da Recuperação Microbiana de Óleo (MEOR) pode ser uma abordagem atrativa para recuperação do óleo residual. Atualmente, as empresas produtoras de petróleo a classificam como uma tecnologia de alto risco para obter a recuperação de óleo eficiente e previsível.

## 4 METODOLOGIA

A metodologia utilizada no presente trabalho busca uma aproximação com a Análise do Conteúdo, já que o objetivo é analisar dados provenientes das comunicações, buscando compreender os significados e os sentidos das mensagens. Publicada em 1977, em Paris, pela professora Laurence Bardin, “L’analyse de contenu” a obra é considerada a de maior destaque quando o assunto é Análise de Conteúdo, sendo um verdadeiro manual sobre operacionalização do método, seus princípios e conceitos fundamentais (Cardoso, 2021).

Nesse contexto, busca-se a construção de um entendimento mais amplo sobre as reais possibilidades de revitalização da Bacia Petrolífera de Campos, a partir da observação do aparato tecnológico disponível e das medidas institucionais do governo e outras instituições de interesse, dirigidas para o mesmo objetivo. Fundamentalmente, são analisados os conteúdos de duas reuniões do Promar, além das ações institucionais como os resultados dos leilões promovidos pela ANP.

## 5 RESULTADOS

O modelo teórico de avaliação sobre as reais possibilidades de revitalização da Bacia de Campos considera dois elementos fundamentais: o primeiro, relacionado às experiências tecnológicas nos âmbitos internacional e nacional. Pode-se afirmar que esse aspecto é extremamente positivo. O uso de técnicas avançadas, como a de recuperação aprimorada de petróleo (EOR), *sidetracking*, reinjeção de gás ácido, Recuperação Microbiana, dentre outras, apresentaram resultados comprovados de ampliação do fator de recuperação de poços de petróleo em diferentes regiões.

O segundo elemento, identificado como as ações institucionais implementadas pelo governo e outras instituições, com vista à revitalização da Bacia de Campos, é descrito a seguir.

No que diz respeito aos leilões, algumas informações são fundamentais. A exploração e produção de petróleo e gás no Brasil se dão através dos regimes de concessão e partilha. A atividade do pós-sal opera sob o regime de concessão, enquanto a atividade no pré-sal opera sob o regime de partilha. No regime de concessão, objeto desta análise, o risco do investimento é da empresa concessionária que tem a propriedade de todo o óleo e gás descoberto e produzido na área concedida. Pelo contrato, a concessionária paga participações governamentais, dentre elas, royalties e participações especiais, que beneficiam fundamentalmente os municípios produtores do entorno



da bacia. Na licitação de áreas sob o regime de concessão, vence a empresa com melhor pontuação em bônus de assinatura (ANP, 2020).

Até maio de 2017 foram realizadas quatro rodadas de licitações das áreas com acumulações marginais, as quais, a partir de 2018, foram incluídas na Oferta Permanente, que consiste na oferta continuada de campos devolvidos e não arrematados anteriormente. Em setembro de 2019, ocorreram sessões públicas de oferta do primeiro ciclo da Oferta Permanente, sob o regime de concessão, e dos Volumes Excedentes da Cessão Onerosa, sob o regime de partilha de produção.

No primeiro ciclo de Oferta Permanente para um total de 273 blocos, a Bacia de Campos ofereceu 15 blocos sem nenhum arrematado. No segundo ciclo, para um total de 327 blocos oferecidos, a Bacia de Campos participou com 2 blocos e teve 1 bloco arrematado, com investimento mínimo previsto de R\$ 29,0 milhões.

Esforços dessa natureza têm sido empreendidos pela Petrobras e pela ANP, no sentido de atrair investimentos para o setor petrolífero brasileiro, especialmente para campos maduros, como os da Bacia de Campos. Segundo divulgação da Petrobras (Fatos e Dados), em novembro de 2020, toda experiência e conhecimento tecnológico adquiridos no processo de exploração e produção de petróleo condicionam a Bacia de Campos a um papel relevante nas estratégias de negócios, tanto no pré-sal como no pós-sal. A empresa trabalha com a projeção de integrar mais de 100 poços aos sistemas de produção já instalados na bacia. Esses projetos integram o desenvolvimento complementar dos campos em operação com previsão de aumento expressivo do fator de recuperação desses ativos. Segundo informação, para aumentar a vida útil do Campo de Roncador, já existe uma parceria estratégica com a Equinor, empresa referência nesse segmento, com expectativa de aumento de recuperação de pelo menos 5%.

Conforme observado, no que diz respeito às possibilidades de novos investimentos para aumento do fator de recuperação na Bacia de Campos, a Petrobras não esconde o seu otimismo. Em recente publicação, afirmou que a produção de 800 mil barris de óleo equivalente por dia contabilizados em novembro de 2020 só foi possível por conta dos investimentos de revitalização em torno de R\$ 53,0 bilhões nos últimos dez anos. Segundo a sua natureza em condição madura, se não fossem colocados em operação 269 poços, além de dez sistemas de produção, a bacia teria alcançado somente 300 mil barris de óleo equivalente por dia no mesmo mês (Petrobras, 2020).

Entretanto, há de se considerar o processo de priorização de investimentos da Petrobras, segundo o seu plano estratégico para o período de 2021 a 2025. No contexto de queda da produtividade da produção de petróleo no pós-sal, leia-se Bacia de Campos, e rápido avanço na produção do pré-sal (Bacia de Santos), a empresa redefiniu a natureza dos negócios que mais lhe interessa, e o pré-sal é a “bola da vez” (Petrobras, 2020).

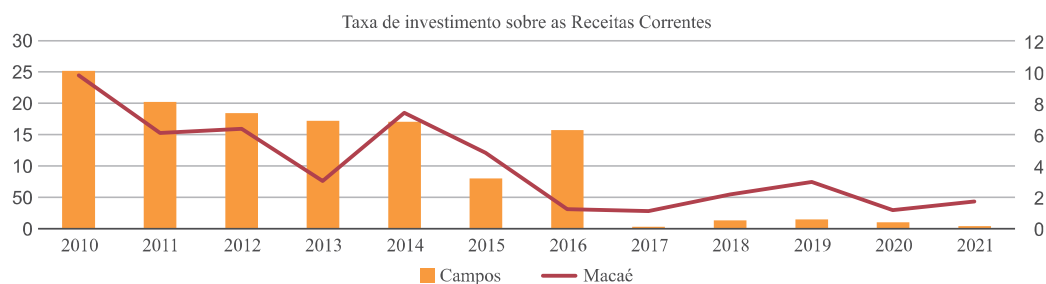
Com visão na estratégia financeira de reduzir a dívida e maximizar o resultado do acionista, as estratégias de exploração e produção vão na direção da maximização do portfólio com foco em águas profundas e ultraprofundas, dada a exitosa experiência recente com o pré-sal. Isso leva consequentemente ao desinvestimento em áreas menos nobres para reduzir dívida e redireciona o investimento para ativos de classe mundial (Petrobras, 2020).

No âmbito dessa dicotomia, o estado do Rio de Janeiro como referência na produção de petróleo do País, amarga indicadores preocupantes. À guisa de exemplo, o Ministério da Cidadania aponta que o estado do Rio de Janeiro tem 2,6 milhões de pessoas, ou 15,1% da população, vivendo em situação de extrema pobreza, com renda de R\$ 89,00 *per capita*.

Consequentemente, os principais municípios produtores de petróleo da Bacia de Campos (Campos dos Goytacazes e Macaé), apesar dos robustos orçamentos, apresentam problemas críticos de ordem fiscal. A crise de 2014, e a consequente queda nas transferências de royalties, e as participações especiais da produção de petróleo impactaram fortemente as receitas correntes desses municípios. Como a estrutura do custeio se alargou com o tempo, o desequilíbrio fiscal se tornou uma realidade, inviabilizando a capacidade de investimento dos mesmos municípios. A figura 1

a seguir mostra a trajetória da taxa de investimento público dos dois principais municípios da Bacia de Campos.

Figura 1 - Taxa de investimento público em Campos e Macaé (2010 a 2020)



Fonte: Elaboração própria com base nos dados do TCERJ.

O conjunto de elementos relatados nessa contextualização inicial constitui a base de justificativas para o desenvolvimento de um grande esforço para a recuperação da Bacia de Campos.

Consciente dessa realidade, o recém-criado Programa de Revitalização e incentivo à Produção de Campos Marítimos (Promar), do Ministério de Minas e Energia, traz consigo preocupações fundamentais, como a necessidade de potencializar emprego, renda do trabalho, rendas petrolíferas e maior tributação via aumento do consumo agregado, com a possibilidade de reativação da Bacia de Campos.

Com o objetivo de aumentar a produtividade, a extensão da vida útil e o fator de recuperação dos campos, o programa é vital para imprimir maior dinâmica ao setor econômico no País e no território do entorno da bacia.

O Promar, através de consulta pública, apresenta um ponto importante, que é a integração entre parceiros no debate de questões relevantes para a sua própria evolução. Assim, governo, indústrias, instituições de pesquisa e ambientais tentam constituir um ambiente propício à atração de investidores independentes para o processo. A política de desinvestimento da Petrobras, com a cessão e transferência de ativos, é encarada por esses atores como uma alternativa para a recuperação dos campos maduros da Bacia de Campos. Entretanto, questões fundamentais precisam ser consideradas.

Por exemplo, as perspectivas e condições para investimento na indústria de petróleo do País são tratadas, na maioria das vezes, com o foco no pré-sal, onde de fato o Brasil apresenta fortes vantagens comparativas e competitivas.

Nesse aspecto, Delgado e Pinto (2020) indicam que as fontes de incerteza têm se ampliado, contribuindo para a queda de demanda e dos preços a partir de 2020. Segundo eles, o excesso de oferta e aumento da concorrência entre os produtores penalizam os planos de investimento das companhias de petróleo, especialmente as que operam em áreas de produção com custos mais elevados.

Essa condição é bem característica do pós-sal, tendo em vista a perda de produtividade em função do longo período de produção. Entretanto, a indicação dos pesquisadores sobre a importância da qualidade do marco legal e regulatório para atrair investimento para o pré-sal, também se caracteriza em essencial para o pós-sal, passando pela efetiva redução das transferências de *royalties* dos campos maduros e a revisão das obrigações contratuais sobre conteúdo local.

Uma outra questão também acentuada diz respeito ao marco regulatório que precisa de aprimoramento para trazer segurança jurídica para os investidores. Segundo Delgado e Pires (*op. cit.*), a natureza regressiva da cobrança dos *royalties* sobre a produção de petróleo e gás natural (quanto maior a receita, menor o valor proporcional pago, e quanto menor a produção, maior a parcela de *royalties* sobre a receita líquida) acaba sendo um elemento não motivador para o empreendedor.

Segundo os autores, no caso do pós-sal da Bacia de Campos, a produção declinou 30% nos últimos cinco anos por conta da falta de investimento, cujos reflexos afetaram diretamente os municípios produtores da bacia. Novos investimentos são fundamentais para a recuperação da bacia, cuja taxa de declínio de 12% ao ano é muito superior à taxa de declínio de 5% do Mar do Norte.

Entretanto, investir nessa modalidade não faz sentido para a Petrobras, já que possui ativos muito mais lucrativos, como os do pré-sal, para desenvolver. Nesse caso, o processo de atração de novos parceiros com uma estrutura de custos menor exige a redução dos royalties pagos, discussão em curso no momento no País. Essa é uma possibilidade que poderia estimular investimentos, produção e, conseqüentemente, a atividade econômica nas localidades no entorno desses campos.

## 5.1 Avanço da discussão no âmbito do Promar

Um consenso importante nas discussões é de que a indústria petrolífera do Brasil tem um grande desafio pela frente, já que as empresas operadoras perderam parte da capacidade de investimento, e, por outro lado, energias renováveis competem fortemente com petróleo na busca desse estoque de capital. Com isso, observa-se uma redução no investimento em exploração de petróleo desde 2016. Colombini (2020) ratifica esses pontos na sua discussão sobre o papel das petroleiras nos negócios com petróleo no mundo.

A revitalização da Bacia de Campos, cujos campos são maduros, e alguns podem atingir a condição de ultramaduros brevemente, precisa de celeridade no processo de atração de investidores e início de operação. Hoje o processo é burocrático e longo, a exemplo do trâmite legal de cessão de direitos e transição de operações, que chega a durar nove meses, segundo o Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás – IBP, que entende a necessidade de um projeto de boas práticas para possibilitar maior segurança jurídica regulatória.

São ponto de consenso também os substanciais benefícios da revitalização da Bacia de Campos. Grandes investimentos já foram realizados ao logo do tempo nas fases de exploração e produção, cujo fator médio de recuperação se situa em torno de 14%, podendo chegar a 24%, segundo a Associação Brasileira dos Produtores Independentes de Petróleo e Gás – ABPIP.

Assim, estender a vida útil dos campos maduros, aumentando a sua taxa de recuperação, é fundamental para a revitalização desses ativos e para a matriz energética do País. A visão da Empresa de Pesquisa Energética – EPE, é de que a agenda do Promar representa uma janela de oportunidade para os campos maduros, considerando a chegada de novos entrantes.

Aspectos fundamentais, como a grande expertise da Petrobras, assim como a sua dotação de investimento previsto de US\$ 13,0 bilhões nos próximos cinco anos para a Bacia de Campos, devem ser considerados, segundo representante da Petrobras. O Brasil, como potência energética, precisa construir um ambiente competitivo.

Condições como a adequação, simplificação e otimização tributária, adequação trabalhista e mudança no marco regulatório precisam ser operacionalizadas para o fomento das atividades econômicas, mantendo a indústria ativa. O exemplo de regulação para tornar o ambiente propício e com a segurança jurídica do Mar do Norte, no Golfo Pérsico, é muito importante para o Brasil.

Sem desconsiderar os esforços empreendidos, alguns questionamentos foram feitos em relação ao regime de partilha. Segundo o IBP, o regime mais atrativo é o de concessão, que precisa ser prorrogado para os campos maduros, de forma a reduzir a necessidade de investimento para pequenos operadores. Outro ponto também importante diz respeito aos resultados práticos da adequação do pagamento de *royalties*, com a redução de 10% para 7%. Na visão da Perenco, além de baixo impacto na tributação de 0,18%, existem dificuldades no enquadramento de pequenas e médias empresas.

O aspecto comercial também foi lembrado pela Abpip, que relacionou o esforço de atração de investimentos à necessidade de preço justo na comercialização de petróleo, hoje com certas difi-



culdades em função de elevadas tarifas para escoamento da produção, o que representa também um entrave à comercialização de gás natural. Afirmam os representantes das empresas operadoras que o mercado concentrado na Petrobras representa um sério problema.

O IBP entende que a evolução da cadeia de valor passa pela revisão dos dispositivos de regulamentação legal, celeridade no processo e regulamentação da Lei do Gás Natural. Existem problemas na demanda por gás, já que importamos 80% dos fertilizantes consumidos no País. Nesse caso, o incentivo ao consumo pela indústria química, uniformizando a tributação e observando as barreiras de entrada, e a necessária revisão da posição dominante da Petrobras são elementos essenciais do processo.

Apesar do destaque dos diversos problemas inibidores de um ambiente competitivo para atração de investimentos, é notório o otimismo dos diferentes atores que consideram o setor de petróleo resiliente. A queda de 4,0% no PIB do País em 2020 teve impacto na redução de 30% no setor de óleo e gás, mas mantém ainda acesa a esperança em relação ao objetivo de impulsionar os campos maduros, em função do muito que eles ainda podem contribuir na formação de riqueza para o estado do Rio de Janeiro e para o País.

## 6 CONSIDERAÇÕES FINAIS

A presente pesquisa objetivou avaliar possibilidades com vista à reversão do processo de declínio da produção de petróleo da Bacia de Campos. Pela ótica da tecnologia, foram disponibilizadas diferentes técnicas utilizadas no exterior e no Brasil, fator positivo perante o objetivo de recuperação da bacia. Pela ótica da regulamentação, as ações principais do Estado brasileiro foram sistematizadas com base na seguinte estrutura de análise.

Inicialmente, dois fundamentos foram evidenciados como essenciais na discussão sobre a possibilidade de revitalização e incentivo à produção de campos maduros da Bacia de Campos. O primeiro, relacionado aos esforços já indicados por ocasião dos leilões já realizados e em planejamento pela ANP, no sentido de atrair novos investidores para a bacia. O segundo, estabelecido no contexto do elevado otimismo observado entre todos os atores envolvidos.

Ainda nesse contexto, é importante o resgate da observação de que grandes investimentos já foram realizados ao longo do tempo nas fases de exploração e produção na bacia. Porém, apesar do seu estágio maduro, o seu fator médio de recuperação é muito baixo, situando-se em torno de 14%, segundo a Associação Brasileira dos Produtores Independentes de Petróleo e Gás – ABPIP. A empresa ainda estima que esse índice pode chegar a 24%, exigindo, portanto, novos investimentos.

O sucesso em relação à atração efetiva dos investimentos necessários para a revitalização da Bacia de Campos passa por aspectos de natureza externa e interna que serão determinantes.

Considerando que o risco do investimento é da empresa concessionária, a qual tem a responsabilidade de pagar participações governamentais, o desenho de um marco legal e regulatório aprimorado para trazer segurança jurídica para os investidores é fundamental.

O interesse claro da Petrobras em desinvestimento em áreas menos nobres, priorizando os negócios no pré-sal, assim como as grandes operadoras, pode representar uma janela de investimento para empresas menores no pós-sal, mas as condições ambientais precisam estar postas.

Com isso, imprimir celeridade ao processo de atração de investidores é fundamental para romper com o processo burocrático e longo que é operado hoje. Nesse caso, a necessidade de um projeto de boas práticas para possibilitar maior segurança jurídica regulatória é cobrada para facilitar a chegada de operadores menores.

Outra questão importante diz respeito à prorrogação da concessão de campos maduros para re-duzir investimentos, assim como adequação do pagamento de royalties da produção de petróleo. Os

entraves à comercialização precisam ser tratados para atrair o interesse dos investidores que consideram tarifas elevadas para o escoamento da produção e preços injustos na comercialização deles.

Conforme indicativos traçados, o processo operacional apresenta problemas internamente, que precisam ser sanados urgentemente. É preciso considerar ainda que com a flexibilização do pré-sal, quando a Petrobras abriu espaço para a chegada de grandes operadoras, as pequenas empresas nacionais e internacionais se fragilizaram economicamente, pela dificuldade competitiva. É evidente a descapitalização dessas empresas e, conseqüentemente, a baixa capacidade de investimento.

Já o ambiente externo dá sinais positivos. O preço da *commodity* tem se valorizado e já atingiu um crescimento de 56,17% em 2021. Nos primeiros meses de 2022, o preço já ultrapassou a US\$ 100,0 em função da pressão de eventos internacionais.

Os Estados Unidos, importante parceria comercial brasileira, que tinham amargado queda no PIB de 3,5% em 2020, apresentaram uma boa recuperação, com crescimento de 1,6% no PIB do primeiro trimestre de 2021 em relação ao trimestre anterior. A China, cuja desaceleração foi drástica por conta da pandemia em 2020, dá sinais de reaceleração, com o crescimento do PIB de 0,6% no primeiro trimestre desse ano e com a tradicional voracidade na importação de matérias-primas (IBGE, 2021).

Um outro elemento favorável que precisa ser considerado é a evolução do processo de vacinação no mundo. O sucesso vacinal americano impactará positivamente na Europa; no segundo semestre desse ano, o ambiente de negócios tende a melhorar. O Brasil segue também buscando alternativas para aumento da oferta de doses, agregando qualitativamente esse momento que se desenha.

A demanda por petróleo deve continuar avançando em função desses elementos. Realmente, existe uma janela de oportunidade que vai exigir celeridade das autoridades brasileiras em uma profunda reestruturação do marco regulatório para se ajustar ao novo cenário, em que o investimento nos campos maduros depende de sua viabilidade econômica e financeira no contexto dos pequenos operadores.

## REFERÊNCIAS

ABPIP – ASSOCIAÇÃO DE PRODUTORES INDEPENDENTES. Disponível em: <https://abpip.org.br/>. Acesso em: 9 abr. 2020.

ANP - AGÊNCIA NACIONAL DE PETRÓLEO. **Boletim da Produção de Petróleo e Gás**. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br> Acesso em: 9 abr. 2020.

BAKKER, S. J.; KLEIVEN, A.; FLETEN, S.; TOMASGARD, A. Mature offshore oil field development: Solving a real options problem using stochastic dual dynamic integer programming. **Computers & Operations Research**, v. 136, p. 1-11, 2021.

BEALESSIO, B. A.; ALONSO, N. A. B.; MENDES, N. J.; SANDE, A. V.; HASCAKIR, B. A review of enhanced oil recovery (EOR) methods applied in Kazakhstan. **Petroleum**, v. 7, n. 1, p. 1-9, 2021. Disponível em: <http://www.keaipublishing.com/en/journals/petroleum>. Acesso em: 9 abr. 2020.

CARDOSO, M.; OLIVEIRA, G.; GHELI, K. Análise de Conteúdo: Uma Metodologia de Pesquisa Qualitativa. **Cadernos da Fucamp**, v. 20, n. 43, p. 98-111, 2021.

CHUKWUEMEKA, A. O.; AMEDE, G.; ABDULSALAM, M.; SHADA, O. E.; ODUNLAMI, K. A. Oil well sidetracking in mature fields: its potential for increasing recovery from Nigeria's mature fields. Institute of Oil, Gas and Energy, Kuban State. **Petroleum and Coal**, Institute of Oil, Gas and Energy, Kuban State Technological University Krasnodar, Russia, v. 59, n. 1, p. 38-46, 2017.

COLOMBINI, I. Crise da geopolítica do petróleo no Brasil e o 'mundo invisível' das parapetroleiras. **OIKOS**, Rio de Janeiro: 2020.

DELGADO, F.; PINTO, H. **Conjuntura Econômica**. Rio de Janeiro, junho, p. 44-46, 2020.

DELGADO, F.; PIRES, A. Royalties e Campos Maduros. **FGV – Energia – RJ**. Disponível em: <https://fgvenergia.fgv.br/sites/fgvenergia.fgv.br/files/artigos/valor-economico-19122019-onshore.pdf> Acesso em: 9 abr. 2020.

EPE – EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt>. Acesso em: 9 abr. 2020.

FGV – FUNDAÇÃO GETÚLIO VARGAS. Royalties e EOR em Campos Maduros no Brasil: Discussões sobre alíquotas e arrecadações. **Caderno Opinião**, 2020.

HULL, R. What is a Mature field? **Halliburton Solutions Blog**. Disponível em: <http://halliburtonblog.com/what-is-a-mature-field>. 2012. Acesso em: 9 abr. 2020.

IBGE – INSTITUTO BRASILEIRO DE GEOGRAFIA E ESTATÍSTICA. Disponível em: <https://www.ibge.gov.br/> Acesso em: 9 abr. 2020.

IBP – INSTITUTO BRASILEIRO DE PETRÓLEO. Disponível em: <https://www.ibp.org.br/> Acesso em: 9 abr. 2020.

JORNAL PRENSA DE BABEL. Disponível em: <https://prensadebabel.com.br/estado-do-rj-tem-12-blocos-de-petroleo-e-gas-arrematados-na-15a-rodada-da-anp/bacia-de-campos-2-638/> Acesso em: 15 abr. 2022.

LAMAS, L.F.; BOTECHIA, V.E; SCHIOZER, D.J.; ROCHA, M.L.; DELSHAD, M. Application of Polymer flooding in the revitalization of a mature heavy oil field. **Journal of Petroleum Science and Engineering** **204: 2021**.

MENDONÇA, J. C. M.; COSTA, A. L. M.; NEVES, J. E. Análise da Economicidade de Cenário para Reativação de Campo Maduro de Petróleo: Um estudo de caso real. **The Journal of Engineering and Exact Sciences – JCEC**, Vol. 05 N. 02: 2019.

MUGGERIDGE, A.; COCKIN, A.; WEBB, K.; FRAMPTON, H.; COLLINS, I.; MOULDS, T.; SALINO, P. Recovery rates, enhanced oil recovery and technological limits. **Philosophical Transactions**, Royal Society Publishing, p. 1-25, 2014. <http://dx.doi.org/10.1098/rsta.2012.0320>

MME - MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br>. Acesso em: 9 abr. 2020.

NIKOLOVA, N.; GUTIERREZ, T. Use of Microorganisms in the Recovery of From Recalcitrant Oil Reservoirs: Current State of Knowledge, Technological Advances and Future perspectives. **Frontiers in Microbiology**, v. 10, p. 1-18, 2020.

O'BRIEN, J.; SAYAVEDRA, L.; MOGOLLON, J.; LOKHANDWALA, T.; LAKANI, R. Maximizing Mature Field Production. A New Approach to Mature Field Screening Revitalization Options. Paper presented at the **SPE Europec featured at 78th EAGE Conference and**

**Exhibition**, Vienna, Austria, May 2016. Paper Number: SPE-180090-MS <https://doi.org/10.2118/180090-MS>.

PARSHALL, J. Mature Fields Hold Big Expansion Opportunity. **Journal of Petroleum Technology**, v. 64, n. 10, p. 52-58, 2012. <https://doi.org/10.2118/1012-0052-JPT>

PETROBRAS - PETRÓLEO BRASILEIRO S/A. Disponível em: [https://petrobras.com.br/fatos-e-dados/5-coisas-que-voce-precisa-saber-sobre-a-renovacao-da-bacia-de-campos.htm?gclid=Cj0KCQjwh\\_eFBhDZARIsALHjIKe9MGIWSzXMkt2\\_53zww6BAts-8P2\\_dVNLSN5873d0rcfvRlBQDiGcaAjwwEALw\\_wcB](https://petrobras.com.br/fatos-e-dados/5-coisas-que-voce-precisa-saber-sobre-a-renovacao-da-bacia-de-campos.htm?gclid=Cj0KCQjwh_eFBhDZARIsALHjIKe9MGIWSzXMkt2_53zww6BAts-8P2_dVNLSN5873d0rcfvRlBQDiGcaAjwwEALw_wcB) Acesso em: 9 abr. 2020.

TCERJ - TRIBUNAL DE CONTAS DO ESTADO DO RIO DE JANEIRO. Disponível em: <https://www.tce.rj.gov.br/> Acesso em: 9 abr. 2020.

VIGANO, G. C.; BEZERRA, M. F.; GIURIATTO, J. L.; BUENO, D. E.; MARQUES, F. Applied domain integration for production optimization of a Brazilian mature offshore field. **Rio Oil & Gas Expo and Conference: Technical Papers**, Rio de Janeiro, RJ, Brazil, n. 67, 2020.