LVI SBPO SIMPÓSIO BRASILEIRO DE PESQUISA OPERACIONAL
DE 04 ATÉ 07 NOVEMBRO 2024
FORTALEZA | CEARÁ

Um *Framework* para Suporte à Estratégias de Oferta em Leilão de E&P de Petróleo e Gás baseado em Métricas de Aversão à Risco

Fernanda Silva Nucci
Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Departamento de Engenharia Industrial
Rua Marquês de São de Vicente, 225 – Gávea, Rio de Janeiro, RJ – Brazil – 22541-900
fernandanucci@yahoo.com.br

Bruno Fanzeres
Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Departamento de Engenharia Industrial
Rua Marquês de São de Vicente, 225 – Gávea, Rio de Janeiro, RJ – Brazil – 22541-900
bruno.santos@puc-rio.br

RESUMO

Em muitos países, uma área de Exploração e Produção (E&P) de petróleo é adquirida através de um leilão. Embora o processo de liquidação do leilão seja tipicamente simples, a identificação da melhor oferta é complexa. Para sua valoração, deve ser pré-definido o modelo de desenvolvimento com diversas alternativas associadas, alto grau de incertezas técnicas, de mercado e operacionais, e submetido a uma determinada condição fiscal. Este trabalho visa a construção de um *framework* para dar suporte ao processo de escolha da oferta que maximize seu valor para a empresa, considerando as incertezas envolvidas no processo. Foram utilizados indicadores de performance típicos como: Valor Presente Líquido (VPL), *Conditional Value-at-Risk*, Omega e Exposição Financeira. Afim de melhor quantificar risco/benefício no processo de tomada de decisão, foram construídas novas métricas de avaliação: *Mean-Weighted CVaR*, *Mean-Weighted Double-Sided CVaR*, Beta e *Negative-Positive cashflow ratio*. Para ilustrar a aplicabilidade do *framework*, um experimento numérico realista é apresentado.

PALAVRAS CHAVE. Oferta em Leilão de Área de E&P de Óleo e Gás; Avaliação de Projetos de E&P Offshore; Tomada de Decisão sob Incerteza; Medidas de Risco; Métricas de Performance.

Tópicos: EN&PG – PO na Área de Energia, Petróleo e Gás, SIM – Simulação, GF – Gestão Financeira

ABSTRACT

In many countries, an oil and gas area for Exploration and Production (E&P) is acquired through an auction. Although the auction settlement process is usually simple, identifying the best offer is complex. For its valuation, a development model must be pre-defined with several associated alternatives and with a high degree of technical, market, and operational uncertainties and submitted to a fiscal term. This work aims to build a framework to support the process of strategically choosing the offer that maximizes its value for the company, considering the uncertainties involved in the process. Usual performance indicators were used: Net Present Value (NPV), Conditional Value-at-Risk, Omega, and Financial Exposure. Furthermore, in order to better quantify the financial risk/benefit in the decision-making process, novel risk metrics were constructed: Mean-Weighted CVaR, Mean-Weighted Double-Sided CVaR, Beta, and Negative-Positive cashflow ratio. To illustrate the applicability of the proposed framework, a numerical experiment based on a realistic case is presented and discussed.

KEYWORDS. Oil and Gas Exploration Field Auction; Offshore Oil Project Evaluation; Decision Under Uncertainty; Risk Measures; Performance Metrics.

Paper topics: EN&PG – OR on Energy, Oil and Gas Areas, SIM – Simulation, GF – Financial Management

DOI: 10.59254/sbpo-2024-193670
https://proceedings.science/p/193670?lang=pt-br

1. Introdução

Até o ano de 1997, a exploração de petróleo nas bacias sedimentares do Brasil era realizada exclusivamente pela Petrobras, pois a empresa possuía o monopólio desta atividade. Neste ano, com a regulamentação da "Lei do Petróleo" [Brasil, 1997], foi criada a *Agência Nacional de Petróleo* (ANP), com o início das atividades em 1998, o que possibilitou ao país adotar o modelo de concessão, sendo este o início da realização dos leilões dos blocos de exploração de petróleo [Silva, 2010]. Neste modelo, a concessão do direito de explorar e produzir petróleo e gás natural pela União é realizada através de um leilão, denominado *Rodada de Licitação*. A modalidade desses leilões é do tipo selado [Krishna, 2009], quando todas as ofertas são abertas no mesmo momento e a proposta vencedora é a que apresenta maior valor ao governo. Atualmente, existem três regimes fiscais de E&P no Brasil: (i) Concessão; (ii) Cessão Onerosa e (iii) Partilha de Produção. Em 2010, foi concedida a Cessão Onerosa à Petrobras, uma autorização específica para a contratação direta da empresa para desenvolvimento de um volume limitado nas áreas do pré-sal da Bacia de Santos [Brasil, 2010a]. Para a região denominada polígono do pré-sal, o regime de Partilha de Produção é obrigatório [Brasil, 2010b]. Para novos leilões de áreas petrolíferas somente se aplicam os regimes de Concessão e Partilha de Produção, pois a Cessão Onerosa trata-se de um caso específico.

A tomada de decisão da entrada em um leilão é complexa e com grandes incertezas envolvidas. Para a empresa avaliar o lance em um leilão, ela deve definir como será realizado o desenvolvimento da produção do campo. A decisão por uma determinada alternativa gera impactos e investimentos elevados para a empresa. As Rodadas de Licitações no Brasil iniciaram-se em 1999 e desde então houve a realização de dezessete rodadas de blocos exploratórios sob o Regime de Concessão [ANP, 2022] e seis do pré-sal, sob o Regime de Partilha de Produção [ANP, 2022b]. Em 2019, sob o Regime de Concessão foram realizadas as sessões públicas de ofertas do primeiro ciclo da Oferta Permanente, que consiste na oferta contínua de blocos exploratórios e áreas com acumulações marginais localizados em quaisquer bacias terrestres ou marítimas, com exceção do Polígono do Pré-Sal. Neste mesmo ano, foram ofertados os Volumes Excedentes da Cessão Onerosa, sob o regime de partilha de produção. Nos próximos anos, o governo brasileiro pretende realizar leilões de novas áreas petrolíferas que deverão atrair investimento de empresas. Estão previstas a 7ª Rodada de Licitações de Partilha de Produção, das áreas denominadas Esmeralda e Ágata, localizadas na Bacia de Santos e Água Marinha, localizada na Bacia de Campos e 8ª Rodada de Licitações de Partilha de Produção das áreas denominadas Tupinambá, Jade e Ametista, localizadas na Bacia de Santos, e Turmalina, localizada na Bacia de Campos [ANP, 2020]. Após algumas Rodadas de Licitação sob o Regime de Partilha de Produção e seus resultados, está em tramitação o Projeto de Lei nº 3178, de 2019 [Brasil, 2019]. Esse projeto visa modificar a Lei nº 12.351, de 22 de dezembro de 2010 [Brasil, 2010b], que instituiu o Regime de Partilha de Produção, em áreas do pré-sal e em áreas estratégicas, permitindo a licitação com concessão nos blocos quando esse regime apresentar maior vantagem para o Brasil. A justificativa para esse projeto é que o Regime de Partilha de Produção não é adequado para áreas com potencial de menor produção, fazendo com que não haja atratividade de empresas para a licitação dessas áreas.

O objetivo da deste trabalho, portanto, é construir um *framework* para dar suporte ao processo de escolha da oferta que maximize uma medida de valor para a empresa, auxiliando o tomador de decisão e considerando as incertezas envolvidas no processo. Para isso será desenvolvida uma metodologia e elaborado um simulador para identificar indicadores econômicos que apresentam a oferta ótima em um leilão de uma área marítima de exploração de óleo e gás. Serão comparadas diferentes abordagens para a tomada de decisão de investimento em um campo de petróleo de acordo com a configuração da produção e preço do petróleo. As principais contribuições desse trabalho estão elencadas a seguir:

1. Modelar o fluxo de caixa dos regimes fiscais;
2. Propor um *framework* de oferta sob incerteza co-otimizando com a configuração a ser implementada na área;
3. Construir métricas baseadas em medida de risco. A partir da medida de risco *Conditional Value-at-Risk* (CVaR), foram construídas duas medidas de performance *Mean-Weighted CVaR* e *Mean-Weighted Double-Sided CVaR*.

DOI: 10.59254/sbpo-2024-193670
https://proceedings.science/p/193670?lang=pt-br

2. Descrição da Oferta para Leilão de Área de Exploração e Produção de Petróleo

A concessão de uma área de exploração e produção (E&P) de petróleo é realizada através de um leilão. No Brasil, o governo realiza esta prática há mais de duas décadas e estão previstos leilões futuros para atrair investimento de empresas. As empresas fazem as suas ofertas e a proposta vencedora é aquela que oferece maior valor ao governo. O ganhador do leilão adquire o direito de explorar a área, assinando um contrato regido por um regime fiscal e por determinado período de tempo. A exploração e produção de uma área de petróleo é dividida em duas fases: fase de exploração e fase de desenvolvimento da produção. Na fase de exploração são realizadas atividades para determinar a existência ou não de petróleo na área e sua viabilidade comercial. Sendo viável comercialmente é declarada a comercialidade e a área passa a ser denominada campo. Na fase de desenvolvimento da produção são realizadas atividades que viabilizem a sua produção [Suslick and Schiozer, 2004].

A mensuração de um projeto consiste em estimar e avaliar o seu fluxo de caixa de acordo com as entradas e saídas ao longo do tempo. Nos primeiros anos são realizados os investimentos em aquisição, exploração e desenvolvimento da produção o que torna o fluxo de caixa negativo. À medida que ocorre a produção do campo, a partir da composição de receitas, investimentos, custos operacionais e tributos, o fluxo de caixa passa a ser positivo. Ao final do período de produção é realizado o abandono técnico e/ou econômico do campo usualmente com a inversão do sinal do fluxo de caixa. Cada área de E&P de petróleo é regida por um sistema contratual assinado no momento de sua aquisição. Atualmente, existem três regimes fiscais de E&P no Brasil: (i) Concessão; (ii) Cessão Onerosa e (iii) Partilha de Produção. Para novos leilões de áreas petrolíferas aplicam-se os regimes de Concessão e Partilha de Produção. Para a região denominada polígono do pré-sal, em particular, o regime de Partilha de Produção é obrigatório [Brasil, 2010b]. A Figura 1 apresenta o processo decisório que reflete o problema de otimização da escolha da oferta para um leilão de uma área E&P de óleo e gás. Esse processo inicia-se com a oferta dada pela caixa de cor laranja e o leilão representa o círculo de cor verde. Caso a oferta não seja aceita segue-se para a seta "Não" representando um fluxo financeiro nulo. Caso a oferta seja aceita, é necessário a escolha de uma configuração de produção representada pela cor azul e sujeito às incertezas no processo, representadas pelo círculo de cor amarelo o que induz a um fluxo de caixa estocástico. Formalemnte, para uma dada oferta x e uma configuração de produção y, o fluxo estocástico pode ser escrito como em (1).

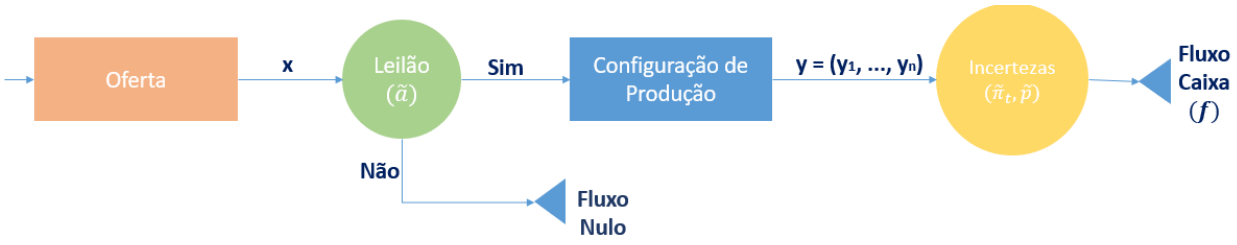


Figure 1: Processo decisório que reflete o problema de otimização da escolha da oferta para um leilão de uma área E&P de óleo e gás

$$f(z,\tilde{\xi}) = \left(\sum_{t=1}^{T}\left(\frac{1}{(1+r)^t}(\tilde{\pi}_t \cdot g_t(y,\tilde{p}) - c_t^{FC}(y))\right) - c_f(x)\right)\tilde{a}(x), \tag{1}$$

onde $z = [x, y]$ representa o vetor de decisão com x indicando a oferta no leilão e y a configuração a ser adotada. As incertezas do problema são concentradas em $\tilde{\boldsymbol{\xi}} = [\tilde{a}, \tilde{p}, \tilde{\boldsymbol{\pi}}]$ com $\tilde{\boldsymbol{\pi}} = \{\tilde{\pi}_t\}_{t=1}^{T}$ representando o processo estocástico ao longo de $t \in \{1, \ldots, T\}$ períodos do preço incerto do petróleo tipo Brent, $\tilde{a}(x)$ é uma variável aleatória binária que representa o status pós leilão (isso é, assume valor 1 caso a oferta seja vencedora e 0 caso contrário), será caracterizada probabilisticamente por uma distribuição de Bernoulli cuja probabilidade de vencer o leilão é dependente da oferta x, $\tilde{p}$ é o nível de produção (e.g., otimista, pessimista e base), incerto no momento de definição da oferta e configuração de produção. O primeiro termo da equação (1) representa a receita operacional da área $(\tilde{\pi} \cdot g(y, \tilde{p}))$, o segundo os custos associados a construção, operação e tributação

DOI: 10.59254/sbpo-2024-193670
https://proceedings.science/p/193670?lang=pt-br

(c^{FC}) e o terceiro o pagamento referente ao montante ofertado (c_f). A produção no período $t \in \{1, \ldots, T\}$ para uma dada configuração y e observação do nível de produção p é representada pela função g_t, $c^{FC}(y)$ são os custos associados a construção e operação dada um configuração escolhida y e a tributação associada, e r é o custo de oportunidade. O objetivo deste trabalho é identificar a oferta x^* e a respectiva configuração y^* que maximize uma medida de valor para a empresa do fluxo descrito na equação (1) apresentada. A seguir serão detalhadas a função custo $c^{FC}(y)$ seguindo os dois regimes fiscais vigentes: concessão e partilha de produção.

2.1. Regime Fiscal de Concessão

A Lei do Petróleo, lei n° 9.478/1997 [Brasil, 1997], regulamentou as atividades de exploração e lavra de petróleo mediante contrato de concessão. Esta lei estabeleceu para os blocos licitados sob o regime de Concessão as seguintes participações governamentais: bônus de assinatura, *royalties*, participação especial, e pagamento pela ocupação da área ou retenção da terra. O bônus de aquisição é o valor ofertado na licitação do bloco e pago na assinatura do contrato. Seu valor mínimo é estabelecido no edital da licitação. O vencedor da licitação é o proponente com a maior oferta de bônus de aquisição. Os *royalties* são uma alíquota paga mensalmente que varia de 5% a 15% da receita bruta. A participação especial (PE) definida no artigo 45 da lei n.º 9.478/97 [Brasil, 1997] e, posteriormente, regulamentada pelo decreto 2.705/98 [Brasil, 1998] é paga trimestralmente. Sua alíquota varia de 0 a 40% de acordo com a localização da lavra (lâmina d'água), tempo de produção e volume de produção trimestral. O pagamento pela ocupação da área ou retenção da terra é um valor fixo pago mensalmente e estabelecido no contrato. A receita bruta de produção é caracterizada pelo volume produzido de óleo e gás multiplicado pelo preço do petróleo e do gás. Os investimentos referem-se à construção de poços, equipamentos submarinos e plataformas de produção, além do abandono do campo ao final da produção. Os custos operacionais iniciam-se a partir da produção e são classificados em fixos e variáveis. Os custos fixos são custos de manutenção da produção e os custos variáveis são uso de produtos químicos dependentes do volume de produção. O imposto de renda e a contribuição social sobre o lucro líquido (CSLL) incidem sobre o lucro. O fluxo de caixa sob o regime de concessão pode ser representado pela Tabela 1.

Table 1: Fluxo de Caixa Econômico sob Regime Fiscal de Concessão

+	Receita bruta (óleo e gás)
-	Royalties (10%)
-	Custos Operacionais (OPEX)
-	Participação Especial
-	Imposto de Renda e CSLL (34%)
-	Investimentos (CAPEX)
=	Fluxo de Caixa Econômico Concessão

2.2. Regime Fiscal de Partilha de Produção

Em 2005, houve a descoberta do Pré-Sal na Bacia de Santos. Em 2007, através da Resolução do Conselho Nacional de Política Energética — CNPE nº 6, de 08/11/2007 [Brasil, 2007] determinou a exclusão do polígono do pré-sal o Regime de Concessão. A Lei nº 12.351/2010 [Brasil, 2010b] instituiu o novo Marco Regulatório estabelecendo no Brasil o Regime de Partilha da Produção nas áreas do polígono pré-sal e áreas estratégicas. Em 2013 foi realizada a 1ª Rodada de Licitação de Libra, a primeira área sob o Regime de Partilha de Produção no país [ANP, 2013]. Para o Regime de Partilha de Produção, a área de E&P é dividida pela União e pela empresa contratada. Denomina-se custo em óleo o total do óleo produzido pela empresa contratada após serem descontados os custos exploratórios, para desenvolvimento do campo e de extração. Há um limite para a recuperação do custo em óleo definido contratualmente. O excedente em óleo é o volume de óleo e gás restante descontando-se os investimentos. Este excedente é partilhado entre União e empresa contratada. Esses parâmetros variam para cada leilão e são definidos por contrato. Além dessa participação governamental, há o pagamento de *royalties* com alíquota estabelecida de 15%. O bônus de assinatura é um valor fixo determinado no edital da licitação. O fluxo de caixa sob o regime de Partilha de Produção pode ser representado pela Tabela 2.

DOI: 10.59254/sbpo-2024-193670
https://proceedings.science/p/193670?lang=pt-br

Table 2: Fluxo de Caixa Econômico sob Regime Fiscal de Partilha de Produção

+	Receita bruta (óleo e gás)
-	Royalties (15%)
-	Custos Recuperados
=	Excedente em Óleo Total
-	Excedente em Óleo União
=	Excedente em Óleo Cia
-	Imposto de Renda e CSLL (34%)
-	Investimentos (CAPEX)
-	Custos Operacionais (OPEX)
=	Fluxo de Caixa Econômico Partilha Produção

O vencedor do leilão para o Regime de Partilha de Produção é aquele cujo percentual ofertado de Excedente em Óleo para a União seja o maior. Esse percentual refere-se a um cenário referência de Brent em US$ por barril e uma produção média dos poços produtores. O percentual varia de acordo com a produtividade dos poços e o preço do petróleo. É estabelecido um limite mínimo e máximo de alíquota definido contratualmente. Sendo assim, o percentual de excedente em óleo para a União é dado por $\min\{\gamma, \max\{\sigma, \mathrm{b} + \Delta(\pi, \mathrm{g})\}\}$, onde σ representa o limite de alíquota mínimo, γ o limite de alíquota máximo, b o percentual de excendente em óleo ofertado para a União, π o preço spot do petróleo, g produtividade média dos poços e Δ a variação da alíquota em função da produtividade dos poços e preço do petróleo.

3. Metodologia de Avaliação

Os projetos de exploração e produção petrolífera possuem incertezas técnicas e de mercado. Durante a fase exploratória, a grande incerteza está na existência ou não de petróleo tecnicamente e economicamente viável. Após a declaração de comercialidade, ainda há incerteza de produção associada aos riscos geológicos do reservatório que mesmo após a produção do primeiro óleo, não são totalmente conhecidas. Quanto mais informações sobre a área vão sendo coletadas, as incertezas relacionadas ao volume de petróleo no reservatório são mitigadas e as incertezas relacionadas ao fator de recuperação do óleo tornam-se mais relevantes [Suslick and Schiozer, 2004]. Existe uma dicotomia entre o início de produção e a aquisição de dados que apesar de reduzir as incertezas técnicas pode postergar a produção. Além da incerteza técnica, há incerteza de mercado, caracterizada pelo preço do petróleo. Neste trabalho, foram consideradas duas incertezas. A primeira relacionada a incerteza técnica de reservatório do volume da reserva a ser explorada e será modelada com curvas pessimistas (P90), prováveis (P50) e otimistas (P10). A segunda incerteza trata-se do preço futuro do petróleo, que possui variações no mercado ao longo do tempo e será modelada através do processo estocástico de Movimento de Reversão à Média (MRM) [Uhlenbeck and Ornstein, 1930].

3.1. Indicadores de Performance

A literatura prévia sobre o tema abordado nesse estudo é esparsa. Indicadores tradicionais não são suficientes para atingir a função objetivo definida de maximizar o valor da empresa no negócio ajustado pelo seu perfil de risco. Sendo assim, além de alguns indicadores tradicionais fez-se necessário a criação de outros indicadores com o objetivo de avaliar o risco-retorno da oferta. Os indicadores de performance elaborados basearam-se no Valor Presente Líquido (VPL) para comparação dos fluxos de caixa, conforme apresentado na equação (1) e para a medida de risco, o *Conditional Value-at-Risk* (CVaR) [Rockafellar and Uryasev, 2002]. As ofertas serão avaliadas de acordo com os indicadores de performance elencados na Tabela 3 e Tabela 4. A Tabela 3 apresenta os indicadores encontrados na literatura e a Tabela 4 mostra os indicadores propostos neste trabalho.

DOI: 10.59254/sbpo-2024-193670
https://proceedings.science/p/193670?lang=pt-br

Table 3: Indicadores de performance tradicionais da literatura

Indicador	Símbolo	Significado
VPL esperado	$\text{VPL}_{\text{esperado}}$	Média do VPL
Desvio Padrão	Desvpad	Desvio médio
CVaR	CVaR_α	Peso para cauda esquerda
Omega	Ω	VPL esperado positivo/VPL esperado negativo
Exposição Financeira	Expfin	Máxima perda do FCD

Table 4: Indicadores de performance elaborados pelo autor

Indicador	Símbolo	Significado
Mean-Weighted CVaR	M-wCVaR_α^-	Peso para cauda esquerda
Mean-Weighted Double-Sided CVaR	$\text{M-wCVaR}_\alpha^\pm$	Peso para cauda esquerda e direita
Beta	β	Dado um percentil α calcula razão ganho sob perda
Negative-Positive cashflow ratio	NoPR	Número resultados positivos/negativos

O VPL esperado representa a média dos VPL nos cenários simulados. Para determinar o VPL dos cenários a serem simulados, será utilizado o VPL esperado dado pela equação (2),

$$\mathbb{E}[f(z,\tilde{\xi})] = \sum_{\omega\in\Omega} \mathbb{P}(\{\omega\}) \cdot f(z,\xi_\omega), \tag{2}$$

onde $f(z,\tilde{\xi})$ representa o fluxo de caixa estocástico da equação (1) e $\mathbb{P}(\{\omega\})$ a probabilidade de cada cenário simulado. Como medida de risco, será utilizada o CVaR apresentado a seguir, definido como em (3) para um nível de significância $\alpha \in (0,1)$.

$$\text{CVaR}_\alpha(f(z,\tilde{\xi})) = \max_\eta \left\{ \eta - \frac{1}{1-\alpha} \cdot \mathbb{E}[\max\{\eta - f(z,\tilde{\xi}), 0\}] \right\}. \tag{3}$$

Afim de melhor considerar o *trade-off* risco/benefício financeiro no processo de tomada de decisão é importante que múltiplos quantis da distribuição de VPL sejam contabilizados na métrica de valor para a empresa. Neste trabalho, são propostas e criadas duas métricas baseado nos conceitos do CVaR denominadas *Mean-Weighted CVaR* e *Mean-Weighted Double-Sided CVaR*. Mais especificamente, o indicador *Mean-Weighted CVaR* é definido pela equação (4) e utiliza além do VPL esperado, o CVaR da parte associada a cauda esquerda.

$$\text{M-wCVaR}_\Lambda^-(f(z,\tilde{\xi})) = (1-\lambda)\mathbb{E}[f(z,\tilde{\xi})] + \lambda \sum_{\alpha\in\Lambda} \frac{CVaR_\alpha(f(z,\tilde{\xi}))}{w_\alpha}, \tag{4}$$

onde Λ representa a coleção de percentis e w_α o peso associado a eles. O primeiro termo representa o VPL esperado e o segundo a média ponderada dos valores associados ao $CVaR_\alpha(f(z,\tilde{\xi}))$ para diferentes valores de $\alpha \in \Lambda$, portanto levando em consideração múltiplos impactos na cauda esquerda da distribuição de fluxo de caixa. O indicador *Mean-Weighted Double-Sided CVaR* é definido pela equação (5) e utiliza além do VPL esperado, o CVaR da parte associada a cauda esquerda e direita.

$$\text{M-wCVaR}_\Lambda^\pm(f(z,\tilde{\xi})) = (1-\lambda)\mathbb{E}[f(z,\tilde{\xi})] + \frac{\lambda}{2}\sum_{\alpha\in\Lambda} \frac{CVaR_\alpha(f(z,\tilde{\xi}))}{w_\alpha} + \frac{\lambda}{2}\sum_{\alpha\in\Lambda} \frac{-CVaR_\alpha(-f(z,\tilde{\xi}))}{w_\alpha}, \tag{5}$$

onde Λ representa a coleção de percentis e w_α o peso associado a eles. O primeiro termo representa o VPL esperado e o segundo a média ponderada dos valores associados ao $CVaR_\alpha(f(z,\tilde{\xi}))$ para diferentes valores de $\alpha \in \Lambda$, portanto levando em consideração múltiplos impactos na cauda esquerda da distribuição de fluxo

DOI: 10.59254/sbpo-2024-193670
https://proceedings.science/p/193670?lang=pt-br

de caixa e o terceiro termo a média ponderada dos valores associados ao $CVaR_\alpha(-f(z,\tilde{\xi}))$ para diferentes valores de α, portanto levando em consideração múltiplos impactos ma cauda direita da distribuição de fluxo de caixa. O grau de risco do tomador de decisão é representado por λ em que ao aumentar o seu valor um maior peso é dado as componentes do CVaR e no limite para λ igual a zero tem-se um agente Neutro a Risco.

O cálculo do indicador β é dado pela equação (6) e representa a fração entre a média condicional do VPL acima do percentil α e a média condicional do VPL abaixo do percentil $1-\alpha$.

$$\beta(\alpha) = \frac{-CVaR_\alpha(-f(z,\tilde{\xi}))}{CVaR_\alpha(f(z,\tilde{\xi}))}. \tag{6}$$

Ademais, o indicador de performance Omega possui a seguinte definição:

$$\Omega(L) = \frac{\mathbb{E}\Big[\max\{f(z,\tilde{\xi}) - L, 0\}\Big]}{\mathbb{E}\Big[\max\{L - f(z,\tilde{\xi}), 0\}\Big]}. \tag{7}$$

Neste trabalho, há o interesse particularmente em $L = 0$ que indica a fração do VPL esperado positivo sob o VPL esperado negativo. O indicador *Negative-Positive Cashflow Ratio* apresenta o quantitativo de resultados positivos sob os resultados negativos na equação (8).

$$\text{NoPR}(L) = \frac{\mathbb{P}\Big(f(z,\tilde{\xi}) \geq L\Big)}{\mathbb{P}\Big(f(z,\tilde{\xi}) < L\Big)}. \tag{8}$$

A exposição financeira quantifica o valor mínimo do fluxo de caixa descontado, isto é, mostra o menor valor que o fluxo de caixa descontado pode alcançar. É um indicador importante para cenários de restrição de caixa da empresa. Esse indicador é apresentado na equação (9).

$$\text{Expfin} = \min_{\tau\in\{1,\dots,T\}} \left\{ \sum_{t=1}^{\tau} \left(\frac{1}{(1+r)^t} (\tilde{\pi}_t \cdot g_t(y,\tilde{p}) - c_t^{FC}(y)) \right) - c_f(x) \right\}. \tag{9}$$

3.2. Processo de Definição da Oferta e Simulação do Fluxo de Caixa

Neste trabalho, a mensuração da probabilidade de vencer o leilão em cada um dos regimes foi obtida a partir de uma função exponencial e descrito na equação (10), com x representando a oferta.

$$G_\theta(x) = 1 - e^{-\theta x}. \tag{10}$$

Considerando os indicadores de performance apresentados na seção anterior, para sua estimação serão realizadas simulações de Monte Carlo para diferentes cenários ω e analisados os resultados. Foi escolhido o número de cenários N para o experimento de 1.000. Serão fixados o vetor de decisão z com x indicando a oferta no leilão e y a configuração de produção a ser adotada. O status pós leilão representado por a foi assumido o valor 1 como oferta vencedora. Serão amostrados os seguintes parâmetros: nível de produção (e.g., otimista, pessimista e base) representado por p e preço do petróleo tipo Brent (π). Para cada amostra dos dois parâmetros, será avaliada o fluxo de caixa estocástico $f(z,\tilde{\xi})$ dado pela equação (1) e os indicadores de performance apresentados na Tabela 3 e Tabela 4.

4. Estudo de Caso: Oferta Ótima em uma Área de Exploração e Produção *Offshore* no Brasil

O estudo de caso é baseado em uma área hipotética *offshore* de exploração e produção de petróleo sob os regimes fiscais de Concessão e Partilha de Produção no Brasil. Na Seção 4.1 será apresentada a descrição do campo com as métricas de investimentos e custos operacionais utilizadas nas análises e, a partir dessas informações, foram construídos os fluxos de caixa e analisados os resultados, conforme descrito nas Seção 4.2.

DOI: 10.59254/sbpo-2024-193670
https://proceedings.science/p/193670?lang=pt-br

4.1. Descrição da área

Para este estudo de caso foi considerado um projeto com 8 poços produtores, sendo 1 poço exploratório descobridor da área, 1 poço reserva e 6 poços injetores de água, além de uma plataforma de produção. A injeção de água é um método de recuperação com a finalidade de incrementar a produção do reservatório. Na fase de desenvolvimento da produção, para os investimentos e custos operacionais foram utilizadas as métricas de custos unitários conforme Portaria n° 213, de 23 de abril de 2019 [MME, 2019]. Sendo assim, os valores de investimentos e custos operacionais foram considerados de US$ 172 milhões para a construção de cada poço, US$ 88 milhões para interligação dos poços através de linhas de produção e injeção à plataforma. Foi considerada uma plataforma no campo com o custo de US$ 2.117 milhões. Durante o período de produção do campo, incorrem custos fixos e custos variáveis, estimados em US$ 214 milhões por ano e US$ 2 milhões por ano respectivamente [MME, 2019]. Na fase exploratória foi considerado um custo de aquisição sísmica de US$ 50 milhões para o mapeamento do reservatório e a construção de 2 poços de delimitação de área. O período de produção do campo é de 25 anos. No ano seguinte ao final da produção, o campo é abandonado com um custo de US$ 567 milhões [MME, 2019]. Para o regime de concessão, a alíquota de *royalties* considerada foi de 10%. A alíquota de participação especial varia entre 10% e 40% de acordo com o volume de produção do campo. Para o regime de partilha de produção, a alíquota de *royalties* considerada foi de 15%. Para o cálculo do percentual de excedente em óleo, o limite de recuperação de custos em óleo foi de 80%. A tabela de excedente em óleo utilizada foi a Rodada de Licitações do Excedente da Cessão Onerosa [ANP, 2019]. O limite mínimo da alíquota foi considerado de 1% e o limite máximo foi de 100%. Para essa rodada, o percentual de excedente em óleo ofertado para a União de referência foi com preço de barril de petróleo tipo Brent de US$ 76,18 e à produção diária média de 12.000 barris de petróleo por poço produtor ativo. O bônus de assinatura fixo considerado para a simulação foi de US$ 500 milhões.

4.2. Resultados

Na Seção 2 foram descritos os custos associados a construção, operação e tributação que representam $c^{FC}(y)$. Por simplificação, os custos de construção e operação foram mantidos iguais para todas as configurações de produção y. O custo de oportunidade, isto é, a Taxa Mínima de Atratividade (TMA) dado por r foi arbitrada em 8% a.a. A variável aleatória binária a que representa o status pós leilão, foi considerada assumindo valor 1, ou seja, a oferta sendo vencedora. Foram obtidos os fluxos de caixa estocásticos $f(z, \tilde{\xi})$ através da equação (1). A seguir são apresentados os resultados das simulações realizadas para cada regime fiscal com o cálculo dos indicadores de performance descritos na Tabela 3 e Tabela 4. O objetivo da análise dos resultados é identificar a melhor oferta z^* e a respectiva configuração y^* que maximize uma medida de valor para a empresa. Para análise dos resultados obtidos nessa seção, fez-se necessário o cálculo da probabilidade de vencer o leilão para os Regimes Fiscais de Concessão e Partilha de Produção. Utilizando-se a equação (10), a partir da definição do θ e valor de oferta representado por x para cada regime fiscal foram calculadas as probabilidades de vencer o leilão. O θ arbitrado para o Regime de Concessão foi de 0,001 e para o Regime de Partilha de Produção de 0,03.

4.2.1. Regime Fiscal de Concessão

Para as simulações do Regime Fiscal de Concessão foram avaliadas ofertas x referente ao valor do bônus de assinatura de 0 a 3.000 US$ MM com incrementos de 100 US$ MM. Para cada oferta x foram realizadas 1.000 simulações e obtidos os indicadores de performance da Tabela 3 e Tabela 4. Para o cálculo dos indicadores de performance, foram considerados $\Lambda = \{99\%, 95\%, 90\%, 80\%, 70\%, 60\%, 50\%\}$, isto é, foram considerados níveis de significância de 1%, 5%, 10%, 20%, 30%, 40% e 50%. Os primeiros indicadores a serem avaliados são os tradicionais VPL esperado e *Weighted CVaR*. Na Figura 2.(a) pode-se verificar que para o VPL esperado, o Caso 1 demonstra-se o melhor em todas as probabilidades de ganho. Há um estreitamento a partir da probabilidade de ganho de 70%. Para o *Weighted* CVaR_α não há uma dominância para o Caso 1 e para probabilidades mais altas há um estreitamento entre os casos mostrando uma menor dispersão.

Para os casos apresentados, o bônus ofertado que torna o VPL zero fica em torno de US$ 2.500 MM. Pela Figura 2.(a), a probabilidade de vencer para esse valor de bônus está em torno de 90%. Fazendo-se a junção dos indicadores VPL esperado e *Weighted CVaR* para traduzir risco/benefício foram criados as medidas *Mean-Weighted CVaR* e *Mean-Weighted Double-Sided CVaR*. Através do Λ é indicado o grau

DOI: 10.59254/sbpo-2024-193670
https://proceedings.science/p/193670?lang=pt-br

de risco do tomador de decisão. Sendo assim, para o cálculo do *Mean-Weighted CVaR* e *Mean-Weighted Double-Sided CVaR* fez-se necessário definir o valor de λ. Foram utilizados $\lambda \in \{0,00; 0,25; 0,50; 0,90\}$ representando neutralidade, baixo grau, moderado e alto grau de risco do tomador de decisão, respectivamente. No experimento numérico, foi decidido usar um $\lambda = 0,50$, representando um moderado perfil de risco do tomador de decisão. Sendo assim, esse λ foi escolhido para a análise da figura 2.(b).

O *Mean-Weighted CVaR* por considerar somente a cauda negativa apresenta valores menores que o *Mean-Weighted Double-Sided CVaR* conforme esperado. Isto pode ser visto na Figura 2.(b). Para ambos os indicadores há dominância do Caso 1 apesar de no *Mean-Weighted CVaR* os valores entre os casos serem mais próximos. Na Figura 2.(c) é analisado o indicador de performance Ω. Para este indicador também ocorre uma concentração maior a partir de 70% de probabilidade de ganho. Para o *Negative-Positive cashflow ratio*, pode-se verificar que a partir de 70% de probabilidade de ganho para cada 2 resultados positivos há um negativo decaindo até inverter a relação.

Conforme a Figura 2.(d), para o indicador β, quanto maior a probabilidade de ganho a razão ganho sob perda vai reduzindo devido a perda ao crescimento da perda que constitui o denominador da fração. Com isso, o β reduz conforme aumenta a probabilidade de ganho. Já a exposição financeira aumenta conforme cresce o bônus ofertado. Verifica-se que o Caso 1 apresenta a menor exposição financeira. Isso se deve ao fato de a entrada dos poços ser mais acelerada e consequentemente o acréscimo da receita nos primeiros anos do projeto.

4.2.2. Regime Fiscal de Partilha de Produção

Para as simulações do Regime Fiscal de Partilha de Produção foram avaliadas ofertas x referente ao percentual de Excedente em Óleo ofertado para a União de 0 a 90% com incrementos de 2%. Diferente do Regime de Concessão e conforme descrito na Seção 2.2, o vencedor do leilão é aquele cuja oferta de percentual de Excedente em Óleo para a União é maior, sendo o bônus de assinatura um valor fixo. Sendo assim, para as simulações do fluxo de caixa estocástico, há variação no parâmetro $c^{FC}(y)$ na tributação do regime. Para cada oferta x foram realizadas 1.000 simulações e obtidos os indicadores de performance da Tabela 3 e Tabela 4. Para o cálculo dos indicadores de performance, foram considerados $\Lambda = \{99\%, 95\%, 90\%, 80\%, 70\%, 60\%, 50\%\}$, isto é, foram considerados níveis de significância de 1%, 5%, 10%, 20%, 30%, 40% e 50%. Os primeiros indicadores a serem avaliados são os tradicionais VPL esperado e *Weighted CVaR*. Na Figura 3.(a) pode-se ver que VPL esperado mostra a dominância do Caso 1, conforme esperado. A partir de uma probabilidade de ganho em torno de 75% o VPL esperado apresenta valor negativo e os valores entre os 4 casos ficam próximos. Essa proximidade entre os casos, não apresentando uma dominância do Caso 1 pode ser explicada pela entrada mais acelerada dos poços que faz com que a sua produtividade média cresça mais rápido e afete o incremento do percentual de excedente em óleo.

Para o *Weighted CVaR* há uma dispersão maior dos casos, mas continua a predominância do Caso 1. Para os casos apresentados, o percentual de excedente em óleo ofertado para a União que torna o VPL zero fica entre 52% e 58%. Pela Figura 3.(a), a probabilidade de vencer para esse valor de bônus está em torno de 80%. Para o Regime de Partilha de Produção, também foi selecionado $\lambda = 0,5$ para a análise da Figura 3.(b). Assim como no Regime de Concessão, o *Mean-Weighted Double-Sided CVaR* apresenta valores mais altos devido a considerar a cauda positiva, conforme Figura 3.(b). O indicador Ω, conforme visto na Figura 3.(c) já parte de um valor mais baixo que o Regime de Concessão. Há uma maior concentração e os resultados ficam próximos em 70% de probabilidade de ganho. Para o *Negative-Positive cashflow ratio*, pode-se verificar que a partir de 70% de probabilidade de ganho para cada 1,5 resultados positivos há um negativo decaindo até inverter a relação. Para o Regime de Partilha de Produção, o indicador β à medida que aumenta a chance de vencer o leilão, a razão perda ganho aumenta e a variabilidade diminui. O comportamento difere do Regime de Concessão. Isso pode ser observado na Figura 3.(d). Também diferente do Regime de Concessão, a exposição financeira assemelha-se para diferentes percentuais de excedente em óleo ofertado para a União. Isso ocorre porque o bônus de assinatura é um valor fixo pago no início do fluxo de caixa e nesse período ocorrem os investimentos sem incorrer receita. O excedente em óleo é pago ao iniciar a produção e consequentemente a receita. Nesse período, o fluxo de caixa não assume o seu valor mínimo. Verifica-se que o Caso 1 também apresenta a menor exposição financeira devido ao fato de a entrada dos poços ser mais

DOI: 10.59254/sbpo-2024-193670
https://proceedings.science/p/193670?lang=pt-br

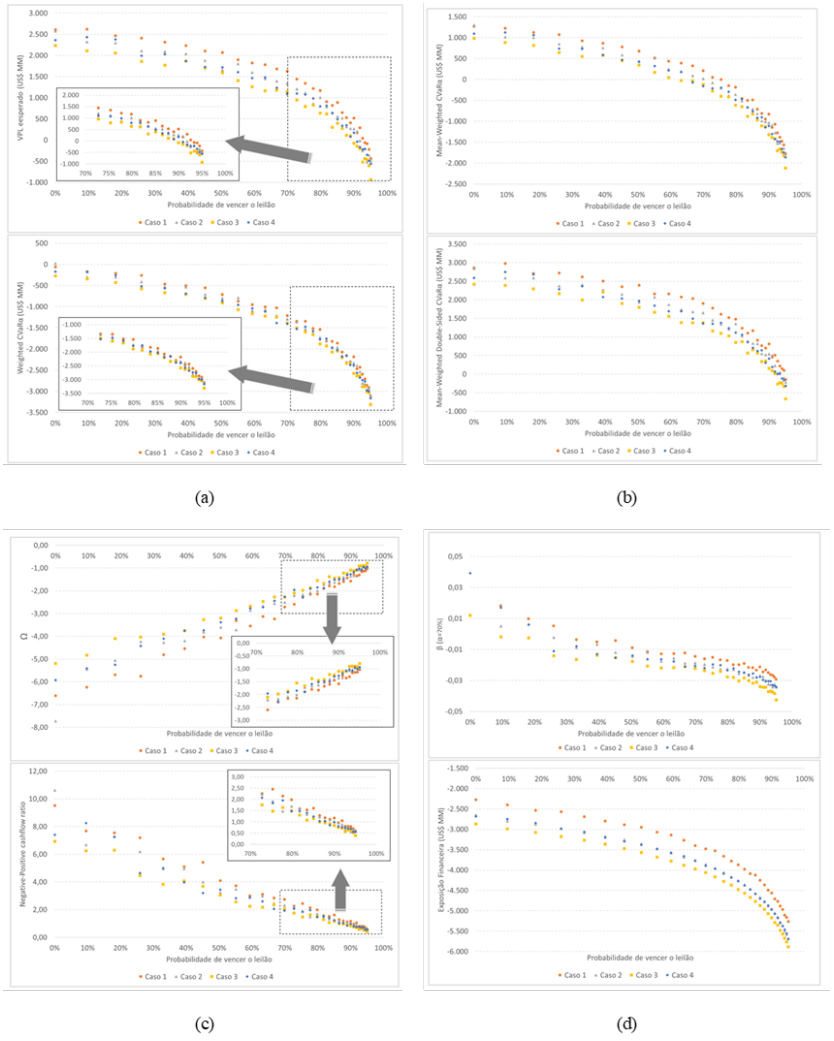


Figure 2: (a) VPL esperado e CVaR por probabilidade de vencer o leilão para Concessão; (b) *Mean-Weighted* CVaR_α e *Mean-Weighted Double-Sided* CVaR_α considerando Λ de 0,5 (moderado risco do tomador de decisão) para Concessão; (c) Ω e NoPR para Concessão; (d) β considerando α de 70% e Exposição Financeira para Concessão.

acelerada e consequentemente o acréscimo da receita nos primeiros anos do projeto.

4.2.3. Composição Ótima para os Regimes de Concessão e Partilha de Produção

Afim de propor a melhor oferta para cada um dos regimes foi necessário selecionar um dos indicadores apresentados para maximizar o valor. O indicador selecionado foi o *Mean-Weighted CVaR*. Esse indicador traduz melhor o risco e, portanto, nesse trabalho é utilizado para avaliar de maneira prescritiva a oferta/configuração ótima. A Figura 4.(a) mostra que a probabilidade de ganho entre 70% e 75% com bônus ofertado de US$ 1.500 MM gera um *Mean-Weighted CVaR* com valor pouco negativo. A Figura 4.(b) mostra que a probabilidade de ganho entre 60% e 70% com percentual de Excedente em Óleo ofertado entre 30% e 40% gerando um *Mean-Weighted CVaR* com valor pouco negativo.

5. Conclusão

A concessão de um campo de petróleo é realizada através de um leilão. No regime fiscal de concessão, a proposta vencedora é a que apresenta um valor maior de bônus de aquisição ao governo enquanto no regime fiscal de partilha de produção o vencedor é aquele que oferta o maior percentual de excedente em óleo para a União. Este trabalho apresentou uma metodologia para identificar a melhor oferta e configuração de produção que maximize uma medida de valor para a empresa em ambos os regimes. Considerando as duas incertezas e as configurações de produção, foram realizadas simulações de Monte Carlo para calcular os Fluxos de Caixa

DOI: 10.59254/sbpo-2024-193670
https://proceedings.science/p/193670?lang=pt-br

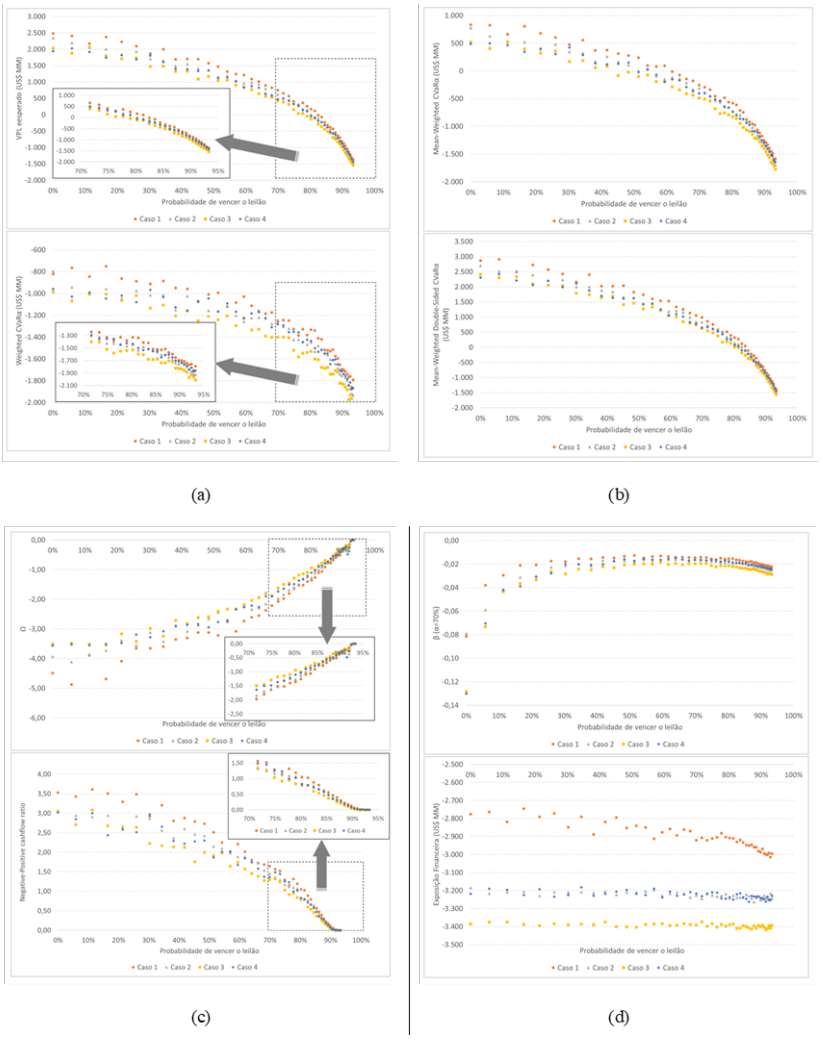


Figure 3: (a) VPL esperado e CVaR por probabilidade de vencer o leilão para Partilha de Produção; (b) *Mean-Weighted* $CVaR_\alpha$ e *Mean-Weighted Double-Sided* $CVaR_\alpha$ considerando Λ de 0,5 (moderado risco do tomador de decisão) para Partilha de Produção; (c) Ω e NoPR para Partilha de Produção; (d) β considerando α de 70% e Exposição Financeira para Partilha de Produção.

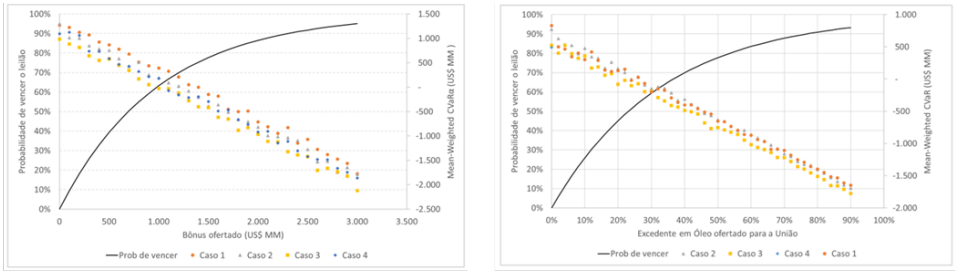


Figure 4: (a) Composição ótima para o Regime de Concessão; (b) Composição ótima para o Regime de Partilha.

Estocásticos com diferentes bônus de aquisição e percentuais de excedente em óleo para a União. Com a finalidade de melhor quantificar o risco/benefício financeiro no processo de tomada de decisão, além dos indicadores já existentes na literatura Valor Presente Líquido (VPL), *Conditional Value-at-Risk*, Omega e Exposição Financeira foram criados a partir desse trabalho alguns indicadores de performance: *Mean-Weighted*

DOI: 10.59254/sbpo-2024-193670
https://proceedings.science/p/193670?lang=pt-br

CVaR e *Mean-Weighted Double-Sided CVaR*, Beta, *Negative-Positive cashflow ratio*. A simulação foi aplicada em um estudo de caso de uma área hipotética de E&P. Verificou-se que as alterações na configuração da produção alteram significativamente os resultados dos indicadores e o efeito varia de acordo com o valor do bônus de aquisição e o percentual de excedente em óleo para a União. Os resultados apontaram que uma oferta de bônus em torno US$ 1.500 MM traz uma probabilidade de ganho entre 70% e 75% e com um retorno atrativo para o Regime de Concessão. Para o Regime de Partilha de Produção, um percentual de Excedente em Óleo ofertado entre 30% e 40% traz uma probabilidade de ganho entre 60% e 70% também com retornos atrativos.

References

ANP (2013). Agência nacional de petróleo, gás e biocombustíveis. 1ª rodada de partilha de produção – pré-sal. Disponível em: http://rodadas.anp.gov.br/pt/partilha-de-producao/1-rodada-de-partilha-de-producao-pre-sal. Acesso em: 09 nov. 2021.

ANP (2019). Agência nacional de petróleo, gás e biocombustíveis. rodada de licitações do excedente da cessão onerosa, 25 de abr. de 2019. Disponível em: http://rodadas.anp.gov.br/pt/rodada-de-licitacoes-dos-volumes-excedentes-da-cessao-onerosa/rodada-de-licitacoes-de-partilha-de-producao-do-excedente-da-cessao-onerosa. Acesso em: 09 nov. 2021.

ANP (2020). Agência nacional de petróleo, gás e biocombustíveis. as rodadas de licitações, 04 de jun. de 2020. Disponível em: http://rodadas.anp.gov.br/pt/entenda-as-rodadas/as-rodadas-de-licitacoes. Acesso em: 09 nov. 2021.

ANP (2022). Agência nacional de petróleo, gás e biocombustíveis. rodadas concluídas – concessão. Disponível em: https://www.gov.br/anp/pt-br/rodadas-anp/rodadas-concluidas/concessao-de-blocos-exploratorios. Acesso em: 07 ago. 2022.

ANP (2022b). Agência nacional de petróleo, gás e biocombustíveis. rodadas concluídas – partilha de produção. Disponível em: https://www.gov.br/anp/pt-br/rodadas-anp/rodadas-concluidas/partilha-de-producao. Acesso em: 07 ago. 2022.

Brasil (1997). Congresso nacional. lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/LEIS/L9478.htm. Acesso em: 09 nov. 2021.

Brasil (1998). Congresso nacional. decreto nº 2.705, de 3 de agosto de 1998. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/decreto/d2705.htm. Acesso em: 09 nov. 2021.

Brasil (2007). Conselho nacional de polÍtica energÉtica. resolução nº 6/2007, de 8 de novembro de 2007. Disponível em: https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/conselhos-e-comites/cnpe/resolucoes-do-cnpe/arquivos/2007/res_6_2007_cnpe.pdf. Acesso em: 09 nov. 2021.

Brasil (2010a). Congresso nacional. lei nº 12.276 de 30 de junho de 2010. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2007-2010/2010/Lei/L12276.htm. Acesso em: 09 nov. 2021.

Brasil (2010b). Congresso nacional. lei nº 12.531, de 22 de dezembro de 2010. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2007-2010/2010/lei/l12351.htm. Acesso em: 09 nov. 2021.

Brasil (2019). Senado federal. projeto de lei nº 3.178, de 2019. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2007-2010/2010/lei/l12351.htm. Acesso em: 09 nov. 2021.

Krishna, V. (2009). *Auction theory*. Academic press.

MME (2019). Ministério de minas e energia. portaria n° 213, de 23 de abril de 2019. Disponível em: https://www.in.gov.br/en/web/dou/-/portaria-n%C2%BA-213-de-23-de-abril-de-2019-*-83479907. Acesso em: 08 nov. 2021.

Rockafellar, R. T. and Uryasev, S. (2002). Conditional value-at-risk for general loss distributions. *Journal of banking & finance*, 26(7):1443–1471.

Silva, R. Y. M. A. d. (2010). *Proposta de metodologia de avaliação de portfólio por opções reais, considerando o valor da informação: um estudo de caso em exploração de petróleo*. PhD thesis, FGV.

Suslick, S. B. and Schiozer, D. J. (2004). Risk analysis applied to petroleum exploration and production: an overview. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 44(1-2):1–9.

Uhlenbeck, G. E. and Ornstein, L. S. (1930). On the theory of the brownian motion. *Physical review*, 36(5):823.

DOI: 10.59254/sbpo-2024-193670
https://proceedings.science/p/193670?lang=pt-br