

Texto para Discussão 001 | 2012

Discussion Paper 001 | 2012

Modelagem Econômica e Fiscal de Projetos Petrolíferos: Impacto do REPETRO sobre a Rentabilidade de Projetos

Edmar Luiz F. de Almeida

Instituto de Economia, Universidade Federal do Rio de Janeiro

Vinícius Coimbra

Instituto de Economia, Universidade Federal do Rio de Janeiro



Modelagem Econômica e Fiscal de Projetos Petrolíferos: Impacto do REPETRO sobre a Rentabilidade de Projetos

Maio, 2012

Edmar Luiz F. de Almeida

*Instituto de Economia, Universidade Federal do Rio de Janeiro,
Av. Pasteur 250, Urca, 22290-240, Rio de Janeiro-RJ*
edmar@ie.ufrj.br

Vinícius Coimbra

*Instituto de Economia, Universidade Federal do Rio de Janeiro,
Av. Pasteur 250, Urca, 22290-240, Rio de Janeiro-RJ*

1 Introdução

O Regime Aduaneiro Especial de Exportação e Importação de Bens Destinados à Exploração e à Produção de Petróleo e de Gás Natural, ou REPETRO foi criado pelo governo federal no contexto de abertura da indústria nacional do petróleo com o objetivo de aumentar a atratividade dos investimentos na exploração e produção (E&P) de hidrocarbonetos em território nacional (SANTOS, 2011). Este regime foi instituído pela Medida Provisória no 1.916, de 29/07/1999 posteriormente transformada na Lei nº 9.826 de 23/08/1999 regulamentado atualmente pelo Decreto no 6.759/2009 e pela Instrução Normativa da Secretaria da Receita Federal no 844/2008. Basicamente, o REPETRO Permite a importação de máquinas e equipamentos específicos para serem utilizados diretamente nas atividades de pesquisa e lavra das jazidas de petróleo e gás natural sem a incidência dos direitos aduaneiros (representados pelos tributos federais: Imposto de Importação- II, Imposto sobre Produtos Industrializados – IPI, Contribuição para Financiamento da Seguridade Social – COFINS, Programa de Integração Social – PIS; e Estaduais – Imposto sobre Circulação de Mercadorias – ICMS) e é aplicável a bens de origem estrangeira assim como aos equipamentos nacionais *fictamente*¹ exportados (SOUZA, 2006). Apesar da previsão legal de vigência do regime até 2020, a revisão do marco regulatório do setor petrolífero nacional após as descobertas do pré-sal criou um ambiente político propício ao questionamento da renúncia fiscal associada ao REPETRO.

A partir da identificação de algumas imperfeições no funcionamento do sistema agentes interessados em elevar a arrecadação fiscal no setor de petróleo e gás têm questionado a renúncia fiscal associada ao REPETRO (O Estado de São Paulo, 2011). Um dos argumentos apontados é a distorção em relação ao tratamento dado para insumos domésticos e estrangeiros. Apesar de o REPETRO prever isenção fiscal semelhante para ambos, na prática a isenção de ICMS é de responsabilidade estadual e não vem sendo concedida para equipamentos domésticos, diminuindo assim sua competitividade frente aos insumos importados (MARZANI, *ET ALII*, 2003). Além disso, o sistema de exportação *ficta* tem apresentado elevados custos operacionais relacionados à elaboração de contratos de câmbio e de controles alfandegários (RAPPEL, 2001). Por

¹ Para o detalhamento do regime de exportação ficta ver sessão 2 deste trabalho.



fim, dificuldades na fiscalização têm gerado brechas que permitem a importação de itens não incluídos na legislação (O Estado de São Paulo, 2011).

A partir desta polêmica gerada em torno do REPETRO, definiu-se como objetivo deste trabalho elaborar um modelo que simule o comportamento de todas as variáveis econômicas e tributárias relevantes associadas à produção de petróleo com o intuito de quantificar o impacto do REPETRO sobre a rentabilidade da atividade de recuperação econômica de jazidas de hidrocarbonetos. Portanto, este trabalho busca apenas apontar a relevância do REPETRO para os investimentos no setor petrolífero nacional, buscando contribuir para o debate sobre o REPETRO. Está fora do escopo deste trabalho uma análise sobre as possíveis distorções existentes no regime do REPETRO.

Este trabalho está dividido da seguinte forma: a sessão 2 faz uma apresentação sucinta do regime fiscal atual aplicável ao segmento do *upstream* do setor de petróleo e gás no Brasil. A sessão 3 apresenta o modelo de avaliação econômica de projetos de exploração e produção de petróleo e gás que inclui um módulo tributário. Por fim, a sessão 3 apresenta os resultados obtidos para alguns projetos típicos, apontando o impacto do REPETRO para a viabilidade econômica destes projetos.

2 Código tributário e regime fiscal da indústria brasileira de petróleo

2.1 Considerações teóricas

A atividade de E&P de petróleo é caracterizada pela existência de notáveis rendas extraordinárias. Essa renda econômica representa o valor a partir do qual se supera a remuneração de todos os fatores de produção da indústria (trabalho, capital e terra). É importante ressaltar que, assim como as outras remunerações de fatores, o lucro normal que remunera o capital já está incluído nessa conta. A renda extraordinária do petróleo é, portanto um “lucro em excesso”. Entre os principais motivos de sua ocorrência estão as rendas diferenciais e de monopólio. Segundo Pinto Jr. *et al.* (2007), Estas rendas diferenciais estão associadas a vantagens de custo que os produtores podem ter em função de questões como tamanho, qualidade e localização da jazida, e mesmo



vantagens de dotação tecnológica do produtor. Por sua vez, a renda de monopólio pode ser associada ao poder de mercado de um ou mais produtores e à capacidade de estes estabelecerem preços do petróleo e gás acima do custo marginal de produção.

Cientes desse cenário, os governos detentores de reservas petrolíferas buscam estabelecer regimes fiscais específicos para o setor petrolífero, de forma a viabilizar uma apropriação de parte da renda petrolífera maximizando ao mesmo tempo o aproveitamento da riqueza dos recursos naturais do país. Neste sentido, o objetivo de um regime fiscal deve ser viabilizar uma divisão justa da renda extraordinária entre o Estado e os produtores de forma a encorajar níveis apropriados de investimento na exploração e desenvolvimento das jazidas. Para tal, devem estabelecer um regime fiscal que busque equilibrar o *trade off* risco/retorno inerente à produção de petróleo. De acordo com Johnston (1994), devem levar em consideração:

- i. Taxas de retorno atrativas tanto para a indústria como para o Estado
- ii. Restrições a movimentos especulatórios
- iii. Minimização do custo administrativo
- iv. Flexibilidade contratual
- v. Busca por competição saudável e eficiência de mercado

A indústria mundial do petróleo evoluiu de maneira a apresentar, hoje, duas grandes famílias de Sistemas Fiscais: i) Sistema de Concessões - que permite a apropriação privada dos recursos minerais; ii) e os Sistemas contratuais, onde o Estado retém a propriedade dos recursos. Este último pode ser dividido ainda em Contrato de Prestação de Serviço e o Contrato de Partilha da Produção. Nota-se, portanto, que o principal critério de diferenciação entre os diferentes sistemas se refere ao direito de propriedade das jazidas de hidrocarbonetos.

O novo marco regulatório para a área do Pré-sal aprovado no Brasil em 2010 introduziu o contrato de Partilha da Produção. Entretanto, devido ao fato de este novo marco regulatório ainda se encontrar em fase de regulamentação, o foco deste trabalho se dará apenas aos contratos de produção estabelecidos sob as normas do Sistema de Concessões.

A indústria nacional do petróleo está sujeita, basicamente, a duas esferas de tributação. A primeira não a diferencia de outros setores da economia e é representada pelos



impostos, taxas e contribuições cobrados ao longo da cadeia de E&P de hidrocarbonetos e regulamentados pela lei complementar nº 5.172/66 denominada de Código Tributário Nacional (CTN). Nele estão estabelecidas as normas gerais de tributação assim como os institutos tributários básicos como, a esfera de governo responsável, fato gerador, base de cálculo, contribuinte, etc. No entanto, dadas as características peculiares da atividade de exploração de recursos minerais discutidas no item anterior, a maioria dos países produtores de petróleo desenvolveu sistemas fiscais específicos para essa indústria, com o intuito de aumentar a parcela do governo sobre a renda da atividade petrolífera. No Brasil este sistema fiscal específico está estabelecido pela Lei 9478/97.

2.2 O contrato de concessão

Através da Lei 9478/97, os contratos de concessão passaram a ser o principal instrumento jurídico para permitir a participação das empresas privadas no *upstream* nacional, tendo sido estabelecidos no contexto de liberalização da indústria. Como comentado anteriormente, sob o arcabouço jurídico-regulatório do contrato de concessão, a empresa concessionária tem direitos de explorar e produzir petróleo por sua conta e risco. A empresa tem a propriedade dos recursos e após pagar as taxas, royalties e impostos cabíveis, a concessionária tem direitos de comercialização de todo o óleo produzido. O regime de concessão prevê quatro modalidades básicas de participações governamentais: i) Bônus de Assinatura; ii) Royalties; iii) Participações Especiais e iv) Taxa de Retenção e Ocupação da Área.

O bônus de assinatura corresponde ao valor ofertado pela empresa concessionária vencedora do leilão para obter a permissão de desenvolver suas atividades de pesquisa e exploração em determinada área. Deve ser pago no ato da assinatura do contrato de concessão e seu montante mínimo é fixado pela Agência Nacional do Petróleo (ANP). Pode ser utilizado como um dos critérios de escolha do consórcio vitorioso da licitação. Outros critérios de igual importância estão associados ao plano de investimentos e a parcela de compras de insumos nacionais.

Os *royalties* representam uma compensação financeira à União como medida de internalização de externalidades² provocadas pela produção de petróleo. São pagamentos mensais efetuados à Secretaria do Tesouro Nacional (STN) que incidem sobre a receita bruta da produção. Pratica-se, em geral, uma alíquota de 10%; no entanto, esta pode ser reduzida para 5% em áreas com alto risco geológico. Os recursos arrecadados desta maneira são divididos entre Estados e Municípios produtores, o Tesouro Nacional, e os Ministérios da Ciência e Tecnologia e da Marinha.

A participação especial (PE) configura pagamento trimestral sobre a receita líquida³ de campos que atinjam substanciais volumes de produção. Pode ser entendida como um imposto sobre o lucro em condições de rentabilidade extraordinárias. Possui uma alíquota progressiva variando entre a isenção (0%) até 40% dependendo da localização da lavra e/ou da profundidade do campo. Os recursos provenientes da PE devem ser distribuídos entre Estados e Municípios produtores, e os Ministérios das Minas e Energia e do Meio Ambiente. A partir de 1998, foi inserida no contrato de concessão uma cláusula que determina investimentos obrigatórios em setores classificados como pesquisa e desenvolvimento (P&D) na ordem de 1% sobre a receita bruta de campos com alta rentabilidade (aqueles sujeitos ao pagamento de PE).

Por fim, taxa de retenção e ocupação da área funciona como um aluguel pago anualmente pela empresa concessionária. O valor é cobrado por quilômetro quadrado ou por fração da área de exploração. Deve estar previsto no contrato de concessão e seu valor dependerá de características geológicas, da localização da bacia sedimentar e de outros fatores considerados relevantes pela ANP.

Cabe ressaltar mais uma vez que as participações governamentais descritas acima representam taxaões exclusivas à atividade petrolífera, regulamentadas pelo Contrato de Concessão. A seguir, apresentam-se as obrigações a que estão sujeitas as empresas operadoras em território nacional decorrentes do sistema tributário praticado no Brasil.

² Para uma discussão dos fundamentos teóricos da cobrança de royalties ver Serra (2005)

³ Receita bruta deduzida dos royalties, custos de exploração, custos operacionais, depreciação do capital e tributos.

2.3 O Código Tributário Nacional (CTN)

A origem da estrutura atual do sistema tributário brasileiro remonta à edição da Emenda Constitucional no. 18, de 1965. É baseado no princípio da legalidade estrita e tem como base a Constituição Federal de 1988 e o CTN de 1966. A seguir apresentamos uma descrição das taxas, impostos e contribuições cabíveis no segmento *upstream* da indústria de petróleo nacional.

Entre os impostos incidentes sobre o lucro líquido estão o Imposto de Renda Pessoa Jurídica (IRPJ) e a Contribuição Social sobre o Lucro Líquido (CSLL). O IRPJ tem como base de cálculo o lucro real⁴ presumido ou arbitrado correspondente ao período de apuração. Aplica-se uma taxa de 15% mais um adicional de 10% se o lucro real superar R\$240.000,00 por ano ou R\$20.000,00 por mês. A CSLL foi criada com o intuito de financiar programas sociais. Aplicam-se à CSLL as mesmas normas de apuração e de pagamento estabelecidas para o IRPJ. A base de cálculo também é representada pelo lucro líquido e a alíquota é de 9%.

Entre as contribuições federais sobre a receita bruta estão o Programa de Integração Social (PIS) e a Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social (COFINS). Ambos representam programas mandatórios de acumulação de poupança financiada por depósitos mensais sobre uma parcela da receita bruta das empresas. Visam direcionar parte da lucratividade do setor para o financiamento do seguro-desemprego e de programas sociais do governo federal. A partir de 2002 ocorreram mudanças na legislação que estabeleceram um sistema não-cumulativo de incidência com o intuito de valorar corretamente o imposto em cada etapa de adição de valor da cadeia de produtiva, padronizando a metodologia que também é utilizada para cálculo do Imposto sobre Produtos Industrializados (IPI) e Imposto sobre Circulação de Mercadorias (ICMS). Desde então passa a cobrar alíquotas de 1,65% (PIS) e 7,6% (COFINS). No mesmo processo de mudança legislativa, passou-se a aceitar o cálculo de créditos

⁴ O lucro real é o lucro líquido do período de apuração ajustado pelas adições, exclusões ou compensações prescritas ou autorizadas pelo Regulamento (Decreto Lei 1.598/77 art.6)

tributários para futura compensação do PIS/COFINS resultantes de operações⁵ especificadas nas leis 10.637/2002 e 10.833/2003.

A seguir será apresentada a tributação indireta incidente na cadeia de produção de uma empresa de petróleo típica atuando no Brasil. De acordo com Atkinson (1977), a tributação indireta diferencia-se da direta, pois enquanto esta incide sobre características individuais do contribuinte (como renda ou lucro), aquela incide sobre operações, independente das circunstâncias do comprador/vendedor.

O Imposto sobre Produtos Industrializados (IPI) é um imposto federal aplicado à importação e manufatura de produtos. O pagamento do IPI em transações anteriores pode gerar créditos para o abatimento de futuras operações tributáveis. A alíquota utilizada varia conforme o produto podendo atingir valores maiores que 300% (cigarros, por exemplo). Em média, tem-se uma alíquota de 12%. As alíquotas estão dispostas na Tabela de Incidência do Imposto sobre Produtos Industrializado (TIPI). A base de cálculo é o preço de venda para transações nacionais e o preço de venda acrescido do Imposto de Importação (II) e demais taxas exigidas (frete, seguro) para produtos importados. É importante ressaltar que existe isenção do IPI sobre venda de petróleo e seus derivados.

O Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS) é um imposto estadual sobre a importação de produtos e sua circulação interestadual além de incidir sobre serviços de transporte e de comunicação intermunicipais e interestaduais. Quando a transação envolve dois Estados diferentes a alíquota praticada é de 7% (quando o comprador estiver em um dos Estados das regiões Norte, Nordeste, Centro-Oeste ou no Espírito Santo) ou de 12% (quando as compras estão localizadas na região Sul e Sudeste). Quando as transações acontecem no mesmo Estado ou quando são fruto de importação, a alíquota válida varia entre 17% e 19%. Alguns produtos e serviços podem estar sujeitos a uma alíquota de 25%. Funciona como um imposto sobre valor agregado, sendo transmitido ao longo da cadeia produtiva. Assim como o IPI existe isenção no Estado de origem sobre movimentações interestaduais de petróleo e derivados, mas não sobre o gás natural.

5 Entre os tipos de operação que podem levar a crédito de PIS/COFINS estão: crédito de estoques, crédito na aquisição de bens e serviços, crédito de depreciação, crédito de despesas financeiras, crédito de energia elétrica e crédito relativo à devolução de vendas.



O Imposto sobre Serviços é de competência municipal e pago pelo prestador de serviços. A base de cálculo é representada pelo preço cobrado pelo serviço. A lista de serviços sujeitos a pagamento do ISS é de responsabilidade federal e incorpora a maioria dos serviços prestados na indústria de petróleo e gás. As alíquotas variam de 2% a 5% dependendo do tipo de serviço e do município em que foi prestado. Também recai sobre a importação de serviços internacionais.

A Contribuição de Intervenção no Domínio Econômico (CIDE) possui alíquota de 10% e incide sobre o pagamento de transferência de tecnologia e *royalties* feitos a não residentes e é paga pelo receptor da tecnologia. A lei 11.452/2007 extinguiu a incidência da CIDE para pagamento de *royalties* sobre licenças de software. A base de cálculo é a quantidade do produto vendido ou importado.

Por fim, o Imposto sobre Importação (II) é um imposto federal aplicado sobre a entrada física de bens estrangeiros em território nacional. A base de cálculo é o valor CIF (*cost insurance and freight*) do produto importado e a alíquota média é de 15% para os bens utilizados na indústria do petróleo e gás.

A seguir, apresenta-se com mais detalhes o funcionamento do regime de isenção fiscal que será objeto principal deste estudo – o REPETRO.

2.4 O REPETRO

Como comentado na Introdução deste trabalho, o Regime Aduaneiro Especial de exportação e importação de bens destinados à exploração e a produção de gás natural – REPETRO – foi criado no contexto de mudança do marco regulatório da indústria brasileira de petróleo representada pela lei 9.478 de 1997. Com o objetivo de atrair capital estrangeiro para investimentos na exploração e desenvolvimento das reservas de hidrocarbonetos nacionais, criou-se o REPETRO - que permite a importação de equipamentos específicos para serem utilizados diretamente nas atividades de pesquisa e lavra das jazidas de petróleo e gás natural, sem a incidência dos tributos federais – II, IPI, PIS e COFINS, e com redução da alíquota do ICMS⁶.

⁶ Resolução SEFAZ nº 119, de 24.01.2008 – prevê a redução da alíquota do ICMS para bens utilizados na fase de produção de petróleo e gás natural.

São considerados regimes aduaneiros especiais aqueles que escapam à regra geral do regime comum de importação. Também são conhecidos na literatura legal como regimes suspensivos, já que configuram isenções tributárias condicionais cuja fiscalização fica como responsabilidade do controle aduaneiro. Silva (2007) lista as características dos regimes suspensivos que também se aplicam ao REPETRO:

- i. Exigibilidade tributária suspensa;
- ii. Existência de prazo e condições de permanência da mercadoria no regime;
- iii. Necessidade de obtenção de autorização prévia das autoridades aduaneiras;
- iv. Utilização de sistemas informatizados para controle dos bens durante sua permanência no regime;
- v. Sujeitam-se à condição resolutiva, ou seja, possibilidade de extinção do contrato após verificação de determinados fatos previstos pelo regime;
- vi. Necessidade de apresentação de projeto para sua aprovação

Pode-se dizer que o REPETRO é a composição de três outros regimes aduaneiros suspensivos: i) Drawback; ii) Exportação com saída *ficta*; iii) Admissão temporária.

O regime de drawback modalidade suspensão consiste na suspensão de tributos incidentes sobre insumos importados para a utilização em produtos industriais que serão futuramente exportados. Funciona basicamente como um mecanismo de incentivo à exportação barateando o custo de produção de bens exportáveis tornando-os mais competitivos no mercado internacional. No entanto, a indústria nacional de óleo e gás se utiliza deste benefício para a importação de insumos que serão utilizados na fabricação de bens industriais que serão utilizados na produção de petróleo em território nacional. A adequação do regime drawback nesta indústria está, portanto, sujeita à utilização do mecanismo de exportação com saída *ficta*.

A exportação com saída *ficta* do território nacional é aquela em que embora o bem não saia do território nacional, o produto negociado é pago em moeda estrangeira à subsidiária com sede no exterior, sendo dessa forma considerado exportado para fins fiscais. Esses compradores estrangeiros utilizarão os produtos aqui mesmo no Brasil para a exploração e lavra de jazidas de hidrocarbonetos. Desta forma promoverão, após a exportação ficta, a admissão temporária deste produto por intermédio do REPETRO.



O regime de admissão temporária permite a entrada no país de mercadorias para propósitos específicos e por um período determinado com a suspensão total ou parcial dos tributos aduaneiros com o compromisso de serem reexportadas.

Por meio de combinações entre os três regimes especiais descritos acima, o REPETRO pode ser utilizado de três maneiras diferentes: i) exportação, com saída *ficta* do território nacional e posterior concessão do regime de admissão temporária dos bens exportados – aplicável a fornecedores nacionais; ii) exportação *ficta* de partes e peças de reposição de bens que se encontram no regime de admissão temporária; iii) importação, sob o regime de drawback na modalidade suspensão, de insumos para a produção de bens a serem exportados de forma *ficta* – aplicável a fornecedores internacionais.

É importante ressaltar que a concepção do regime é feita de modo a permitir tratamento fiscal isonômico a ser dispensado aos prestadores de serviços e fornecedores tanto externos como internos. O instrumento de exportação *ficta* permite que empresas nacionais “exportem” seus produtos para a utilização no mercado interno.

A regulamentação dos bens passíveis de admissão no REPETRO é dada pelo anexo único da instrução normativa RFB 844, podendo ainda ser aplicado a máquinas e ferramentas sobressalentes destinadas a garantir a operacionalidade dos bens listados desde que sua utilização esteja diretamente relacionada à pesquisa e lavra de jazidas de petróleo e gás natural. A seguir, reproduz-se a lista contendo a descrição do bem e sua respectiva classificação fiscal:

- Árvores de natal molhadas - NCM 8481.80.
- Embarcações destinadas a apoio às atividades de pesquisa, exploração, perfuração, produção e estocagem de petróleo ou gás natural - NCM 8906.00.
- Embarcações destinadas a atividades de pesquisa e aquisição de dados geológicos, geofísicos e geodésicos relacionados com a exploração de petróleo ou gás natural - NCMs 8905.90.00 ou 8906.00.
- Equipamentos para aquisição de dados geológicos, geofísicos e geodésicos relacionados à pesquisa de petróleo ou gás natural - NCMs 9015.10, 9015.20, 9015.30, 9015.40, 9015.80 e 9015.90.
- Equipamentos para serviços auxiliares na perfuração e produção de poços de petróleo NCM - 8431.43.



- Guindastes flutuantes utilizados em instalações de plataformas marítimas de perfuração ou produção de petróleo - NCMs 8905.90.
- Rebocadores para embarcações e para equipamentos de apoio às atividades de pesquisa, exploração, perfuração, produção e estocagem de petróleo ou gás natural - NCM 8904.00;
- "Riser" de perfuração e produção de petróleo - NCM 7304.29.
- Unidades fixas de exploração, perfuração ou produção de petróleo - NCMs 8430.41e 8430.49.
- Unidades flutuantes de produção ou estocagem de petróleo ou de gás natural NCM 8905.90.
- Unidades de perfuração ou exploração de petróleo, flutuantes ou semi-submersíveis - NCM 8905.20.
- Veículos submarinos de operação remota, para utilização na exploração, perfuração ou produção de petróleo (robôs) - NCM 8479.89.

A empresa candidata à admissão no regime deve apresentar um perfil específico (como ser detentora de concessão para exploração de petróleo e possuir controle contábil informatizado, entre outras características), e ainda atender a uma série de requisitos burocráticos para conquistar a habilitação concedida pela Secretaria da Receita Federal. Após outorgada a habilitação, a empresa deve permitir o acesso da Receita Federal ao seu sistema de informação e documentações técnicas para que ocorra o monitoramento das aplicações e finalidades dos bens admitidos podendo ser suspenso o direito quando houver contradições entre os dados.

A seguir, apresenta-se a metodologia que será utilizada neste trabalho cujo objetivo é quantificar o impacto do REPETRO sobre a rentabilidade das empresas operadoras de jazidas nacionais de hidrocarbonetos.

3 Análise da viabilidade econômica de projetos petrolíferos

Com o objetivo de quantificar o impacto do REPETRO sobre a rentabilidade da exploração de jazidas de hidrocarbonetos, foi elaborado um modelo que se estrutura em torno de um fluxo de caixa descontado que simula o ciclo de vida de um projeto de exploração e produção (E&P) de petróleo de acordo com o regime de competência



específico correspondente à lógica do Sistema de Concessões. O fluxo de caixa é construído a partir de uma série de planilhas utilizando o aplicativo *Microsoft Excel* 2007.

Resumidamente, a partir da entrada de parâmetros como preço do petróleo, tamanho da reserva, custos de capital (capex) e custos operacionais (opex), entre outros, calcula-se o fluxo de receitas e despesas do projeto levando em consideração tributações diretas e indiretas aplicáveis ao setor assim como as obrigações presentes no contrato de concessão. Ao final, obtêm-se variáveis de resultado econômico. Este trabalho irá focar em quatro destas variáveis: i) Taxa Interna de Retorno (TIR); ii) Valor Monetário Esperado (VME); iii) Parcela da renda econômica capturada pelo governo (Government Take); e iv) Parcela da renda absorvida pela empresa (Company Take).

3.1 Taxa Interna de Retorno (TIR)

A TIR é uma taxa de desconto hipotética que ao ser aplicada a um fluxo de caixa iguala o valor, descontado no tempo, das despesas ao fluxo de receitas. Representa a taxa de retorno do projeto. No contexto de análise de investimentos, deve ser comparada à Taxa Mínima de Atratividade (TMA) do projeto. Esta, por sua vez, irá depender do custo de oportunidade do capital e do risco do negócio. Quando a TIR for maior que a TMA o projeto será considerado economicamente viável. Caso contrário, não haverá incentivo econômico para a produção e as reservas não serão exploradas.

3.2 Valor Monetário Esperado (VME)

O VME é utilizado em um contexto de análise de investimentos sob a presença de risco exploratório. No caso de decisões de investimento na indústria do petróleo, a análise via VME é anterior à fase de Exploração e Avaliação (E&A). O VME é calculado através da média ponderada do Valor Presente Líquido (VPL) de cada um dos resultados possíveis para o esforço exploratório. Os investimentos realizados nessa fase são feitos sem que se tenha certeza do sucesso da empreitada de obter reservas recuperáveis de petróleo. O risco associado à constatação de não haver acumulação de hidrocarbonetos é chamado de Risco Geológico e é representado pela probabilidade (p). No caso de



fracasso, o VPL do projeto é negativo e constituído pela soma dos custos de E&A. Em caso de sucesso, o VPL será representado pelo valor descontado no tempo do fluxo de receitas deduzindo as despesas. Desta forma, o VME será representado pela seguinte fórmula:

$$VME = p * VPL_f + (1-p) * VPL_s$$

Em que:

VPL_f = Valor Presente Líquido do projeto em caso de fracasso = Custos de E&A⁷

VPL_s = Valor Presente Líquido do projeto em caso de sucesso

p = Risco Geológico = Probabilidade de fracasso

3.3 Government Take (GT) e Company Take (CT)

O Government Take (GT) é a parcela da renda do campo absorvida pelo governo. Sob o arcabouço jurídico do contrato de concessão, o GT pode aparecer na forma de impostos indiretos, *royalties*, imposto de renda, bônus e participação especial. Da mesma forma, a parcela dos lucros da produção absorvida pela empresa operadora é chamada de Company Take (CT) e pode ser representada como a parcela da renda que sobra à empresa após todas as deduções governamentais, ou (1-GT). Por definição, o GT aumenta em cenários onde a isenção fiscal proporcionada pelo REPETRO não é praticada. Logo, um dos motivos que pode levar o governo a optar pelo fim do REPETRO é a possibilidade de aumento de sua parcela sobre os lucros da atividade de E&P de hidrocarbonetos.

3.4 Estrutura de custos

A estrutura de custos do projeto foi elaborada a partir de sucessivas rodadas de entrevistas com economistas de empresas que atuam na indústria nacional de petróleo. Está associada a cada uma das etapas do ciclo de E&P de petróleo. Este trabalho divide

⁷ Neste caso o VPL é negativo



a E&P em três fases. Na primeira etapa têm-se os custos associados à fase de Exploração e Avaliação (E&A) da área a ser analisada. Pertencem a esse grupo custos relacionados à pesquisa geológica e geofísica e avaliação da bacia sedimentar de interesse assim como os custos relacionados à perfuração de poços exploratórios. Na segunda fase, denominada de Desenvolvimento, tem-se os custos relacionados aos investimentos necessários para produzir, coletar, tratar, armazenar, transportar e entregar o petróleo do campo segundo um “plano de desenvolvimento”.

Pode-se dizer que representam os investimentos responsáveis pela instalação do sistema de produção. Por fim, têm-se os custos relacionados à fase de Produção. São aqueles responsáveis pela manutenção do funcionamento do sistema de produção. Podem ser representados pelos custos operacionais e de administração. Com o intuito de simplificar a análise, este trabalho dividiu os custos de E&P em sete categorias diferentes de acordo com a natureza do bem/serviço e seu posicionamento no ciclo de produção. Estas categorias passam a ser denominadas de “categorias de custo”. A seguir, apresenta-se uma tabela para visualização de cada uma das sete categorias de custo que serão utilizadas nesse trabalho assim como seu posicionamento na cadeia de produção e sua classificação quanto ao tipo de custo (custos de investimento – capex/custos operacionais – opex):

Tabela 1 – Categorias de custo dos projetos de E&P

| Tipo de Custo | Capex | | | | | Opex |
|----------------------------|-----------------------|-------------------|-------------------------------|------------|---------|-----------|
| Fase na Cadeia de Producao | E&A | | Desenvolvimento | | | Produção |
| Categoria de Custo | i) Geologia e Sísmica | ii) Poço Pioneiro | iii) Poços de desenvolvimento | iv) Subsea | v) FPSO | vii) Opex |

Fonte: Elaboração Própria

Abaixo, apresenta-se uma breve descrição sobre a composição de cada uma das categorias de custo listadas acima:

i. Geologia e Sísmica

Associada à primeira etapa do processo de exploração, esta categoria de custo engloba os gastos referentes à aquisição, processamento e interpretação de dados

geológicos. Normalmente, recorre-se ao serviço de empresas especializadas que se utilizarão de embarcações sísmicas e hidrofones na tentativa de identificar áreas com probabilidade de acumulação de hidrocarbonetos.

ii. *Poço Pioneiro*

Esta categoria de custo visa representar os gastos relativos à perfuração do poço de exploração nas áreas previamente determinadas pelas pesquisas geofísicas e geológicas. Inclui-se nessa categoria o custo dos materiais e do aluguel da sonda de perfuração. É a partir da atuação do poço pioneiro que será comprovado a existência de reservas de hidrocarbonetos.

iii. *Poços de Desenvolvimento*

Após a comprovação da existência de reservas existe a necessidade de perfuração de uma rede maior de poços com o intuito de se avaliar a extensão da jazida e conseqüentemente sua viabilidade comercial. Esta categoria de custos incorpora os gastos com tal procedimento, incluindo os custos de materiais, serviços e aluguel das sondas de perfuração, cimentação e preparação do poço para posterior produção.

iv. *Subsea*

Categoria de custo que incorpora os gastos associados à aquisição de bens para a instalação do sistema de produção. Entre eles estão a árvore de natal, *risers* de perfuração e exploração, BOP (válvulas de segurança do poço), entre outros. Estes equipamentos estão sujeitos à isenção fiscal do REPETRO.

v. *FPSO*

Representa os custos associados à aquisição e funcionamento da Unidade Flutuante de Armazenamento e Transferência, ou, em inglês - FPSO (*Floating, Production, Storage and Offloading*). São navios com capacidade para processar e armazenar o petróleo. São utilizadas principalmente quando a reserva se



localiza afastada da costa, inviabilizando assim a utilização de oleodutos. Assim como para o Subsea, a maior parcela dos custos com FPSO decorre da aquisição de bens cuja aplicação ao REPETRO é prevista no anexo único da instrução normativa RFB 844.

vi. *Opex*

Categoria de custo que representa os custos operacionais associados à produção. Engloba custos com segurança operacional, administrativos, financeiros (pagamento de leasing), entre outros. Além disso, incorporam custos com serviços e afretamentos necessários à operacionalização da produção.

3.5 Simulação tributária

A principal inovação deste trabalho diz respeito ao instrumental desenvolvido com o intuito de simular o ambiente tributário ao qual a empresa operadora em território nacional estará sujeita. Visa refletir a complexidade das normas tributárias presentes em cada uma das fases do ciclo de E&P e descritas na sessão 2 deste trabalho.

Toda a tributação associada aos gastos presentes em cada uma das sete categorias de custos descritas acima é calculada em uma planilha específica e a partir daí alimentam o fluxo de caixa do projeto. Mais uma vez, contou-se com a contribuição de especialistas da área tributária da indústria nacional de petróleo para elucidação das principais práticas tributárias do setor.

Para se chegar à ferramenta de cálculo, primeiramente foi feita uma lista de todos os tributos presentes durante a cadeia de produção de petróleo e suas respectivas alíquotas nominais. São eles: ISS, CIDE, IPI, ICMS, COFINS, PIS, II e IR.

A seguir foi feito um esforço de agrupamento desses impostos entre nove grupos diferentes denominados “categorias tributárias” neste trabalho. Cada categoria tributária será composta por diferentes tributos com suas respectivas alíquotas nominais. Deste modo, cada categoria tributária estará sujeita a uma alíquota efetiva derivada das alíquotas nominais estabelecidas por cada um dos tributos que a compõem. Esse trabalho irá utilizar o conceito de alíquota efetiva devido à complexidade e sobreposição



de tributos a que está sujeito o segmento upstream da indústria do petróleo, fazendo com que ocorra grande divergência entre as alíquotas previstas em lei (nominais) e aquelas de fato observadas pelos participantes do setor. O objetivo da criação destes grupos tributários é a possibilidade de associar todo tipo de gasto com produtos/serviços durante a cadeia de E&P a uma categoria tributária e desta forma calcular o valor do imposto gerado a partir da alíquota efetiva correspondente.

3.5.1 Categorias tributárias

Abaixo são apresentadas as nove categorias tributárias criadas. Em seguida, há uma breve explicação sobre os tipos de bens e serviços que podem estar associados e sua composição tributária:

i. Bens REPETRO

Aplicada a bens que são passíveis de enquadramento no REPETRO e que de fato conseguiram receber a autorização para tal, outorgada pela Receita Federal. Devem possuir descrição e código NCM correspondente àqueles presentes no anexo único da Instrução Normativa RFB 844 ou então devem ser produtos cuja aquisição é fundamental para a operacionalidade daqueles relacionados na lista supracitada. Esta categoria possui alíquota efetiva de 3,09% representada pela incidência do ICMS. Lembrando que há isenção de IPI, PIS e COFINS conforme prevê o regime.

ii. Bens Não-REPETRO Nacional

Aplicada a bens que não são passíveis de enquadramento no REPETRO ou então cuja habilitação não foi liberada pela Receita Federal pelo não cumprimento dos pré-requisitos previstos em lei. Além disso, refere-se a bens cuja aquisição se dá no mercado nacional. Possui alíquota efetiva de 59,98% composta por: IPI, ICMS, PIS e COFINS.

iii. Bens Não-REPETRO Internacional

Aplicada a bens que não são passíveis de enquadramento no REPETRO ou então cuja habilitação não foi liberada pela Receita Federal pelo não cumprimento dos pré-requisitos previstos em lei. Além disso, refere-se a bens cuja aquisição se dá no mercado internacional. Possui alíquota efetiva de 73,98% composta por: IPI, ICMS, PIS, COFINS e II.



iv. *Serviço Nacional*

Aplicada a serviços contratados no mercado nacional. Esta categoria refere-se a todo tipo de serviços contratados de prestadores nacionais e utilizados diretamente nos projetos de exploração e produção de petróleo e gás. Os serviços nacionais pagam uma alíquota efetiva de 16,08% composta por: ISS, PIS e COFINS. Esta categoria não conta com nenhum tipo de isenção associada ao regime do REPETRO.

v. *Serviço Internacional*

Aplicada a serviços contratados no mercado internacional e utilizados nos projetos de exploração e produção. Esta categoria tributária possui uma alíquota efetiva de 45,50% composta por: ISS, CIDE, PIS, COFINS e IR. Da mesma forma que a anterior esta categoria não conta com nenhum tipo de isenção associada ao regime do REPETRO.

vi. *Afretamento Local*

Aplicada a contratos de leasing de embarcações de propriedade de empresas nacionais, na qual a empresa operadora passa a deter o controle da embarcação por um longo período de tempo. Atualmente, as plataformas de produção são afretadas pelas empresas petroleiras, mesmo quando a mesma detém a propriedade do ativo através de subsidiárias. Parte das sondas de perfuração e embarcações de apoio também são afretadas. Através do leasing, as empresas de petróleo evitam carregar todo o custo de investimento das embarcações de uma só vez nos projetos. O valor do *leasing* destas embarcações é considerado custo operacional OPEX. Este item de gasto tem uma alíquota efetiva de 10,19% composta por: PIS e COFINS.

vii. *Afretamento Internacional*

Aplicada a contratos de leasing de embarcações de propriedade de empresas internacionais. Atualmente, as plataformas de produção são afretadas de empresas estrangeiras, mesmo quando são fabricadas no Brasil e forem de propriedade de empresas nacionais. Neste caso, a empresa realiza uma exportação ficta e o bem fica no Brasil sob o regime de admissão temporária e



um contrato de afretamento entre a subsidiária (estrangeira) e a operadora. Este item de gasto tem uma alíquota efetiva de 0%, em função das isenções do REPETRO.

viii. *Aluguel Nacional*

Aplicada a alugueis de equipamentos e embarcações contratados no mercado nacional. Diferentemente do afretamento, a empresa operadora não detém o controle e operação da embarcação alugada. Em geral, o aluguel se aplica às sondas de perfuração e embarcações de apoio pertencentes e operadas por empresas nacionais. Possui alíquota efetiva de 10,19% composta por: PIS e COFINS.

ix. *Aluguel Internacional*

Aplicada a alugueis de equipamentos e embarcações contratados no mercado internacional. Em geral, o aluguel se aplica às sondas de perfuração pertencentes a e operadas por empresas internacionais. Possui alíquota efetiva de 17,65% composta por: IR.

3.5.2 – Categorias de Custo

O próximo passo para o cálculo do valor dos impostos foi determinar como se distribuem os gastos de cada Categoria de Custo dos projetos entre as diversas Categorias Tributárias descritas anteriormente. Abaixo, apresenta-se a matriz que descreve essa relação no cenário em que se considera o regime do REPETRO:



Tabela 2 – Distribuição dos Gastos por Categorias de Custo nas diferentes Categorias Tributárias no Cenário Com Repetro

| Categoria Tributária | Sísmica | Poço Pioneiro | Poços de desenvolvimento | Subsea | FPSO | Opex |
|--------------------------------|---------|---------------|--------------------------|--------|------|------|
| Bens Repetro | 0% | 0% | 0% | 75% | 95% | 0% |
| Bens Não Repetro Nacional | 0% | 18% | 18% | 0% | 2% | 25% |
| Bens Não Repetro Internacional | 0% | 11% | 11% | 0% | 0% | 5% |
| Serviço Nacional | 20% | 16% | 16% | 10% | 2% | 30% |
| Serviço Internacional | 80% | 4% | 4% | 5% | 0% | 15% |
| Afretamento Nacional | 0% | 3% | 3% | 3% | 0% | 25% |
| Afretamento Internacional | 0% | 48% | 48% | 7% | 1% | 0% |
| Aluguel Nacional | 0% | 0% | 0% | 0% | 0% | 0% |
| Aluguel Internacional | 0% | 0% | 0% | 0% | 0% | 0% |
| Total | 100% | 100% | 100% | 100% | 100% | 100% |

Fonte: Elaboração Própria

Após uma série de entrevistas com especialistas na área, estabeleceu-se como premissa que a parcela de gastos suscetíveis ao enquadramento no REPETRO é aquela associada a 95% dos gastos com a Plataforma Flutuante (FPSO) e a 75% dos gastos com *Subsea*.

Da mesma forma, considerou-se que a aquisição tanto da FPSO como do *Subsea* se dá por meio de *leasing* independente da vigência ou não do REPETRO. A evolução dos custos do *leasing* também pode ser calculada em uma planilha separada que alimenta o fluxo de caixa. Como premissa, os custos do *leasing* recaem sobre a parcela “repetrável” de cada um dos itens.

Tem-se desta maneira o instrumental necessário para o cálculo do valor dos impostos indiretos que incorrem sobre os gastos de uma empresa de petróleo típica atuando no território nacional. Cada lançamento de gastos por Categoria de Custo é decomposto em parcelas que se encaixam nas Categorias Tributárias conforme tabela acima. Por sua vez, cada categoria tributária está associada a uma alíquota efetiva. Por exemplo, como podemos ver na tabela, dos 100% de gastos com a categoria de custos definida como Sísmica, 80% se enquadram na categoria tributária Serviço Internacional e pagam uma alíquota efetiva de 45,5% enquanto 20% se enquadram em Serviço Nacional cuja alíquota efetiva é de 16,08%. Deste modo, a um gasto de \$100 unidades monetárias em Sísmica incidirá um imposto no valor de $\$36,40 + \$3,21 = \$39,61$ unidades monetárias.

É importante ressaltar neste momento que a partir da tabela acima pode-se visualizar com maior clareza a proposta deste trabalho, que é quantificar o impacto do REPETRO sobre a rentabilidade da exploração de jazidas. O modelo desenvolvido permite a comparação entre dois cenários mutuamente exclusivos. O cenário em que o REPETRO é válido e um em que o regime não é utilizado. O que acontece é a mudança da parcela de gastos com *Subsea* e FPSO que deixam de se enquadrar na categoria Bens REPETRO e passam a se enquadrar em Bens não-REPETRO internacionais. Em termos de alíquota, mudam de uma alíquota efetiva de 3,09% para uma de 73,98%. Pode-se visualizar desta maneira o tamanho do impacto fiscal proporcionado pelo REPETRO. A seguir, faz-se uma reprodução da tabela acima em um cenário em que o benefício do REPETRO não é concedido:



Tabela 3 – Distribuição dos Gastos por Categorias de Custo nas diferentes Categorias Tributárias no Cenário Sem Repetro

| Categoria Tributária | Sísmica | Poço Pioneiro | Poços de desenvolvimento | Subsea | FPSO | Opex |
|--------------------------------|---------|---------------|--------------------------|--------|------|------|
| Bens Repetro | 0% | 0% | 0% | 0% | 0% | 0% |
| Bens Não Repetro Nacional | 0% | 18% | 18% | 0% | 2% | 25% |
| Bens Não Repetro Internacional | 0% | 11% | 11% | 75% | 95% | 5% |
| Serviço Nacional | 20% | 16% | 16% | 10% | 2% | 30% |
| Serviço Internacional | 80% | 4% | 4% | 5% | 0% | 15% |
| Afretamento Nacional | 0% | 3% | 3% | 3% | 0% | 25% |
| Afretamento Internacional | 0% | 48% | 48% | 7% | 1% | 0% |
| Aluguel Nacional | 0% | 0% | 0% | 0% | 0% | 0% |
| Aluguel Internacional | 0% | 0% | 0% | 0% | 0% | 0% |
| Total | 100% | 100% | 100% | 100% | 100% | 100% |

Fonte: Elaboração Própria

Cálculos relacionados à Participação Especial (PE), Imposto de Renda (IR) e Depreciação⁸ também são simulados em planilhas individuais que por sua vez alimentam o fluxo de caixa. Dada a simplicidade do cálculo dos *Royalties* e obrigações de investimento em P&D, estes são feitos diretamente na planilha do fluxo de caixa.

4 Avaliação de Projetos típicos de E&P

Este trabalho elaborou dois modelos de simulação econômica/tributária de projetos petrolíferos associados a dois tamanhos de reservas recuperáveis diferentes: i)150MMBbl e ii)500MMBbl. Em ambos os casos foi considerado um panorama de águas profundas com acumulações identificadas em camada anterior à faixa de sal – pós-sal. Considerou-se a prospecção de gás natural como sendo economicamente neutra⁹. A taxa de risco geológico utilizada é de 50%. A taxa mínima de atratividade considerada foi de 10%, assim como a taxa de juros sobre o *leasing* - ou seja, não há ganho financeiro com tal procedimento. O cálculo da depreciação é feito por unidades de produção (método UOP), quanto maior o volume produzido, mais rapidamente ocorre a depreciação dos ativos. Por fim, estabeleceu-se a alíquota dos *royalties* em 10%. O valor do bônus de assinatura dos blocos arbitrado em \$0,5/Bbl de reservas e considerou-se o pagamento do mesmo no primeiro ano do projeto.

Espera-se, desta forma, que o modelo possa ser utilizado como efetiva ferramenta de análise das principais variáveis econômicas que permeiam o segmento upstream da atividade petrolífera, permitindo a manipulação de parâmetros a partir de uma lógica *top-down*¹⁰. É possível alterar variáveis como preço do petróleo, capex unitário e opex unitário sem alterar a estrutura de custos do ponto de vista vertical. Desta forma, permite-se fazer análises de sensibilidade com variáveis relevantes do modelo ao mesmo tempo em que se mantém a distribuição dos custos entre as diferentes etapas do ciclo de E&P. Mais especificamente, pode-se realizar o principal objetivo deste trabalho - comparar o efeito da inclusão ou não do REPETRO sobre indicadores de rentabilidade

⁸ O modelo permite que a depreciação seja feita utilizando o método de *Units of Production* (UOP) assim como o método *Straight Line* (SL)

⁹ Não há venda comercial de gás, este será consumido no processo de extração de óleo.

¹⁰ Possibilita observar impacto de mudança de parâmetros “agregados” sobre variáveis com menor nível de agregação.

como a TIR e o VME. Por fim, é possível verificar como determinados parâmetros afetam a parcela da renda petrolífera distribuída ao Governo (Government Take) e para a empresa operadora (Company Take). A seguir, apresentam-se as características específicas dos projetos que serão alvo das simulações propostas neste trabalho. Dada a natureza particular da estrutura de custos cada projeto está associado a diferentes tamanhos de reserva recuperável.

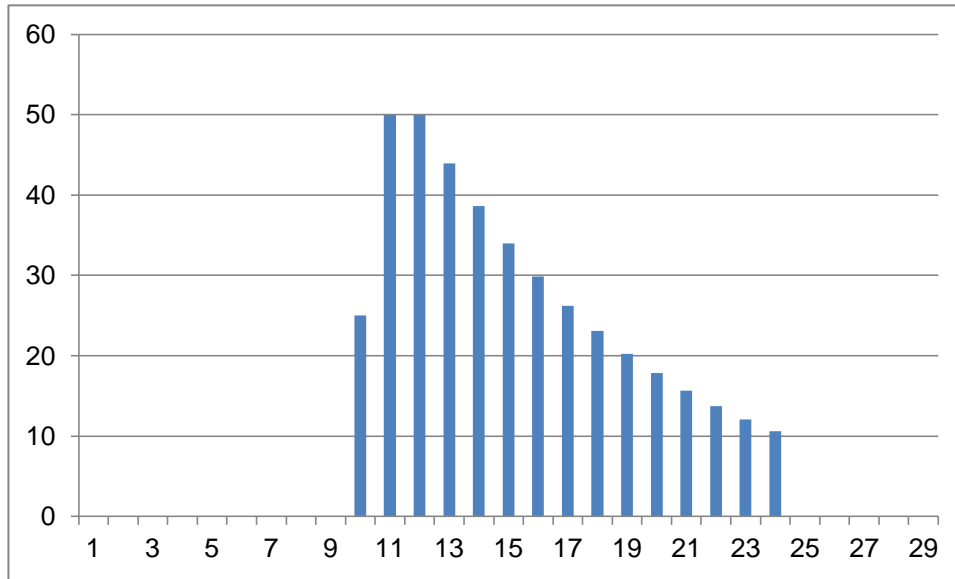
4.1 Projeto com Reserva de 150 Milhões de Barris (MMBbl)

Para este tamanho de reserva considerou-se o período de E&A englobando os primeiros cinco anos do projeto. Destes, os dois primeiros anos incorporam gastos com Sísmica enquanto os últimos três se referem aos gastos com o ingresso dos Poços Pioneiros. A introdução dos sistemas de produção (FPSO, Subsea e Poços de Desenvolvimento) se dá a partir do sétimo ano do projeto. A produção só terá início a partir do décimo ano, terá duração de quinze anos, e ocorrerá concomitante aos gastos operacionais. Ao todo, o projeto de recuperação econômica dos 150MMBbl de óleo terá uma duração de 22 anos. O cenário base de simulação estabelece o preço de comercialização do petróleo a \$75/Bbl, capex a \$22,23/Bbl e opex a \$15,00/Bbl.

Os critérios utilizados para a curva de produção adotada visam corresponder a regularidades observadas na produção do volume de reservas em tela, ou seja, buscou-se um perfil típico associado a esse tamanho de jazida. O seu tempo de desenvolvimento é de 15 anos. O pico de produção é atingido no segundo ano a níveis de produção de 50MMBbl/dia. Permanece no pico por dois anos e depois declina a uma taxa de 12,5% a.a. A seguir apresentam-se os gráficos 1a e 1b que ilustram o comportamento da curva de produção e do fluxo de caixa descritos acima:

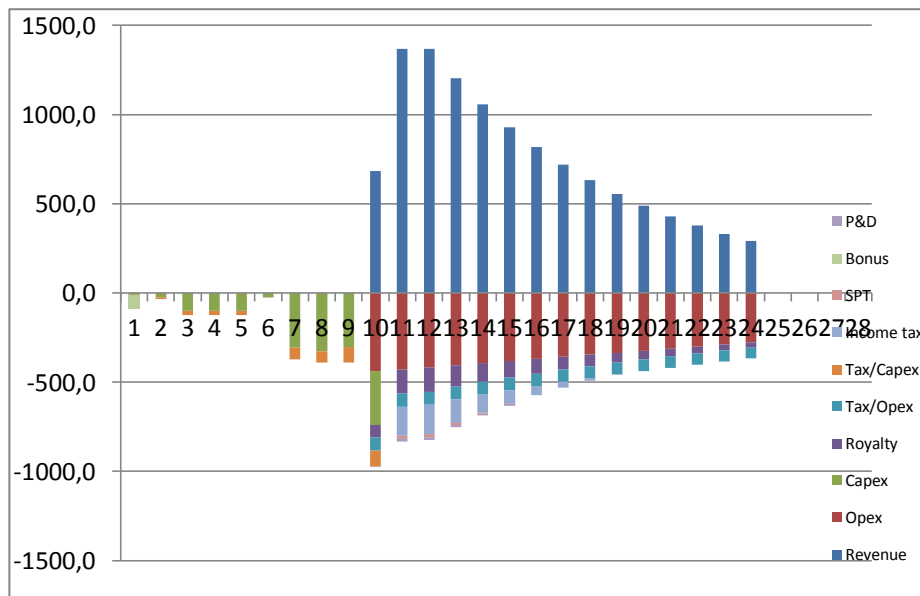


Gráfico 1 – Curva de Produção (mil barris/dia) Associada à Reserva de 150 MMBbl



Fonte: Elaboração Própria

Gráfico 2 – Fluxo de Caixa em Milhões de Dólares Associada à Reserva de 150 MMBbl



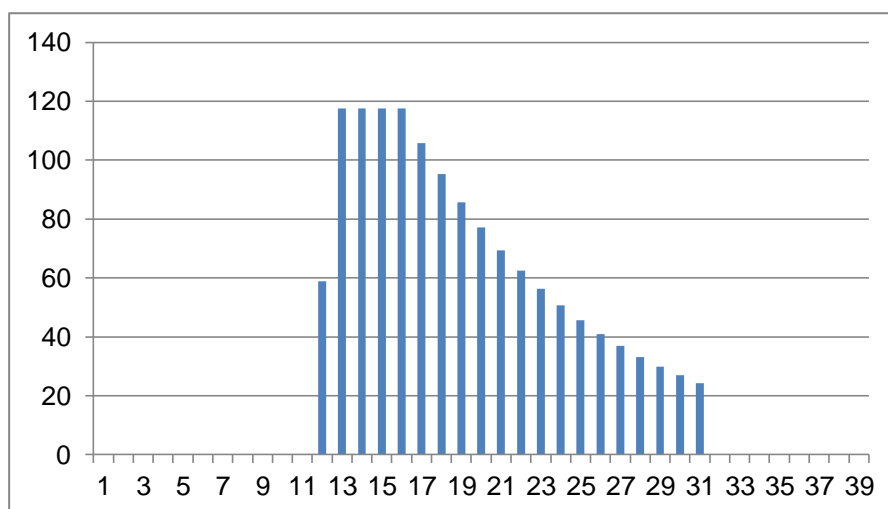
Fonte: Elaboração Própria

4.2 Projeto com Reserva de 500 Milhões de Barris

Assim como na simulação anterior, para este tamanho de reserva também se considerou o período de E&A englobando os primeiros cinco anos do projeto. Da mesma forma, os gastos com sísmica e poços pioneiros correspondem aos dois primeiros e três últimos anos da fase de E&A respectivamente. A introdução dos sistemas de produção (FPSO, Subsea e Poços de Desenvolvimento) se dá a partir do sétimo ano do projeto ao passo que a produção só terá início a partir do décimo segundo ano, terá duração de vinte anos, e ocorrerá concomitante aos gastos operacionais. Ao todo, o projeto de recuperação econômica dos 500MMBbl de óleo terá uma duração de 27 anos. O cenário base de simulação estabelece o preço de comercialização do petróleo a \$75/Bbl, CAPEX a \$13,07/Bbl e OPEX a \$8,00/Bbl.

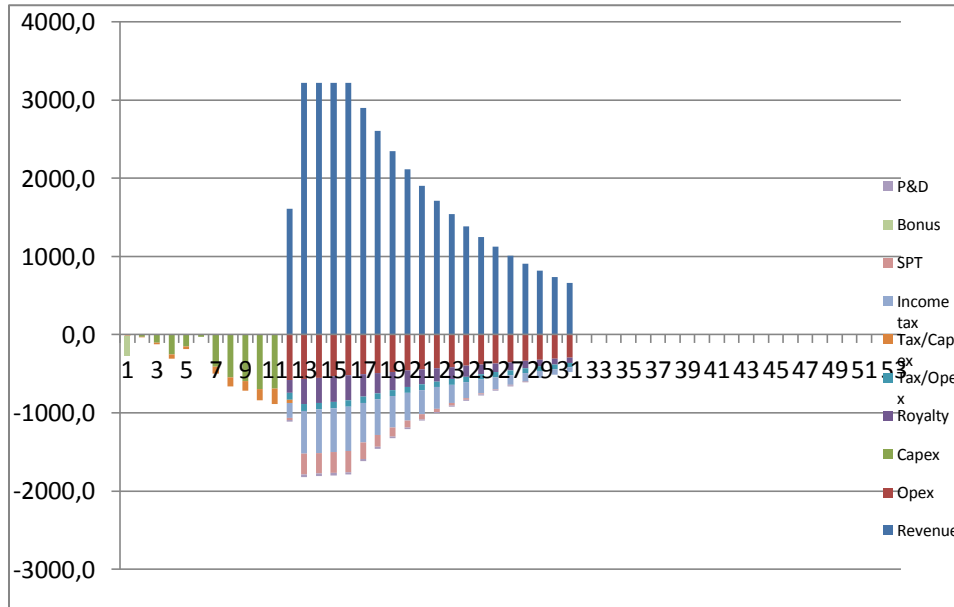
Mais uma vez, buscou-se um perfil típico para a curva de produção associado a esse tamanho de jazida. O seu tempo de desenvolvimento é de 20 anos. O pico de produção é atingido no segundo ano a níveis de produção de 118 MMBbl/dia. Permanece no pico por três anos e depois declina a uma taxa de 10,0% a.a. A seguir apresentam-se gráficos 2a e 2b que ilustram o comportamento da curva de produção e do fluxo de caixa descritos acima:

Gráfico 3 – Curva de Produção (mil barris/dia) associada à reserva de 500MMBbl



Fonte: Elaboração Própria

Gráfico 4 – Fluxo de Caixa (MM\$) associada à reserva de 500MMBbl



Fonte: Elaboração Própria

Após a especificação dos projetos petrolíferos típicos, realizada acima, a próxima sessão apresentará os resultados encontrados para as análises de sensibilidade obtidas. São elas:

- 150MMBbl
 - Análise de sensibilidade com e sem REPETRO
 - Variações da TIR e do VME considerando
 - Preço do Petróleo entre \$45 e \$105 por barril
 - Capex entre \$19 e \$25 por barril
 - Opex entre \$12 e \$18 por barril

- 500MMBbl
 - Análise de sensibilidade com e sem REPETRO
 - Variações da TIR e do VME considerando
 - Preço do Petróleo entre \$45 e \$105 por barril
 - Capex entre \$10 e \$16 por barril
 - Opex entre \$5 e \$11 por barril

4.3 Principais Resultados da Avaliação Econômica

O Anexo 1 apresenta todos os gráficos com o resultado da análise de sensibilidade em relação às variáveis de preço do petróleo, capex e opex. Primeiramente, destaca-se que todas as variáveis independentes consideradas apresentaram comportamento esperado. A TIR se mostrou positivamente correlacionada com relação ao preço do petróleo e negativamente correlacionada aos custos capex e opex. A análise dos gráficos apresentados no Anexo 1 permite, também, observar com clareza o tamanho do impacto do REPETRO sobre a rentabilidade econômica dos projetos. Em todas as análises de sensibilidade o cenário com REPETRO se mostrou significativamente mais rentável.

4.3.1 Resultados para o Projeto de 150 MMBbl

O gráfico 6 mostra que, para o caso do projeto com a reserva de 150 MMBbl tem-se que para cada valor considerado de preço de petróleo, a diferença da TIR entre o cenário com e sem REPETRO é da ordem de 6%. Considerando uma taxa de desconto da economia de 10%, pode-se concluir que, sem a isenção fiscal do REPETRO, o projeto simulado só seria economicamente rentável a partir de preços do petróleo acima de \$105/Bbl. Enquanto isso, a utilização do REPETRO permite a viabilidade econômica do projeto a preços de petróleo iguais ou superiores a \$80/Bbl. Cabe ainda ressaltar que valores resultantes em TIR negativa não foram considerados na formulação gráfica.

Os gráficos 7 e 8 mostram que, para todos os valores opex considerados e para a maioria dos valores capex, o cenário sem REPETRO apresentou TIR negativa para a reserva de 150 MMBbl. Como o modelo não calcula valores negativos para TIR, os segmentos de reta associados a esses valores não são apresentados nos gráficos. Mesmo o cenário com REPETRO apresenta resultados de TIR incompatíveis com a economicidade dos projetos quando confrontados com uma taxa de desconto (custo de oportunidade do capital) de 10%. Tais projetos não proporcionam incentivo econômico para seu desenvolvimento. Este resultado reflete os altos custos associados à E&P em um contexto de águas profundas.

Por fim, vale ressaltar uma a sensibilidade ligeiramente maior da TIR a variações nos custos capex quando comparado a variações do opex. Tal comportamento se explica



pela realização de gastos capex no início do ciclo de produção, estando sujeitos a menores descontos intertemporais.

A utilização do indicador de rentabilidade representado pelo VME não altera as principais conclusões obtidas na análise anterior. Nota-se que, para todas as análises de sensibilidade consideradas, o cenário sem REPETRO apresenta VME consideravelmente maior que o cenário alternativo.

Observando o gráfico 9 pode-se quantificar em \$200 milhões a diferença entre ambos os cenários. Para todo espectro de preço de óleo considerado, o cenário sem REPETRO seria economicamente inviável (VME negativo). O benefício do REPETRO permite a obtenção de VME positivo a partir de valores de barril de petróleo acima de \$100.

A introdução do componente de risco geológico dificulta ainda mais a rentabilidade do processo de E&P. Os gráficos 10 e 11 demonstram que mesmo com o benefício do REPETRO, para todo espectro de preços unitários de opex e capex analisados associa-se um VME negativo. Por fim, fica mais nítida a diferença de sensibilidade do VME a variações de capex e opex. Mais uma vez, o indicador de rentabilidade mostra-se mais sensível a gastos capex pela proximidade temporal com que ocorrem.

4.3.2 Resultados para o Projeto de 500 MMBbl

Mais uma vez, as variáveis independentes consideradas apresentaram comportamento esperado. Correlação positiva entre TIR e preço óleo e correlação negativa entre TIR e custos opex/capex. De maneira geral, deve-se ressaltar a melhora substancial de todos os indicadores econômicos analisados – fruto das economias de escala presentes quando o volume de produção aumenta. Observa-se ainda significativo impacto do REPETRO sobre a rentabilidade econômica dos projetos. Em todas as análises de sensibilidade o cenário com REPETRO se mostrou o de maior rentabilidade.

Analisando especificamente o gráfico 12, tem-se que para cada valor considerado de preço de petróleo, a diferença da TIR entre ambos os cenários caiu para uma magnitude de 3%. Considerando, mais uma vez, o custo de oportunidade do investimento a 10%, pode-se concluir que sem a isenção fiscal do REPETRO, o projeto simulado só seria economicamente rentável a partir de preços do petróleo acima de \$80/Bbl. Enquanto



isso, a utilização do REPETRO permite a viabilidade econômica do projeto a preços de petróleo iguais ou superiores a \$65/Bbl.

Diferentemente dos resultados encontrados para o campo de 150MMBbl, os gráficos 13 e 14 apresentam resultados econômicos mais atraentes. Entretanto, ambos os gráficos demonstram a inviabilização econômica dos projetos quando se perde o benefício do REPETRO para toda a escala de custos opex e capex analisados. Nota-se que o cenário com REPETRO reflete valores de TIR acima da taxa de juros considerada (10%) e por isso apresentam incentivo econômico para sua exploração. Mais uma vez observa-se a maior sensibilidade da TIR a variações dos custos de capital quando comparada a variações dos custos operacionais.

A inclusão de um ingrediente de incerteza representado pelo risco geológico apresenta o mesmo efeito de piora sobre o indicador de rentabilidade como visto para o campo de 150MMBbl. Como esperado, obtém-se rentabilidades maiores para o cenário com REPETRO em todas as análises de sensibilidade consideradas.

Observando o gráfico 14 pode-se quantificar em um valor próximo de \$400 milhões a diferença entre ambos os cenários. O cenário sem REPETRO se mostra economicamente inviável (VME negativo) a partir de um preço unitário de óleo de \$90. Ao mesmo tempo, o benefício do REPETRO permite a obtenção de VME positivo a partir de valores de barril de petróleo acima de \$75.

Quanto aos gráficos 15 e 16 pode-se notar resultados positivos de VME para o cenário com REPETRO a partir de valores iniciais de opex (até o valor unitário de 7\$) e capex (até o valor unitário de \$13). Em ambos os casos, o fim do REPETRO é responsável pela inviabilização econômica dos campos para qualquer valor de opex/capex considerados. Finalmente, como no projeto simulado para o campo de 150MMBbl, tem-se a maior elasticidade dos gastos de capex sobre o VME quando comparado com os gastos com opex.

4.3.3 Estimação do Government Take

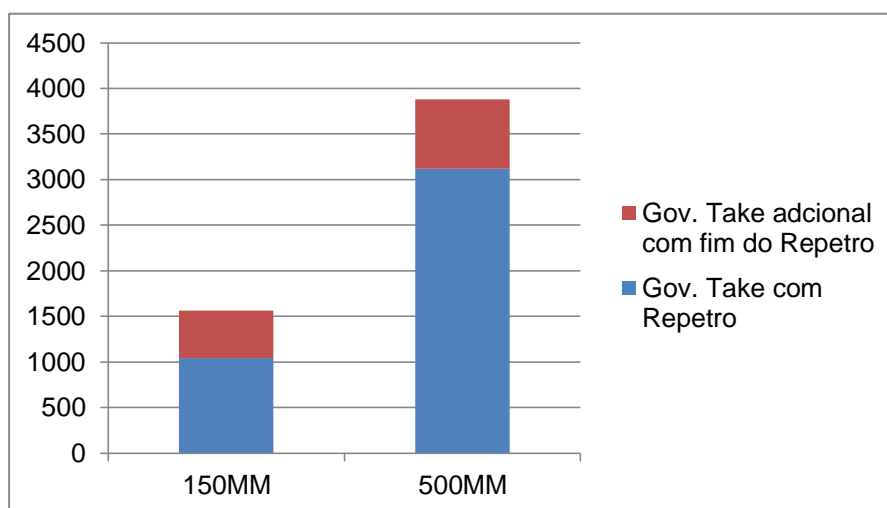
Observando o gráfico 5, pode-se quantificar o total da renda absorvida pelo governo em cada um dos projetos simulados. No cenário em que o benefício fiscal do REPETRO é concedido, a soma de bônus de assinatura, royalties, PE e tributos resulta num valor presente próximo de \$1 bilhão para a reserva de 150MMBbl. No caso da reserva de



500MMbbl esse valor ultrapassa os \$3 bilhões. Os valores adicionais capturados pelo governo com o fim do REPETRO estão representados em vermelho e totalizam por volta de \$500 milhões e \$700 milhões para cada reserva respectivamente. Em termos percentuais, a parcela extra capturada pelo governo representa 33% e 20% do total.

Levando em consideração as análises de sensibilidade realizadas utilizando a TIR e o VME como indicadores de rentabilidade/atratividade dos investimentos no desenvolvimento das reservas, pode-se ponderar até que ponto vale a pena o esforço do governo em buscar aumentar sua participação na renda dos campos tendo em vista o elevado risco de inviabilizar economicamente os mesmos.

Gráfico 5



5 Conclusão

A indústria nacional do petróleo vive importante momento de transição para um novo marco regulatório que visa adequar a regulação do setor à nova inserção do Brasil na indústria mundial do petróleo representada pelas descobertas de campos gigantes da área do pré-sal.

Este trabalho se propôs a analisar um ponto específico presente no marco regulatório ainda em vigência: o regime aduaneiro de isenção fiscal representado pelo REPETRO.

Mais especificamente, procurou-se elaborar um modelo que permitisse a simulação do comportamento de todas as variáveis econômicas e tributárias relevantes ao processo de E&P de petróleo em águas nacionais de modo a possibilitar a quantificação do impacto do REPETRO sobre indicadores de rentabilidade econômica como a TIR e o VME. Ressalta-se mais uma vez que o foco deste trabalho não foi realizar uma discussão normativa a respeito do REPETRO, mas sim quantificar seu impacto sobre a atratividade de investimentos na recuperação econômica de jazidas de hidrocarbonetos, sem apresentar juízo de valor.

O resultado das análises de sensibilidade realizadas permite corroborar a hipótese da importância do REPETRO como instrumento que permite a atratividade de investimentos para a atividade petrolífera no segmento *upstream*. A comparação entre os cenários com REPETRO e sem REPETRO apresentou grande diferença entre os indicadores de rentabilidade. Para um campo com tamanho de 150MMBbl, por exemplo, o cenário com REPETRO apresentou TIR média praticamente duas vezes superiores às encontradas no cenário sem REPETRO (gráfico 5).

Outra importante conclusão a ser retirada dos resultados encontrados é a constatação de que o REPETRO impacta de maneira mais significativa a rentabilidade de campos menores. Os ganhos de escala presentes na atividade parecem diluir o efeito dos custos tributários maiores associados ao cenário sem REPETRO.

Por fim, observou-se que o valor adicional da renda dos campos absorvida pelo governo com o fim do REPETRO representa frações pequenas daquela absorvida com a vigência do regime e que diminuem quando aumenta o tamanho do campo simulado. Pode-se concluir, portanto, que uma política mal conduzida que vise aumentar a arrecadação tributária do governo na indústria nacional do petróleo pode ter efeito inverso ao inviabilizar economicamente a produção em diversos campos – principalmente naqueles de menor tamanho que não podem se aproveitar dos ganhos de escala.



6 Referências Bibliográficas

AQUINO, Thereza Cristina Nogueira de. *A dinâmica competitiva da indústria brasileira do petróleo após a abertura do mercado: avaliação estratégica da atratividade de investimentos em E&P e incorporação do Efeito Creaming*. [Tese de Doutorado em Geologia]. Instituto de Geologia. Universidade Federal do Rio de Janeiro. 2008.

ATKINSON, A. B. *Tributação ótima e a controvérsia Imposto Direto versus Indireto*. 10 ed. [S.l.: s.n.], 1977. p. 590-592.

COELHO, Aislan de Souza. *O REPETRO e suas implicações na tributação do setor petrolífero nacional*. Disponível em:

<<http://www.egov.ufsc.br/portal/sites/default/files/anexos/21149-21150-1-PB.pdf>>.

Acesso em 12/06/2012.

FREITAS, Paulo Springer de. *Rendas do Petróleo, questão federativa e instituição de fundo soberano*. Consultoria do Senado Federal - Centro de Estudos. Textos para Discussão, n 53. Brasília, fev. 2009. Disponível em: <

http://www.senado.gov.br/senado/conleg/textos_discussao/TD53-PauloSpringer.pdf>

acesso em: 13 de junho de 2012.

KPMG Auditores Independentes. *A guide to Brazilian oil and gas taxation*. Brasil. 2011. Disponível em:

<http://www.kpmg.com/BR/PT/Estudos_Analises/artigosepublicacoes/Documents/ENR/Oil-Gas-out11-ing.pdf> . Acesso em 13 de junho de 2012.

MARZANI, Bianca Santos, FURTADO, André Tosi, GUERRA, Sinclair Mallet-Guy. *Novo contexto de abertura do mercado brasileiro de petróleo e os fornecedores locais: a criação do REPETRO*. In: 2º Congresso Brasileiro de P&D em Petróleo e Gás. Disponível em: < <http://www.portalabpg.org.br/PDPetro/2/8003.pdf>>. Acesso em 13 de junho de 2012.

PEREIRA, Mariana de Azevedo. *Avaliação do Impacto dos tributos na incorporação de reservas nas empresas do setor de petróleo*. 2004. [Dissertação de Mestrado em Engenharia]. Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2004.

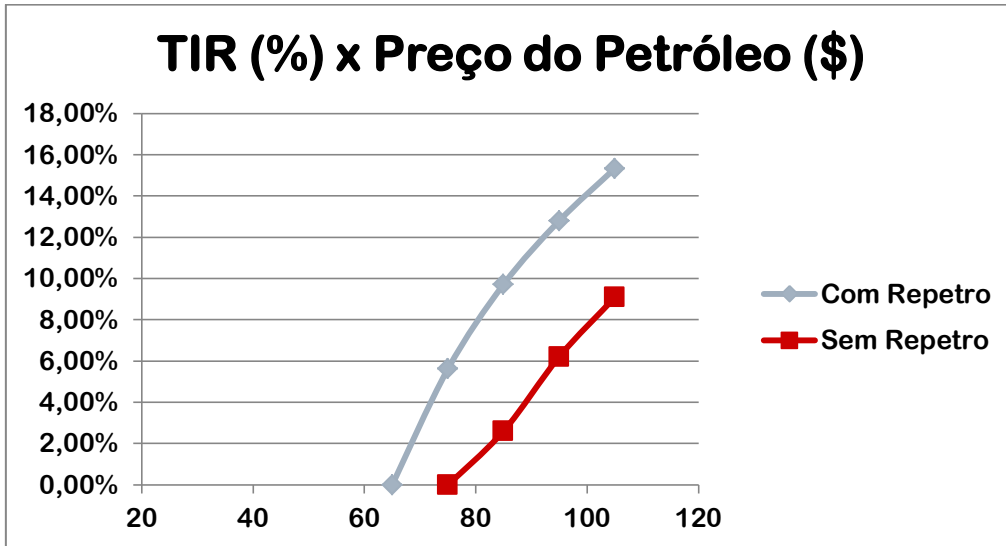
POSTALI, Fernando Antônio Slaibe. *Regime fiscal, investimento em petróleo e opções reais*. *Economia Aplicada*, v. 13, n 2, 2009, p. 207-230. Disponível em: <<http://www.scielo.br/pdf/ecoa/v13n2/v13n2a02.pdf>>. Acesso em 13 de junho de 2012.

SILVA, Tom Pierre Fernandes Da. *REPETRO - Regime aduaneiro especial de importação e exportação de bens destinados à pesquisa e lavra de petróleo e gás: análise dos entraves e propostas de soluções*. [Dissertação de Mestrado em Gestão Empresarial]. Fundação Getúlio Vargas. 2007.

SIMÃO, Newton Brito. *A reestruturação do setor petrolífero no Brasil: a questão da tributação*. Rio de Janeiro. 2001. Disponível em: <<http://www.ppe.ufrj.br/ppes/production/tesis/nbsimao.pdf>. >

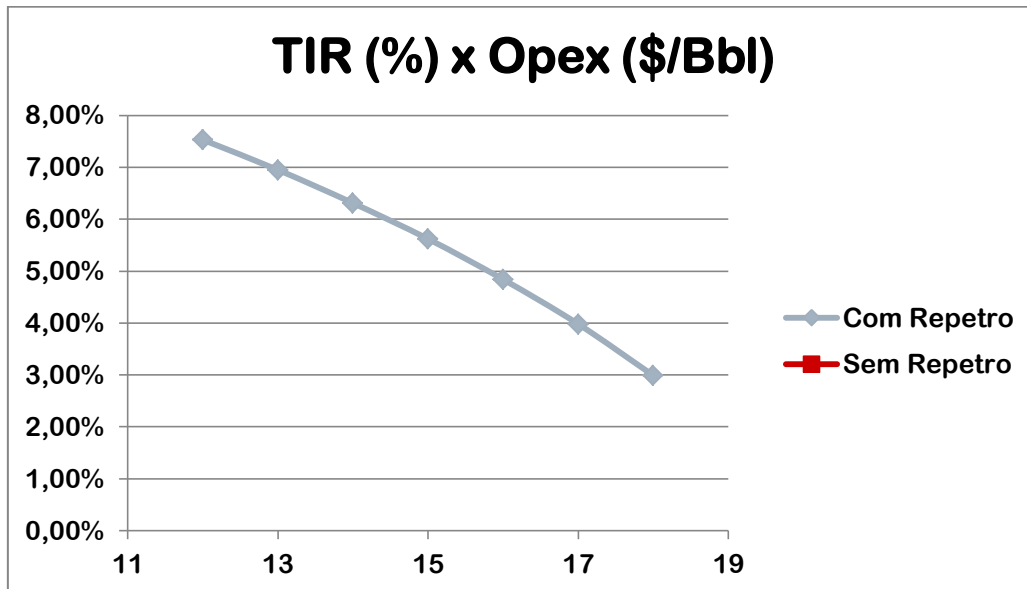
Anexo 1 Resultados da Avaliação dos Projetos

Gráfico 6 – Resposta da Taxa Interna de Retorno (TIR) a Variações no Preço do Petróleo (150 MMBbl)



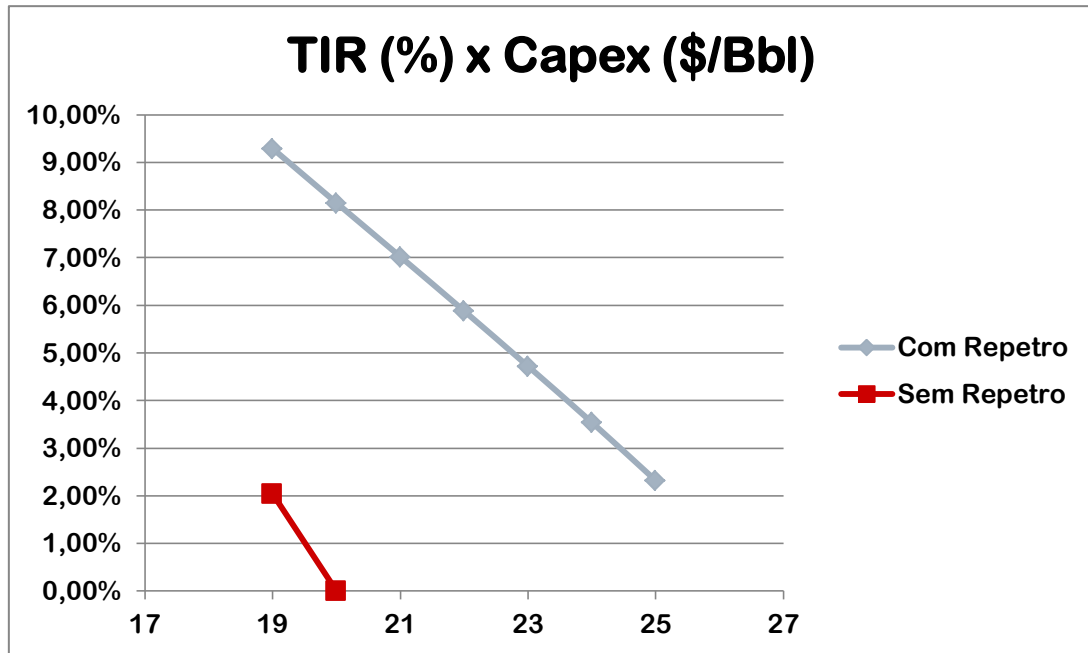
Fonte: Elaboração própria

Gráfico 7 – TIR (%) x Opex (\$/Bbl)



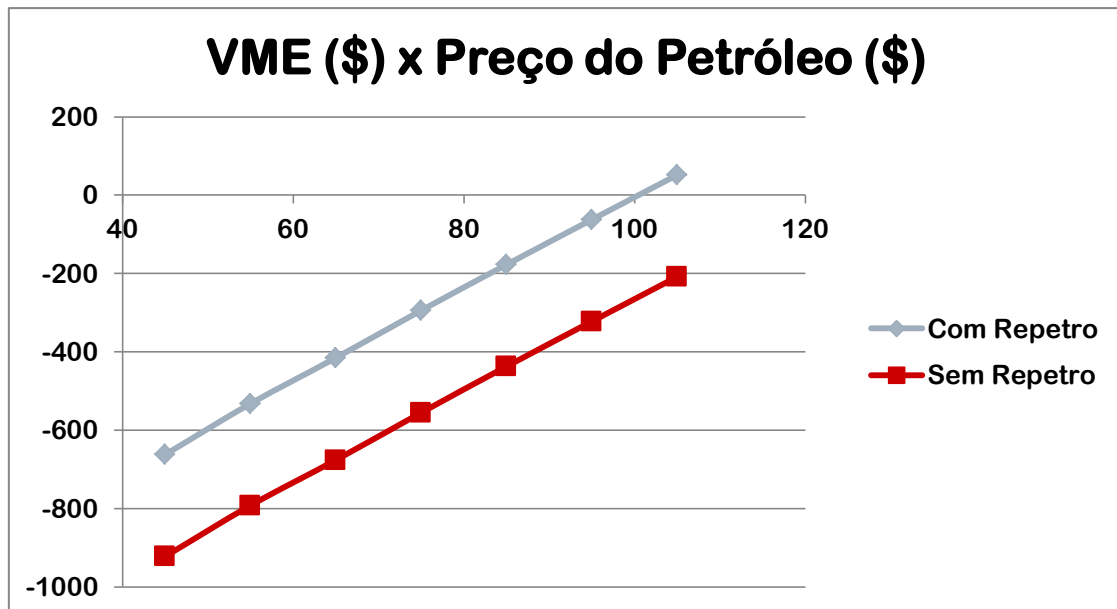
Fonte: Elaboração própria

Gráfico 8 – TIR (%) x Capex (\$/Bbl)



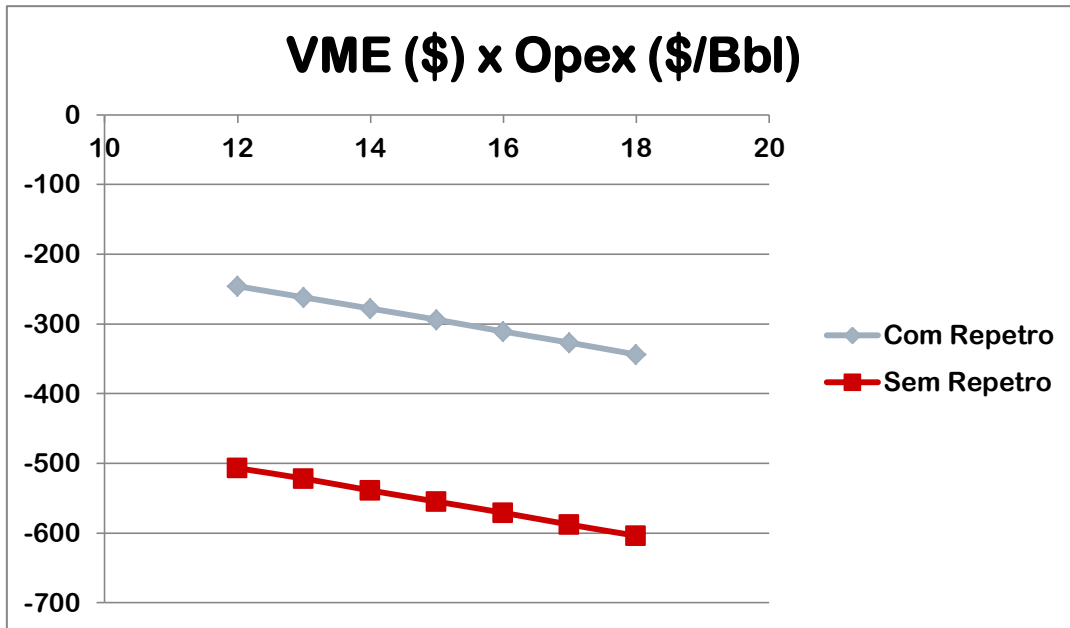
Fonte: Elaboração própria

Gráfico 9 – VME(\$) x Preço do Petróleo (\$)



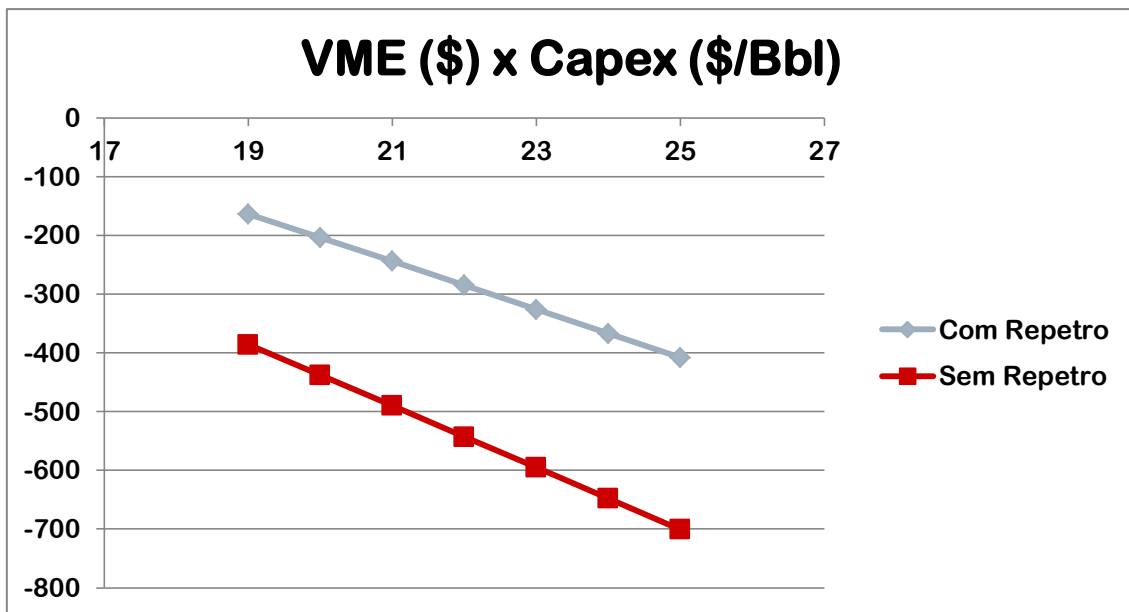
Fonte: Elaboração própria

Gráfico 10 – VME (\$) x Opex (\$/Bbl)



Fonte: Elaboração própria

Gráfico 11 – VME(\$) x Capex (\$/Bbl)

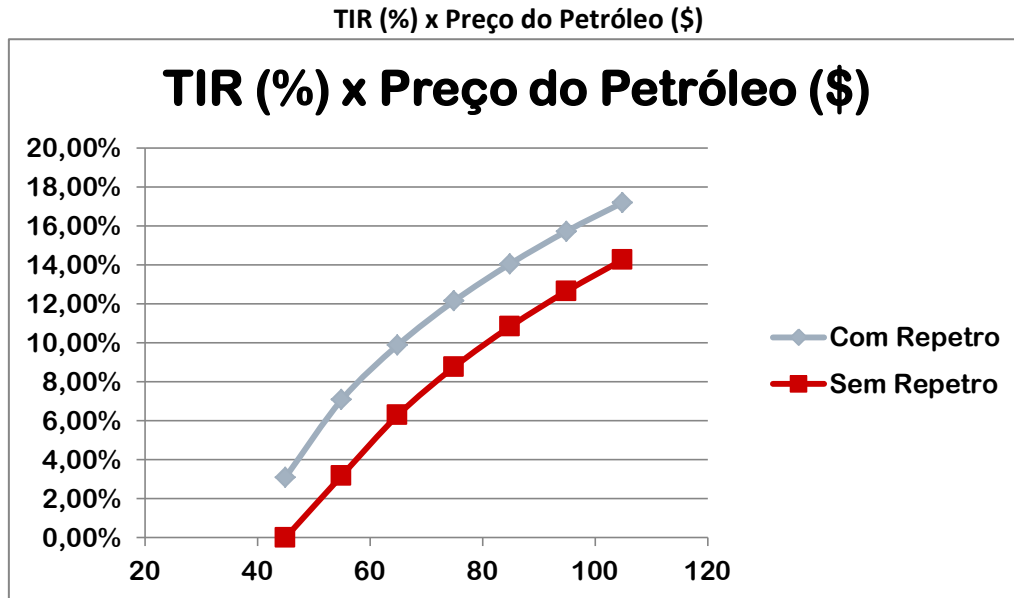


Fonte: Elaboração própria

500MMBbl

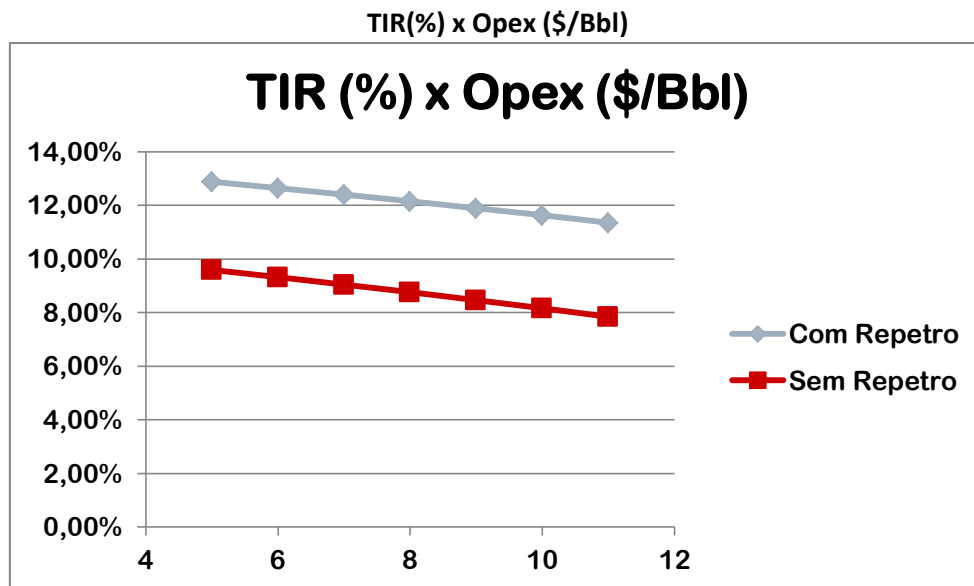
TIR

Gráfico 12 – Resposta da Taxa Interna de Retorno (TIR) a variações no preço do petróleo em dólar por barril



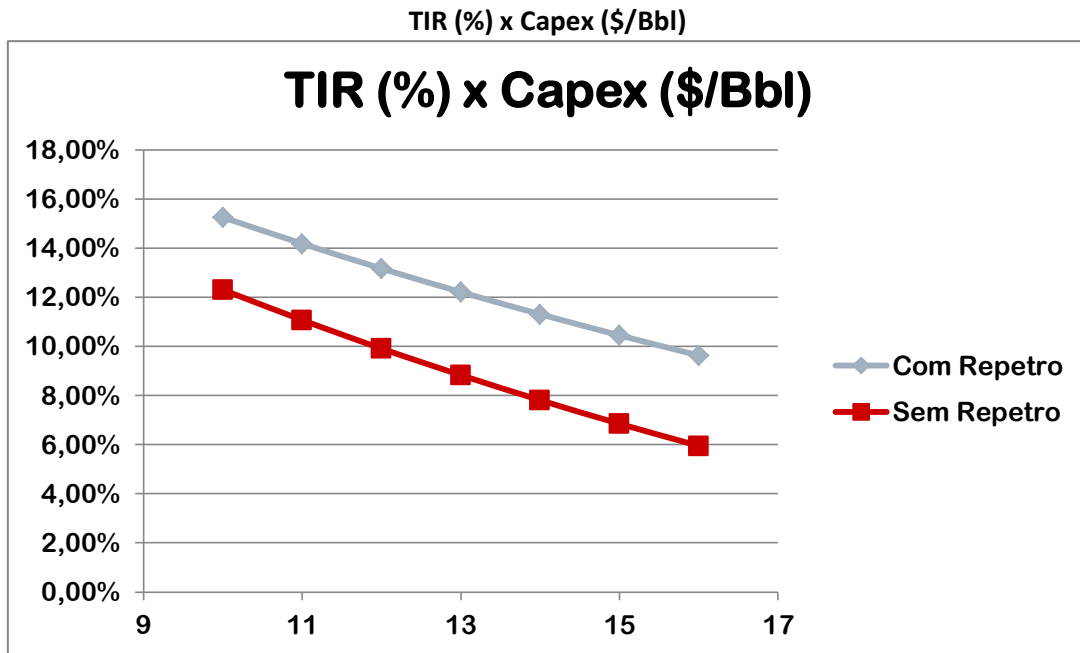
Fonte: Elaboração própria a partir de resultados do modelo

Gráfico 13 – Resposta da Taxa Interna de Retorno (TIR) a variações no custo operacional (opex) unitário em dólar por barril de óleo



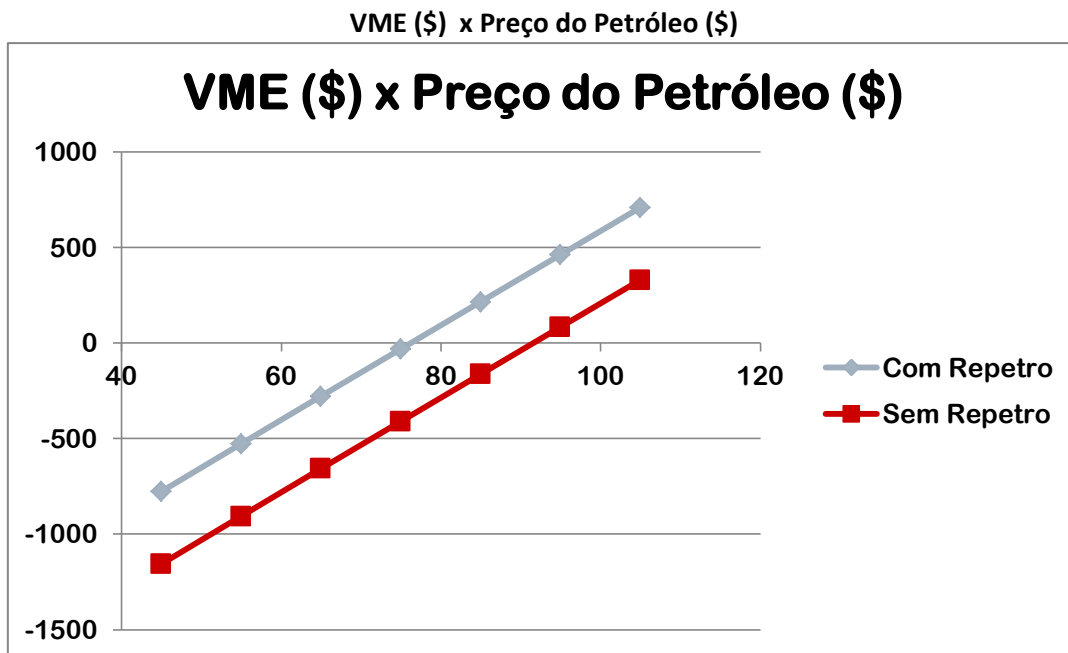
Fonte: Elaboração própria a partir de resultados do modelo

Gráfico 14 – Resposta da Taxa Interna de Retorno (TIR) a variações no custo de capital (capex) unitário em dólar por barril de óleo



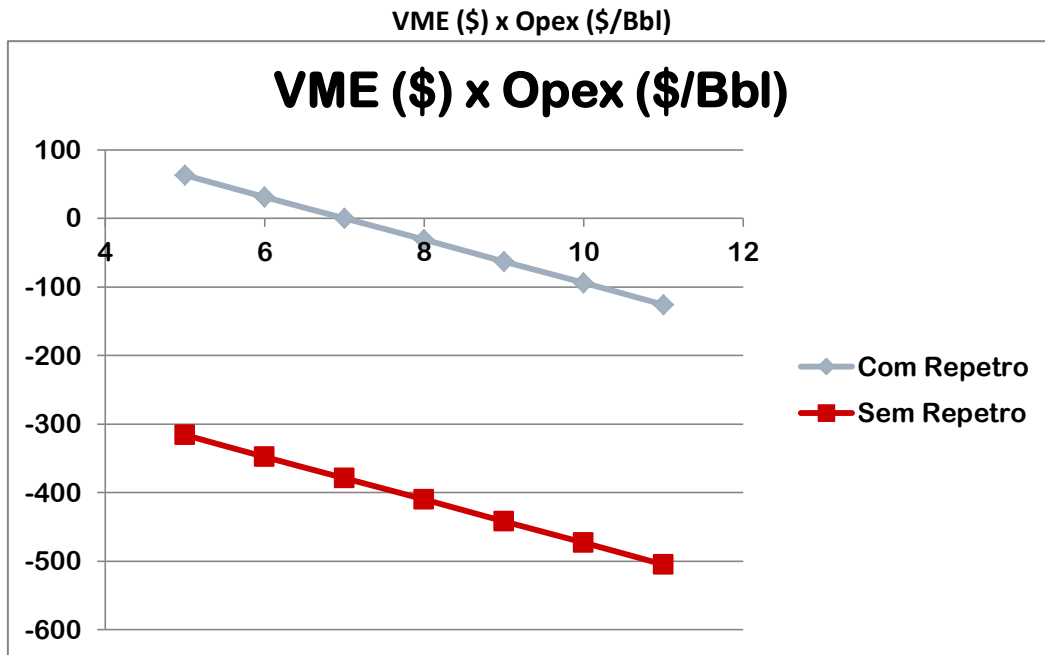
Fonte: Elaboração própria a partir de resultados do modelo

Gráfico 15 – Resposta do Valor Monetário Esperado (VME) a variações no preço do petróleo em dólar por barril



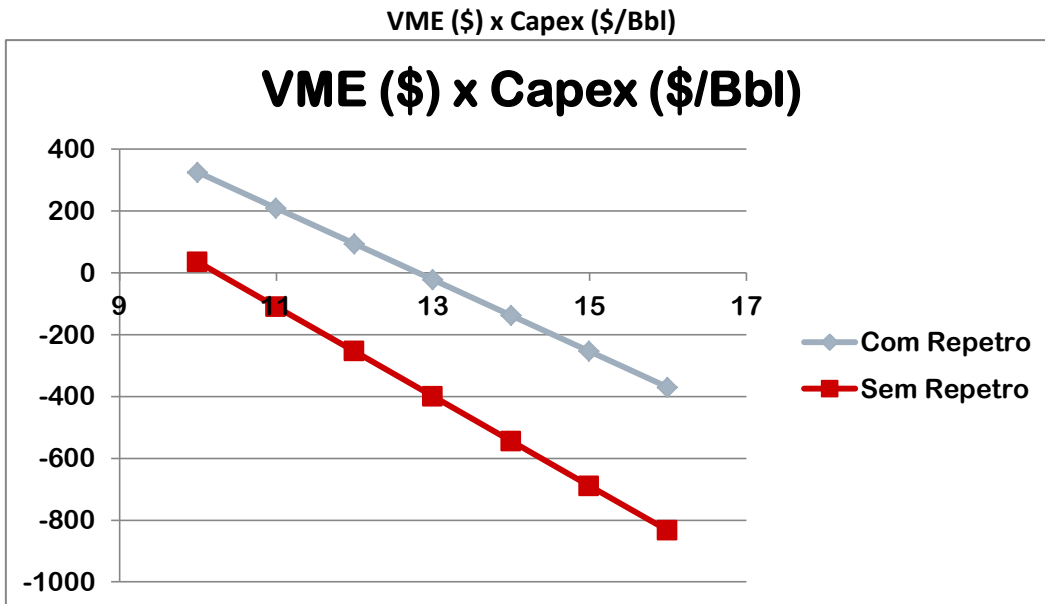
Fonte: Elaboração própria a partir de resultados do modelo

Gráfico 16 – Resposta do Valor Monetário Esperado (VME) a variações no custo operacional (opex) unitário em dólar por barril



Fonte: Elaboração própria a partir de resultados do modelo

Gráfico 17 – Resposta do Valor Monetário Esperado (VME) em milhões de dólares a variações no custo de capital (capex) unitário em dólar por barril



Fonte: Elaboração própria a partir de resultados do modelo