

UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO
ESCOLA POLITÉCNICA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA DE MINAS E PETRÓLEO

MIGUEL ALVES DE JESUS

Modelo de precificação para afretamento de FPSOs no Brasil

Santos

2019

MIGUEL ALVES DE JESUS

Modelo de precificação para afretamento de FPSOs no Brasil

Trabalho de Formatura apresentado ao Departamento
de Minas e Petróleo da Escola Politécnica, da
Universidade de São Paulo.

Orientador: Prof. Dr. Regina Meyer Branski

Santos
2019

Autorizo a reprodução e divulgação total ou parcial deste trabalho, por qualquer meio convencional ou eletrônico, para fins de estudo e pesquisa, desde que citada a fonte.

AGRADECIMENTOS

O desenvolvimento deste trabalho contou com o auxílio de diversas pessoas diretamente e indiretamente, nunca estive só nesta jornada.

Aos meus pais – minha mãe Marlene e meu pai Bernardino – que fizeram do possível e do impossível para que eu continuasse em minha graduação dando apoio familiar, financeiro e encorajador.

À minha família que desde o início da graduação tem me dado apoio para quaisquer problemas que tive em relação à permanência estudantil.

Ao ISMART que me deu o privilégio e a oportunidade de estudar como bolsista em um grande colégio particular e me conceder a bolsa para continuar como universitário.

À minha orientadora – Prof^a. Dra. Regina Branski – que se dedicou ao máximo para que o trabalho fosse entregue com relevância e qualidade. E aos meus professores da banca avaliadora – Prof^a Dra. Patrícia Matai e Prof. Dr. Cleyton Carneiro, que trouxeram para o trabalho importantes propostas de melhorias.

Aos meus amigos de faculdade que me acompanharam nestes cinco anos e me fizeram ser grato por conhecer e poder trabalhar com eles.

Aos meus grandes e incríveis amigos mais próximos que me deram suporte e entenderam meu momento de foco e finalização de graduação.

E por fim, aos que me acompanharam ainda mais próximo, dia após dia, – André, Adriano, Mayra e Julia – que me escutaram, me encorajaram e me deram forças para que eu entregasse o melhor de mim.

Gratidão a todos. Neste trabalho, há um pouco de cada um.

RESUMO

Explorar e produzir petróleo em alto mar em águas ultra profundas exige equipamentos e técnicas sofisticadas. Com a descoberta de grandes reservas de petróleo *offshore* vem sendo cada vez mais frequente a utilização de *Floating Production, Storage and Offloading Systems* (FPSO) – navios plataforma que operam como verdadeiras unidades industriais. O objetivo do trabalho foi propor um modelo de precificação para afretamento de FPSOs no Brasil a fim de se obter o retorno de uma análise de sensibilidade com insumos para a tomada de decisão para precificar a unidade flutuante. Para isso foi necessário identificar todos os elementos que compõem seu custo e a receita esperada. O modelo foi elaborado a partir da definição de uma estrutura de custos baseada em diversas propostas de afretamento de FPSOs no Brasil, além de levantamento da bibliografia sobre o tema. Para a execução deste modelo, foram levantados os custos estimados de FPSO's em operação no Brasil e suas respectivas tarifas em contrato com a Petrobrás, desta forma, obtendo-se os retornos para a análise do investimento e decisão de preço para o navio-plataforma.

Palavras-chave: FPSO; Precificação; Modelo de Investimento; Offshore; Ativos Offshore; Afretamento; Fluxo de Caixa; CAPEX; OPEX.

ABSTRACT

Exploring and producing offshore oil in ultra-deep waters requires sophisticated equipment and methods. With the discovery of large oil reserves abroad, using Floating Production, Storage and Offloading Systems (FPSO) units had become more and more common – this type of platform ships operates as industrial units. The objective of this work was to propose a pricing model for chartering FPSOs in Brazil to obtain the return of an input sensitivity analysis for decision making to price a floating unit. For this, it was necessary to identify all the elements that make up their cost and expected revenue. The model was elaborated from the definition of a cost structure based on several FPSO filter configurations in Brazil, as well as a survey of the literature on the subject. To execute this model, the estimated costs of the FPSO operation in Brazil and their tariffs charged in the contract with Petrobras were raised, thus obtaining the returns for an investment analysis and pricing decision for the ship platform.

Keywords: FPSO; Pricing; Investing Model; Offshore; Offshore Assets; Charter; Cash Flow; CAPEX; OPEX.

.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 – Fluxograma da cadeia de produção e logística de petróleo.....	14
Figura 2 – Módulos de uma FPSO	17
Figura 3 - Processos gerais da conversão de um VLCC para um FPSO	18
Figura 4 – FPSO Cidade de Caraguatatuba	18
Figura 5 – Planta de processo pelo método de módulos e de Skids	20
Figura 6 – Composição do preço do FPSO	22
Figura 7 – Vida útil da FPSO modelada.....	41
Figura 8 – Gráfico do VPL acumulado ao longo da vida útil do projeto para as premissas e características definidas.	53

LISTA DE QUADROS

Quadro 1 – Matriz de decisão para a construção do casco de uma unidade de FPSO	19
Quadro 2 – Entradas e Saídas nos dados de contrato	30
Quadro 3 – Entradas e Saídas para os Dados de OPEX	31
Quadro 4 – Entradas para os Reajustes de Inflação.....	32
Quadro 5 – Entradas para os Impostos	32
Quadro 6 – Tributação mensal incidente nos serviços de afretamento de unidades produtivas	33
Quadro 7 – Entradas e Saídas da Análise de Retorno da FPSO	33
Quadro 8 – Entradas e Saídas os Dados de Capex	34
Quadro 9 – Entradas e Saídas para o Cronograma de Construção para n anos	34
Quadro 10 – Entradas e Saídas para o Cronograma para reformas programadas	35
Quadro 11 – Entradas e Saídas da Amortização da Dívida	36
Quadro 12 – Exemplo de Tabela Dinâmica esperada na Análise de Sensibilidade – OPEX variando no eixo vertical e CAPEX variando no eixo horizontal.	37
Quadro 13 – Dados dos FPSOs usados no modelo de precificação	40

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Premissas iniciais para o modelo de precificação	42
Tabela 2 - Dados de OPEX com as premissas.....	43
Tabela 3 – Dados de reajustes anuais com as premissas para o modelo de precificação	43
Tabela 4 - Dados de tributação	44
Tabela 5– Dados de CAPEX	44

SUMÁRIO

1.	INTRODUÇÃO.....	11
2.	OBJETIVOS.....	13
3.	FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	14
3.1.	CUSTOS E RECEITA DE UM FPSO.....	15
3.1.1.	Custos para o proprietário e operador do FPSO	16
3.1.2.	Receita para o proprietário e operador do FPSO	22
4.	MATERIAIS E MÉTODOS.....	24
4.1.	RECEITA DO FPSO.....	24
4.2.	CUSTOS DA FPSO.....	26
4.3.	PARÂMETROS UTILIZADOS NO MODELO	28
4.3.1.	Parâmetros de Operação	30
4.3.2.	Parâmetros de investimento.....	33
4.3.3.	Parâmetros de financiamento.....	35
4.3.4.	Análise de Sensibilidade.....	36
5.	MODELO DE PRECIFICAÇÃO DO FPSO.....	40
5.1.	APLICAÇÃO DO MODELO	40
6.	CONCLUSÃO.....	54
9	REFERÊNCIAS	55
	ANEXO I.....	57
	ANEXO II – FLUXO DE CAIXA CONSTRUÍDO PARA A TARIFA DE AFRETAMENTO DE US\$ 700 MIL/DIA E DSCR DE 1,4	59
	ANEXO III – PAINEL PRINCIPAL	62
	ANEXO IV – ARTIGO SÍNTESE.....	63

1. INTRODUÇÃO

A descoberta das reservas na Bacia de Santos impulsionou o setor petrolífero brasileiro. A exploração de reservas em alto mar, denominada exploração *offshore*, vem acompanhada de grandes desafios técnicos – perfuração dos poços, adequação dos equipamentos às condições naturais dos ventos, marés e correntes marítimas – e desafios logísticos – operar a uma grande distância da costa, longos *leads-time* e abastecimento das operações. Destarte, a produção e exploração do petróleo *offshore* são significativamente mais complexas do que a *onshore*. Particularmente, no caso do Pré-Sal no Brasil, os reservatórios estão localizados em águas ultra profundas, a 300 km da costa, abaixo de uma camada de sal com 2 km de espessura.

Explorar e produzir petróleo em condições tão adversas exige equipamentos e técnicas sofisticados. Com a descoberta de grandes reservas de petróleo no mar, vem sendo cada vez mais frequente a utilização de *Floating Production, Storage and Offloading Systems* (FPSO) – navios plataforma que operam como verdadeiras unidades industriais. Além da produção, realizam o processamento, armazenamento e escoamento do petróleo extraído do mar. No processamento, o óleo e o gás são separados da água e das impurezas, a água é tratada para ser descartada ou reinjetada no reservatório e, nas plantas mais complexas, pode ocorrer ainda a compressão do gás para ser enviado por navios ou dutos para a costa. Muitas vezes as FPSOs são adaptados a partir de antigos navios petroleiros preparados para receber a planta industrial. Por essa razão, pode haver limitações para que os processos ocorram de forma adequada.

Atualmente, encontramos dois métodos principais para a contratação de uma FPSO: a unidade produtiva pode ser comprada pelo operador do campo, trazendo a este total responsabilidade pelo planejamento e construção (*Engineering, Procurement and Construction* - EPC), manutenção e operação da embarcação; ou a unidade pode ser afretada de uma empresa terceira que prestará serviços para a companhia operadora do campo através de um contrato *leasing* (Christodoulou, 2015) que, no Brasil, deve ser firmado após a concorrência por meio de uma licitação (ANP, 2017). O afretamento é amplamente utilizada na indústria do petróleo, pois tem como vantagem a diminuição de riscos envolvendo *timing* de entrega, de implementação de projeto e do próprio risco financeiro da construção.

O cenário mundial prevê uma recessão nos próximos três anos para o mercado de FPSOs. As operadoras tendem a reduzir o seu gasto em custo de capital, contudo, como a demanda energética tende a crescer, suas operações em óleo & gás não vão seguir esta mesma tendência, sugerindo alternativas de redução de risco como no afretamento das unidades e dos serviços através de contratos *leasing* (World Energy Reports, 2017). Com as novas rodadas de

licitação da ANP e a entrada, a partir de 2017, de mais *players* nas operações em campos no Pré-Sal, o cenário brasileiro espera um crescimento do mercado de plataformas flutuantes nos próximos anos.

2. OBJETIVOS

O objetivo do trabalho é propor um modelo de precificação para afretamento de FPSOs no Brasil. Para isso é necessário identificar todos os elementos que compõem seu custo e a receita esperada. O modelo será elaborado a partir da definição de uma estrutura de custos baseada em diversas propostas de afretamento de FPSOs no Brasil, além de levantamento da bibliografia sobre o tema.

Assim, estabelece-se como os objetivos específicos para o trabalho:

- Levantamento bibliográfico para a identificação dos elementos que compõe os custos de investimento e de operação para uma FPSO no Brasil;
- Levantamento de estimativas de preços utilizados na indústria offshore no mercado brasileiro de plataformas flutuantes;
- Elaboração de um modelo de precificação para proposta de afretamento de uma FPSO;
- Realizar a análise de sensibilidade com o modelo de precificação para as estimativas levantadas e propor um preço para os parâmetros levantados.

3. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

A cadeia logística de produção do petróleo se divide em três fases: *upstream*, *midstream* e *downstream* conforme pode ser visto na Figura 1. A primeira fase – *upstream* – tem como etapas a exploração e produção do campo e suas principais atividades são a prospecção geofísica, mapeamento de campos e reservatórios, perfuração de poços, avaliação de formações, completação, produção, processamentos primários e transporte para as refinarias ou para exportação (Thomas, 2001). A fase de *midstream* envolve as etapas da cadeia de refino com a obtenção dos derivados do petróleo (gasolina, querosene, diesel, compostos asfálticos, etc.) e seu transporte para as distribuidoras. A última fase – *downstream* – engloba a distribuição dos produtos já tratados e a regulação de sua revenda. Este trabalho tem como principal foco o cenário *Upstream Offshore* em águas profundas e ultra profundas.



Figura 1 – Fluxograma da cadeia de produção e logística de petróleo.

Fonte: elaborado pelo autor.

A fase *upstream* destaca-se como o principal campo de atuação de geólogos, geofísicos e engenheiros de petróleo. Uma imensa prodigalidade de recursos é investida em tecnologia dentro da cadeia pré-refino, a qual tem como duas principais funções: mapear os maiores potenciais de óleo de um campo (explorar), e realizar a produção e o seu desenvolvimento.

A etapa de exploração é constituída por três passos: investigação, prospecção e perfuração. O primeiro passo elabora mapas-base através de foto geologia, técnicas de sensoriamento remoto e de análise paleontológica e aerofotogrametria (Bain & Company, 2009). Com este produto, inicia-se o passo de prospecção, no qual aplica-se métodos geofísicos, de sísmica 2D e 3D, geoquímicos e de construção de mapas geológicos a fim de se determinar as melhores regiões para encaminhar ao último passo da exploração. Com as áreas determinadas, a perfuração é realizada e se determinam a localização dos poços estratégicos.

Neste momento, as empresas operadoras do campo afretam sondas de perfuração que irão perfurar os poços da região. A confiabilidade destes ativos deve ser altíssima pois as

atividades realizadas, além do imenso impacto ambiental, fornecem informações que guiarão a exploração do campo como a extensão da jazida, análise geológica (para auxiliar no sistema de produção instalado), do fluído e da qualidade do óleo na formação.

Finalizada a exploração do campo, tem início a etapa de produção. Dos poços são extraídos fluídos (uma mistura de água, óleo e gás) que devem ser separados, tratados e armazenados. Neste momento entram em cena os ativos de produção do campo que, dentro do contexto *offshore* de águas profundas e ultra profundas, são: PLSVs (lançadores de linhas *Subsea*), AHTS (embarcações de suporte de ancoragem), PSV (frota de suprimentos), navios aliviadores e as unidades de produção (FPSOs e plataformas semissubmersíveis), esses últimos, foco principal deste trabalho.

O crescimento da exploração de petróleo em águas profundas nas últimas quatro décadas gerou um largo desenvolvimento na indústria *offshore*. De acordo com o *World Energy Report* (2016), esta seção da cadeia produtiva de petróleo tem gerado a movimentação de mais de \$20 bilhões em gastos de capital (CAPEX) anualmente.

Presente na fase *upstream* da cadeia produtiva de petróleo e gás, as unidades flutuantes de produção, armazenamento e produção (FPSO) apresentam um importante protagonismo na exploração em águas ultraprofundas e distantes da costa – tais como os campos dentro do polígono do Pré-Sal.

A utilização destas unidades flutuantes cresceu exponencialmente desde sua primeira utilização em 1977 pela Shell e, em menos de 30 anos, o mundo atingia a quantidade de 100 FPSOs ativas. Atualmente, estão em operação mais de 200 unidades, das quais, 45 estão nos campos brasileiros (BW Offshore, 2019). Cenários otimistas preveem a construção de mais de 40 novas embarcações em todo o globo nos próximos 4 anos, envolvendo investimentos em capital de cerca de \$50 bilhões (World Energy Reports, 2017).

Estas expectativas acompanham o cenário observado no setor petrolífero brasileiro que pode ser identificado pelo anúncio da Equinor – antiga estatal norueguesa Statoil – de investimento de US\$ 15 bilhões até 2030, planejando produzir entre 300 e 500 mil boe/d nos campos brasileiros (Petróleo & Gás, 2018). Com a assinatura dos contratos referentes à 15ª Rodada de Licitações, outros *players* ganham força dentro do cenário brasileiro de óleo e gás como ExxonMobil Exploração Brasil, QPI Brasil Petróleo e Shell Brasil (Petróleo & Gás, 2018).

3.1. Custos e Receita de um FPSO

O modelo de precificação de afretamento para FPSO proposto neste trabalho foi construído por meio da elaboração de um fluxo de caixa que é composto por valores de saída – custos – e os valores de entrada – receita – calculada para diversos preços. A diferença entre receita e custos determina a lucratividade do projeto, retorno aos acionistas e o *payback* do ativo.

3.1.1. Custos para o proprietário e operador do FPSO

O proprietário do FPSO é responsável pelos custos de construção, operação e manutenção das unidades (Silva *et al.*, 2015). Essas três fases serão detalhadas a seguir.

3.1.1.1. Construção

A fase de construção refere-se ao período no qual o ativo está em processo de planejamento e construção (EPC) no estaleiro. Neste período a receita não é considerada porque a FPSO ainda não está em operação e os custos são relativos ao capital investido no EPC (CAPEX).

O gasto em capital para a construção de uma unidade de FPSO depende de cinco principais parâmetros de *design*: construção do casco, montagem da planta de processo, implantação do sistema de ancoragem, instalação para a produção submarina e aquisição de sistemas auxiliares (Duran, 2010). Na Figura 2 temos esquematizado seis componentes da embarcação que entram nos parâmetros de design de construção de casco e montagem da planta de processo: guindaste, planta de processo, casario, casco, baleeira e praça de máquinas.



1 – **Guindades:** movimentação de cargas pesadas ao longo da planta de processo.

2 – **Planta de processo:** área onde serão realizados os processo de separação do petróleo, em óleo, água e gás e seu tratamento.

3 – **Casario:** localização da sala de controle, deck de navegação, acomodações e refeitório.

4 – **Casco:** área onde estão localizados os tanques de estocagens, com capacidade para até 900 mil barris de petróleo.

5 – **Baleeira:** Embarcação salva vidas, com capacidade para 80 pessoas.

6 – **Praça de máquinas:** local onde estão os equipamentos de propulsão e utilidades.

Figura 2 – Módulos de uma FPSO (Adaptado de PETROBRAS, 2010)

O primeiro parâmetro – construção do casco – envolve o funcional de flutuação que um FPSO deve apresentar. Os critérios para contemplar este funcional são levantados por Duran (2010) e Vaz (2009), respectivamente: design da forma de casco balanceada para atender o equilíbrio hidrostático e o esforço em se construir sob uma mínima carga de peso e uma máxima economia de espaço.

Existem três principais opções que são definidas pelo detentor do ativo para o casco: construído a partir de um *Very Large Crude Carrier* (VLCC) convertido, de um casco convertido com nova construção ou, ainda, construção de uma novo customizado.

O casco VLCC convertido é o mais viável economicamente por apresentar prazos menores de entrega, menor custo de capital e baixa complexidade de construção. As modificações no casco trazem como principais objetivos o reforço estrutural e as adaptações para o sistema de ancoragem e de instalação submarina.

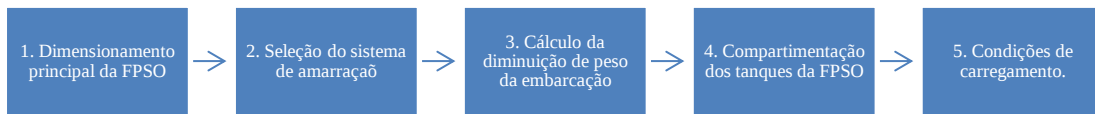


Figura 3 - Processos gerais da conversão de um VLCC para um FPSO

Fonte: Adaptado de Olsen (1987)

A Figura 3 mostra o processo de conversão de um VLCC para FPSO: (1) levantamento das dimensões principais de um FPSO; (2) seleção dos sistemas de amarração; (3) cálculo da diminuição do peso da unidade; (4) compartimentação dos tanques do FPSO; (5) condições de carregamento.

O casco convertido com nova construção utiliza também como base o VLCC, contudo a conversão é adaptada às características do campo. Isto torna o investimento cerca de 20% mais custoso que o primeiro e seu prazo de entrega é maior (Medeiros, 2015). Contudo, traz maior confiabilidade já que atende às necessidades de desenvolvimento do campo petrolífero. A Figura 4 mostra FPSO construído pela MODEC e afretado pela Petrobras cuja construção utilizou o modelo de conversão com nova construção.



Figura 4 – FPSO Cidade de Caraguatatuba

Fonte: (MODEC, 2015).

Por fim, para o fechamento dos diferentes modelos de casco, cita-se a nova construção customizada. Este tipo não utiliza um casco previamente construído, mas um novo elaborado para atender aos parâmetros de produção do campo. As vantagens englobam principalmente a

máxima confiabilidade e adequação ao tipo de exploração e produção. Todavia, seu custo é cerca de 100% maior do que o modelo de Conversão do VLCC (Medeiros, 2015).

A decisão de qual modelo será utilizado na construção do casco deve considerar principalmente: prazo de entrega, complexidade do campo e teto de custos de capital a ser investido. O Quadro 1 compara custo de capital, confiabilidade do projeto e prazo de entrega dos três tipos de casco (Quadro 1).

Quadro 1 – Matriz de decisão para a construção do casco de uma unidade de FPSO

	VLCC Convertido	Convertido com nova construção	Nova construção customizada
CAPEX	Menor	Intermediário	Maior
Confiabilidade do Projeto	Menor	Intermediário	Maior
Prazo de Entrega	Menor	Intermediário	Maior

Fonte: elaboração autoral (2019)

Além do custo de construção do casco, os parâmetros montagem da planta de processo, implantação do sistema de ancoragem, instalação para a produção submarina também compõem o custo de capital. Esses custos dependem do dimensionamento da planta de processo da unidade, das definições do sistema de produção submarino e do sistema de ancoragem para dar suporte à estabilidade hidrostática do casco.

O dimensionamento da planta de processo depende das características do campo em que a FPSO será operada. Existem duas principais modalidades para sua construção, tal como cita Medeiros (2015): por módulos ou *skids*. O primeiro é feito através de grupos de equipamentos instalados de forma integrada, sendo esta sua principal vantagem. A principal desvantagem é a limitação do projeto devido ao grande peso dos módulos. Na construção por *skids* a instalação é realizada de forma fragmentada através de módulos içados separadamente – o que torna o comissionamento do casco mais complexo e custoso, porém com o peso de carga reduzido consideravelmente. Na **Figura 5** são representadas duas esquematizações de uma planta de processos: por meio de módulos (5a) (Mespague *et al.*, 2008) e *Skids* (5b) (Medeiros, 2015).

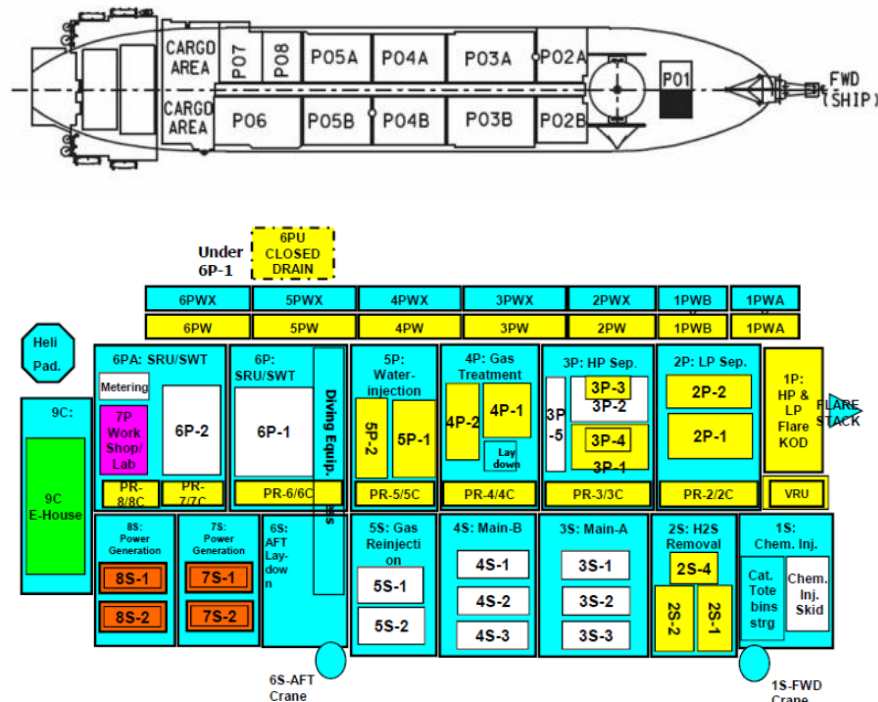


Figura 5 – Planta de processo pelo método de módulos e de Skids

Fonte: Mespaque (2008) e Medeiros (2015).

Quanto ao sistema de ancoragem, dois principais métodos podem ser aplicados: *Spread Mooring System* (SMS) ou *Turret*. O SMS é um tipo de ancoragem que fixa as duas extremidades da embarcação, restringindo todos os movimentos do navio – tanto de translação quanto de rotação. Sua principal vantagem é a não necessidade de componentes mecânicos, o que torna uma alternativa menos custosa do que a *Turret*. Na segunda alternativa é instalada uma estrutura cilíndrica no casco da FPSO, permitindo livre movimentação de rotação do navio. O *Turret* facilita o descarregamento da unidade produtiva, mas traz maior custo para a instalação da plataforma em comparação com SMS.

A definição do sistema de ancoragem afeta o sistema de *risers* para a instalação submarina. Para o método de ancoragem SMS, a configuração do sistema de *risers* tem comprimento menor e a preocupação com o seu desgaste é mais branda. O método de *Turret* exige maiores comprimentos dos *risers* e a preocupação com o desgaste dos equipamentos submarinos é maior, tendo impacto direto no seu custo.

O quinto e último parâmetro citado por Duran (2010) – aquisição de sistemas auxiliares – envolve sistemas de apoio do FPSO. Incluem sistemas de segurança,

descarregamento e propulsão. O principal objetivo é dar suporte aos serviços operacionais diários da embarcação.

3.1.1.2. Operação

Estabelecidos os custos de capital, a operação refere-se à fase em que estão ocorrendo as atividades de produção. Nessa fase a receita é gerada com base nas tarifas diárias e no prazo de duração do contrato para o afretamento do ativo. Os custos são gerados pela mobilização e desmobilização do ativo, pelas despesas operacionais e pelo pagamento de financiamento.

A mobilização e desmobilização é composta por atividades contratuais para o transporte da embarcação e da tripulação, folhas de pagamento da mão-de-obra tripulante, combustíveis e suprimentos consumíveis neste processo e suporte *onshore* (Cordon, 2017). Para plataformas flutuantes, o Instituto Brasileiro de Petróleo (IBP, 2017) estima um custo de \$10 MM a \$47 MM a depender do tipo de plataformas e características de construção oceânicas – quanto mais próximas de uma estruturação semi-submersíveis, mais custoso é o deslocamento.

As despesas operacionais ocorrem durante o tempo de atividade do ativo, desde o início de sua operação e até o final do período acordado em contrato de concessão da operação do campo. Cordon (2017) divide os custos operacionais em diretos e indiretos. Os custos operacionais diretos tratam das atividades ligadas à plataforma flutuante tais como tripulação, gastos com inspeção ou manutenção de sistemas, possíveis intervenções nos poços, seguros para equipamentos, integrantes ou ativo, e operações de logística e suprimentos consumíveis. Quanto aos custos indiretos, referem-se à manutenção do campo, e, portanto, englobam os dispêndios administrativos, suporte *onshore* e base de estoque de suprimentos para a operação.

Durante o período de operação, a embarcação deve estar produtivamente ativa em uma porcentagem de tempo. Este percentual corresponde a razão entre o tempo esperado e o tempo real de atividade e é denominada *uptime*, enquanto o tempo de inatividade é denominado *downtime* (Campbell & Reyes-Picknell, 2016). O valor percentil do *uptime* influi diretamente na receita obtida pela FPSO e, consequentemente, nos lucros do afretador.

Além do tempo definido em contrato, Silva (2015) apresenta duas situações onde podem ocorrer sua extensão: extensão direta da fase operacional com o estabelecimento de aditivos, tendo início logo após a data do vencimento do contrato anterior, ou quando ocorre uma paralisação para manutenção ou reforma da embarcação e o contrato é estendido para cobrir esse período. Em ambas as situações a receita passa a ser gerada com base em novas tarifas celebradas em aditivos, a critério das partes envolvidas.

3.1.1.3. Manutenção

Manutenção é a última etapa a qual o proprietário do ativo é responsável. Corresponde a realização de reformas na plataforma flutuante. Neste período, se as atividades forem interrompidas, não é gerada nenhuma receita, enquanto que as despesas são representadas pelos custos gerados na manutenção.

3.1.2. Receita para o proprietário e operador do FPSO

A receita do FPSO é dada pela tarifa de contrato estabelecida entre afretador e operador do campo multiplicada pelo tempo efetivo de operação do FPSO (*uptime*). A tarifa de contrato é composta pelas tarifas de afretamento e de prestação de serviços.

- A tarifa de afretamento refere-se ao custo de construção, que depende da complexidade da instalação, e da demanda mundial por este tipo de embarcação.
- A tarifa de prestação de serviços é composta pelos custos de operação no país local e também no país sede do afretador e engloba custos de mão-de-obra, suprimentos e administração.

A tarifa de afretamento é paga em dólar norte-americano a um operador externo, denominado Sociedade de Propósito Específico (SPE), que detém a maior parte do capital do projeto (ANP, 2008). A tarifa de prestação de serviço, diferente do afretamento, é paga em moeda local diretamente para o operador nacional. Na Figura 6 é mostrada a divisão de tarifas de contrato paga pelo cliente (operador do campo) ao afretador da FPSO.

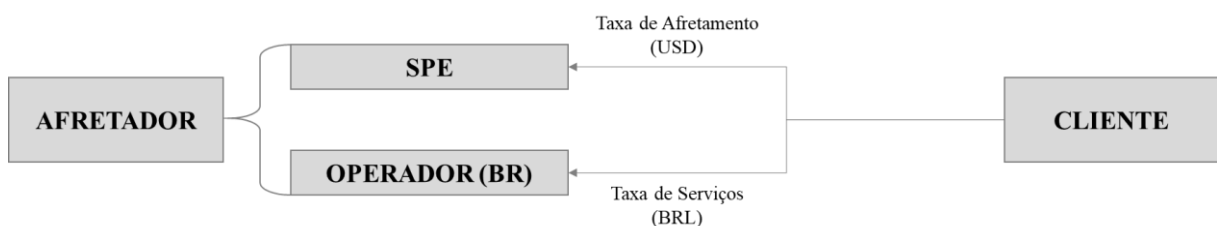


Figura 6 – Composição do preço do FPSO

Fonte: elaborada pelo autor (2019).

Para determinação do preço da tarifa de contrato, o afretador considera a receita esperada através da composição das tarifas de afretamento e de serviços, os custos para construção e operação da plataforma, despesas envolvendo o financiamento do projeto como amortização de empréstimos e juros, e impostos.

No global, este processo de precificação possui forte correlação com a capacidade de investimento dos clientes que irão contratar os serviços de afretamento e operação. Em tempos de petróleo em alta, as tarifas tendem a aumentar e, nos tempos de baixa, diminuir.

4. MATERIAIS E MÉTODOS

O modelo de precificação para um FPSO foi construído por meio da elaboração de um fluxo de caixa que considera os valores de entrada – receita de afretamento para um FPSO – e os de saída – custos do projeto. Os retornos esperados foram determinados pela receita bruta do afretador e pelos custos para realizar suas atividades. O fluxo de caixa considerou a receita e os custos derivados do projeto, ano a ano, a partir do início da construção até o final do contrato firmado entre operador e afretador da FPSO.

Para o controle do fluxo, foi delimitado inicialmente em qual fase a plataforma está envolvida. Tratando-se de um modelo cujo objetivo é precificar o FPSO, os períodos de referência podem ser alterados. Para isso, aplica-se o binomial 0 para “Não” e 1 para “Sim” dentro do modelo, a fim de definir em qual período de referência o projeto se encontra:

- Construção;
- Operação (Contrato Inicial);
- Operação (Renovação de Contrato);
- Operação (Especulação);
- Mobilização.

Depois de definidos, os valores de cada período de referência (ano a ano) foram corrigidos pelo câmbio e pela inflação.

- Câmbio previsto;
- Índice de Preço ao Consumidor (USA) (%);
- Cesta Inflação (Brasil) (%).

O ajuste dos valores pelo câmbio e pela inflação (se afretamento, em dólar, se prestação de serviços, em reais), trazem os custos e receitas para o valores reais e garantem maior confiabilidade para a análise.

4.1. Receita do FPSO

A receita diária de uma unidade FPSO foi calculada pelo produto entre a tarifa do contrato estabelecida entre afretador e operador do campo e o tempo efetivo de operação do FPSO (*uptime*) (equação 1).

$$\text{Receita Diária} = \text{Tarifa do Contrato} \times \text{Uptime (\%)} \quad (1)$$

A tarifa do contrato é composta pela tarifa de afretamento e tarifa de prestação de serviços (equação 2).

$$\text{Tarifa do Contrato} = \text{Tarifa Afretamento} + \text{Tarifa de Prestação de Serviços (US\$)} \quad (2)$$

O valor de entrada que definirá o racional destas tarifas será de decisão da empresa afretadora, portanto, será determinado em porcentagem e os resultados serão os valores da tarifa de afretamento e da tarifa de prestação de serviços (3) e (4). Os valores das tarifas de afretamento e de prestação de serviços foram reajustados anualmente pela inflação.

$$\text{Tarifa de Afretamento} = n \times \text{Tarifa do Contrato (USD)} \quad (3)$$

$$\text{Tarifa de Prestação de Serviços} = (1 - n) \times \text{Tarifa de Prestação (BRL)} \quad (4)$$

Sendo n o valor percentual definido para a representatividade da tarifa de afretamento na receita do projeto.

O *uptime* é determinado pela razão entre o tempo de operação real e o tempo estabelecido em contrato (equação 5).

$$\text{Uptime} = \frac{\text{Tempo de Operação Real}}{\text{Tempo de Operação Contrato}} \quad (\%) \quad (5)$$

Através da análise dos contratos firmados entre a Petrobrás SA e seus parceiros afretadores nas últimas FPSOs contratadas, tais como a MV18 (MODEC), foi identificada ainda a aplicação do fator de reajuste para a tarifa diária de afretamento denominado Redução de Tarifa Diária que possui como base a meta de produção de barris de petróleo versus a produção real (equação 6):

$$\Delta(\%) = K \times \left(1 - \frac{V_m}{V_e}\right) \times 100 \quad (6)$$

Sendo:

- K = coeficiente de ajuste de poço ($K= 0,6$ nos casos onde há apenas um poço interligado à unidade; $K=0,8$ dois poços interligados; $K=1,0$ mais que dois poços interligados);
- V_m = volume de óleo efetivamente processado (bbl);
- V_e = volume de óleo esperado (bbl).

Assim, a receita total pode ser calculada por meio das equações 7, 8 e 9:

$$\text{Receita Total} = R_{\text{afre}} + R_{\text{serv}} \quad (7)$$

$$R_{\text{afre}} = D \times Up \times T_{\text{afre}} \times \Delta \quad (8)$$

$$R_{\text{serv}} = D \times Up \times T_{\text{serv}} \times \Delta \quad (9)$$

Sendo **D** os dias no período de referência – por exemplo, se o período de composição do modelo será feito de ano em ano, D será equivalente a 365 dias, caso a análise seja feita mês a mês, D será equivalente ao número de dias de cada mês –, **Up** o percentual do *uptime*, **T_{afre}** a tarifa de afretamento no período e **T_{serv}** a tarifa de prestação de serviços no período. Para este trabalho, o período de referência será tratado em anos.

No modelo, o valor da receita é calculado ano a ano, sendo a tarifa de contrato calculada pelas equações acima. Desta forma, a fim de estimar o levantamento de custos para o projeto, define-se um valor esperado médio para o *uptime* e considera-se uma produção ideal de óleo, atingindo sempre a meta, e, portanto, sem redução na tarifa de contrato.

O preço cobrado pelo proprietário da FPSO é tanto um dado de entrada quanto um dado de saída no modelo de precificação proposto. Como este será o valor que constará no contrato, o modelo deixou sem restrição a célula que será inserida este valor. Assim a empresa afretadora pode simular diferentes valores para a tarifa, e, tendo auxílio de uma análise de sensibilidade que será apresentada adiante, simular cenários com variação no CAPEX e OPEX para tomar a melhor decisão.

4.2. Custos da FPSO

Os custos das FPSOs são determinados pelo investimento realizado para sua construção (*Capital Expenditure* – CAPEX), despesas operacionais (*Operational Expenditure* – OPEX), despesas relativas a financiamento (amortização da dívida e pagamento de juros) e Impostos. Estes valores estão demonstrados, respectivamente, no fluxo de caixa de investimento (FCI), fluxo de caixa operacional (FCO) e fluxo de caixa de financiamento (FCF).

Foram definidos os custos anuais, sendo estabelecidos os parâmetros para mensurar os custos operacionais e de capital, condições de financiamento e impostos, considerando ainda variações no câmbio e na inflação.

O FCI se refere ao período em que o FPSO corresponde à fase de construção da embarcação. A construção do ativo somente tem início após a celebração do contrato para operação de um campo e é realizada por um estaleiro que elabora um projeto oceânico adequado

às características do campo que será explorado. O principal custo na construção de FPSOs é o *Engineering, Procurement and Construction* (EPC) que engloba a compra de matérias primas e equipamentos, construção e engenharia do projeto de produção de petróleo (Silva *et al.*, 2015).

O custo de construção da embarcação é conhecido pelo dono do ativo e deve ser calculado em dólar norte-americano pois depende de tecnologia e matérias primas importadas. No modelo, o custo do capital foi distribuído ao longo dos anos de construção, sendo debitado juntamente com a amortização da dívida da companhia, e cessa a partir do momento de início da operação.

No caso de ocorrer manutenção do FPSOs, os custos de capital voltam a ser considerados, impactando novamente a tarifa de afretamento. Foram considerados, ainda, custos extras para atender necessidades excepcionais (aquisição de matéria prima ou tecnologia, ajustes na frota desenhada etc.).

No primeiro ano de construção são considerados, ainda, os juros de entrada (*upfront fee*) para o estaleiro que está construindo o FPSO. Este valor é negociado caso a caso entre a empresa afretadora e a empresa construtora.

Para o fluxo de caixa de investimento (FCI) será necessário a definição do custo total do ativo. O CAPEX é calculado enquanto a FPSO está em construção, e seus valores serão registrados, aplicando os juros de entrada e a correção com os juros. Desta forma, para o valor total da construção é obtida a seguinte relação:

$$\text{FLUXO DE CAIXA (CAPEX)} = J_e + \sum_j^k n_j \times C \quad (10)$$

Sendo J_e os juros de entrada, j o ano em questão, k o período total de construção, n o percentual do CAPEX do ano a ser pago e C o custo total do investimento definido.

As despesas operacionais (FCO) incluem movimentação do FPSO do estaleiro até o campo onde será operado, além de salários, despesas fixas, suprimentos, apoio administrativo entre outros. O custo de movimentação engloba o frete da FPSO até o campo e, portanto, inclui gastos com reboque, certificação, seguros, combustível, tripulação, entre outros (Silva, et al., 2015). Os custos operacionais podem variar ao longo dos anos de operação e, portanto, não podem ser definidos de forma objetiva (Cordon, 2017) e devem ser calculados em moeda local visto que essas despesas ocorrem em território nacional.

No modelo, o cálculo dos custos operacionais (FCO) tem início a partir do primeiro período de operação da plataforma, sendo calculados para gastos no exterior e gastos no Brasil.

Para cada ano considerado como período de referência, o valor do OPEX é reajustado para valor presente, considerando a inflação.

No fluxo de caixa de financiamento (FCF) é detalhado, para cada ano, o pagamento que será efetuado para cumprir a proposta de negociação da dívida do projeto. Para cada período, define-se, portanto, o saldo da dívida calculado a partir da respectiva amortização do período de referência e o pagamento de juros em função do índice de cobertura do serviço da dívida (DSCR) que será abordado no próximo tópico.

Finalmente, quanto aos impostos que incidem sobre o valor do afretamento, devem ser calculados somente para o operador no Brasil, mas não para o Operador Externo (SPE) (Soares, 2012). As deduções fiscais são:

- Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social (COFINS) – incidente sobre a receita bruta total;
- Programas de Integração Social e de Formação do Patrimônio do Servidor Público (PIS) – incidente sobre a receita bruta total;
- Imposto Sobre Serviços (ISS) – incidente sobre a receita operacional.

Estes valores podem ser reajustados de acordo com a rodada de licitação a que se referem (Tribunal Superior de Contas, 325/2007). O principal retorno para o fluxo de caixa é a determinação da Receita Líquida, que corresponde à Receita Bruta descontados os impostos.

4.3. Parâmetros utilizados no modelo

Nesta seção foram descritos os dados de entrada e saída que compõem o fluxo de caixa e retornam os resultados (VPLs) da aplicação de diferentes preços. Os parâmetros foram divididos em três partes que serão exploradas com maior profundidade nos próximos parágrafos: parâmetros de operação, de investimento e de financiamento. Além disso, foi realizada análise de sensibilidade que traz informações importantes para a tomada de decisão e para estabelecimento da tarifa de contrato.

Inicialmente, para construção do modelo, é preciso definir o ciclo de vida do FPSO. Assim, o primeiro parâmetro importante são os dados de contrato, visto que definem início e fim de vida do projeto. Para a construção do modelo foram identificadas cinco datas de referência: proposta do projeto, início de construção, operação, previsão de renovação do contrato e sua especulação. As informações dos contratos podem ainda alimentar o fluxo de caixa com previsões para reajustes nas tarifas e prestações, impostos e tarifas de administração.

O modelo de ciclo de vida da unidade de produção com as entradas e saídas esperadas em cada fase é apresentado na Figura 6.



Figura 6 – Modelo de ciclo de vida de uma FPSO.

Fonte: Elaborado pelo autor (2019).

A data de proposta do projeto é importante porque projetos oceânicos envolvendo o mercado petrolífero possuem vida útil maior que vinte anos. Como câmbio e o preço do barril do petróleo oscilam ao longo do tempo, é importante entender o ano de referência do início do projeto para uma base comparativa mais assertiva.

Com o contrato firmado, é definido o início da construção e da operação da unidade de produção. O início da construção ocorre após a celebração do contrato e é considerado como valor negativo no fluxo de caixa, visto que a operação ainda não se iniciou. São estimados também o valor do *uptime* e de mobilização.

Ainda foi considerado no modelo entrada de dados para possíveis renovações, respeitando o tempo de vida útil da frota contratada. Nessa situação, um aditivo é adicionado ao contrato onde a tarifa de afretamento e de operação são reajustadas. O novo contrato tem início imediatamente após o final do contrato original.

É importante ressaltar que a renovação pode ocorrer à qualquer momento e, portanto, só pode ser confirmada no futuro, quando o projeto já está em operação. Desta forma, conhecimento do campo e eficiência na produção em consenso com o operador, traz atratividade maior para essa renovação.

A nova Tarifa de contrato diária é calculada pela equação (11) em dólares.

$$\text{Taxa de Contrato} = n_{raf} \times \text{Tarifa de Afretamento} + n_{rsev} \times \text{Tarifa de Serviços} \quad (11)$$

Sendo n_{raf} o reajuste da Tarifa de Afretamento e n_{rsev} o reajuste da Tarifa de Prestação de Serviços, ambos em porcentagem.

O modelo permite estimar, ainda, a data da primeira reforma e o tempo de utilização pós-reforma (especulação), com a nova tarifa de contrato reajustada (equação 13). Destaca-se que o custo da reforma é considerado investimento e será lançado como saída no fluxo de caixa do período em questão (Quadro 2).

Quadro 2 – Entradas e Saídas nos dados de contrato

DADOS DE CONTRATO		
Contrato Firme		
Tempo de Contrato (anos)	E	
Câmbio na Proposta	E	
Tarifa de contrato (US\$ mil/dia)	E	
Tarifa de Afretamento (US\$ mil/dia)	E	S
Tarifa de Prest. Serviços (R\$ mil/dia)	S	S
Uptime (%)	E	
Mobilização (US\$ MM)	E	
Renovação		
Tempo de Contrato (anos)	E	
Reajuste Tarifa Afretamento (%)	E	S
Reajuste Tarifa Prest. Serviços (%)	E	S
Especulação		
Tempo de Contrato (anos)	E	
Reajuste Tarifa Afretamento (%)	E	S
Reajuste Tarifa Prest. Serviços (%)	E	S
Total Vida Útil da FPSO (anos)		S

Legenda: E (entradas) e S (saídas).

Fonte: Elaborado pelo autor (2019).

4.3.1. Parâmetros de Operação

Quanto ao fluxo de caixa operacional, projeta-se os gastos que irão envolver as atividades operacionais para manter a FPSO ativa – mão-de-obra, gastos administrativos, manutenção de bases, etc. O modelo assume que já existe uma previsão para os custos de operação, logo, não será abordado neste trabalho o levantamento detalhado do OPEX.

O custo operacional foi previsto em R\$ mil/dia e foi dividido em duas partes: OPEX no exterior e OPEX no Brasil. O OPEX no exterior refere-se à parte da companhia afretadora que será custeado em dólar, pois compreende serviços administrativos prestados fora do Brasil. O OPEX total é composto de uma entrada percentual que servirá de controle do racional dos serviços pagos no exterior e dos serviços prestados localmente (Equação 12). Para a afretadora no Brasil, os custos operacionais foram calculados em real (Equação 13), e envolvem a relação

dos gastos diretos de OPEX no Brasil (delimitado pela operadora) e os demais custos das atividades operacionais (Equação 14). A separação entre gastos diretos e indiretos foi estabelecida sob critério do autor com a finalidade de fornecer visibilidade de custos para o afretador – desta forma, pode-se mensurar a verba destinada para contratações e as destinadas para suprimentos das atividades.

$$\text{OPEX no Exterior} = n_{ext} \times \text{OPEX total} \quad (12)$$

$$\text{OPEX no Brasil} = (1 - n_{ext}) \times \text{OPEX total} \quad (13)$$

O n_{ext} é o percentual definido pelo afretador para o racional dedicado ao apoio da companhia no exterior.

$$\text{OPEX Diretos} = n_d \times \text{OPEX no Brasil} \quad (14)$$

Sendo n_d o percentual definido pelo afretador para os gastos operacionais diretos na operação. As entradas e saídas dos custos operacionais estão representadas no Quadro 3.

Quadro 3 – Entradas e Saídas para os Dados de OPEX

Dados de OPEX		
Câmbio		E
Opex total (R\$ mil/dia)		E
OPEX exterior (US\$ mil/dia)	E	S
OPEX Brasil (R\$ mil/dia)	S	S
<i>Diretos (%)</i>		E
<i>Indiretos (%)</i>		S

Legenda: E (entradas) e S (saídas).

Fonte: Elaborado pelo autor (2019).

Para comparar os ganhos obtidos com diferentes preços, os resultados serão trazidos para o Valor Presente. Os valores de cada ano foram ajustados por dois fatores: para o afretamento foi utilizada a tarifa de inflação norte-americana - *Consumer Price Index* (CPI) – calculada pelo *Bureau Labor Statistics* e, para a prestação de serviços, a cesta de inflação brasileira calculada pelo Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE) (Quadro 4).

Quadro 4 – Entradas para os Reajustes de Inflação

Reajustes de Inflação	
Tarifa Diária	
Reajuste Afretamento (% CPI)	E
Reajuste Serviço (% Cesta Inflação BR)	E
OPERACIONAL	
Reajuste OPEX Exterior (% CPI)	E
Reajuste OPEX Br (% Cesta Inflação BR)	E

Legenda: E (entradas)

Fonte: Elaborado pelo autor (2019).

Os impostos foram considerados no modelo da seguinte forma: sobre a SPE só será debitado imposto sobre a receita bruta. O tipo de regime aduaneiro do Brasil utilizado nos contratos de afretamento facilita a importação de equipamentos específicos para a unidade *offshore*, isentando-a de PIS, COFINS e ISS conforme previsto na Lei 10.833/03 (ANP, 2008). Em razão do regime de Lucro Real, a SPE poderá estar sujeita ao Imposto de Renda (IR) e à Contribuição Social sobre o Lucro Líquido (CSSL) (Jusbrasil, 2012).

Já os impostos sobre a operadora envolvem as tributações federais, com tarifas de Retenção e Alíquota para cada segmento - Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social (COFINS), Programas de Integração Social e de Formação do Patrimônio do Servidor Público (PIS) e Imposto Sobre Serviços (ISS) - de acordo com os acórdãos do Tribunal Superior de Contas (325/2007) (Quadro 5).

Quadro 5 – Entradas para os Impostos

Impostos	
SPE	
IR	E
CSSL	E
OPERADORA	
PIS	E
COFFINS	E
ISS	E

Legenda: E (entradas)

Fonte: Elaboração autoral (2019).

Para aplicar ao modelo, serão utilizadas às alíquotas correspondentes à última rodada de licitação, presentes no Quadro 6.

Quadro 6 – Tributação mensal incidente nos serviços de afretamento de unidades produtivas
(ANP, 2018)

PIS/COFFINS	0.65% (Receita Bruta Total)
COFINS	3.0% (Receita Bruta Total)
ISS	3.75% (Receita Bruta Operacional)

Por fim, finalizando os parâmetros operacionais, define-se a tarifa que corresponde à porcentagem da receita que é destinada aos custos da administração da companhia afretadora. A porcentagem é definida de acordo com cada companhia e deve ser considerada o apoio local (moeda nacional) e o apoio externo (caso exista, em dólar).

4.3.2. Parâmetros de investimento

Neste campo foram definidos os parâmetros de investimento do afretador. A composição dos dados traz informações sobre a tonelagem do FPSO e o preço futuro do aço, importantes para a construção do ativo, pois com estes valores, infere-se o valor terminal da FPSO na composição de sua desmobilização.

Uma estimativa do custo de capital de fonte interna (K_e) será considerada para o cálculo do Valor Presente Líquido (VPL). Um VPL positivo indica que o projeto foi bem sucedido, contudo, os valores retornados na VPL estão não-alavancados, ou seja, desprezam o endividamento. Para considerar a dívida, o modelo trará a análise do cálculo de retorno do acionista e do índice de lucratividade. Pode-se identificar estes parâmetros no quadro a seguir:

Quadro 7 – Entradas e Saídas da Análise de Retorno da FPSO

Análise de Retorno	
Retorno do Acionista (% a.a.)	S
Valor Presente Líquido (US\$ MM)	S
Índice de Lucratividade	S
Payback descontado (anos)	S
K_e	E

Legenda: E (entradas) e S (saídas). K_e (custo de capital de fonte interna).

Fonte: elaborado pelo autor (2019).

Considera-se, no custo de investimento, o EPC (*Engineering, Procurement and Construction*), ou seja o total pago ao estaleiro para construção da unidade de produção. Além do EPC, foram inseridas no modelo entradas para os demais custos CAPEX e um valor de contingência para segurança financeira do projeto (Quadro 7). Os três valores somados resultam

no CAPEX total, calculado em dólar americano (15). Para cálculo do valor de desmobilização, o preço do aço foi multiplicado pela tonelagem da embarcação, considerando este no Valor Futuro. Tal como a OPEX, assume-se que o CAPEX é conhecido pela afretadora.

$$\text{CAPEX} = \text{EPC} + \text{Outros Custos} + \text{Contingenciamento} \quad (15)$$

Quadro 8 – Entradas e Saídas os Dados de Capex

CAPEX		
EPC	E	S
Custos Extras	E	S
Contingência	E	S
Total	S	E

Legenda: E (entradas) e S (saídas).

Fonte: Elaboração autoral (2019).

O Quadro 8 traz o valor total de CAPEX investido na construção da embarcação que será distribuído ao longo dos anos de construção. Para o modelo, as entradas são percentuais referentes ao custo total investido, desta forma, em cada ano de construção será pago uma parcela deste investimento.

Quadro 9 – Entradas e Saídas para o Cronograma de Construção para n anos

Cronograma de Construção		
Ano 1	E	S
Ano 2	E	S
...	E	S
Ano n	E	S
Total	S	S

Legenda: E (entradas) e S (saídas).

Fonte: Elaboração autoral (2019).

No valor do CAPEX foi ainda considerada reforma programada ou estimada para o ativo. Foram definidas três informações: datas de início e fim e o CAPEX em dólar de cada reforma (Quadro 10).

Quadro 10 – Entradas e Saídas para o Cronograma para reformas programadas

Fonte: Elaboração autoral, 2019.

Cronograma de Reforma	
Reforma 1	
Data Inicio	E
Data Fim	E
CAPEX (US\$ MM)	E
Reforma 2	
Data Inicio	E
Data Fim	E
CAPEX (US\$ MM)	E
...	
Data Inicio	E
Data Fim	E
CAPEX (US\$ MM)	E
Reforma n	
Data Inicio	E
Data Fim	E
CAPEX (US\$ MM)	E

Legenda: E (entradas) e S (saídas).

Fonte: Elaboração autoral (2019).

4.3.3. Parâmetros de financiamento

Os parâmetros de financiamento são fundamentais para medir a efetividade do projeto no longo prazo e reduzir os riscos dos acionistas. De início é preciso identificar a estrutura de capital, ou seja, definir a parcela de capital próprio e a parcela de capital de terceiros provenientes de empréstimos realizados pelo proprietário do FPSO. O capital de terceiros é denominado *debt* e o capital próprio *equity*.

O modelo estabelece três principais tipos de juros, que serão importantes para determinar o Valor Presente: *upfront fee* (juros de entrada, utilizado em contratos *leasing*), juros de construção e juros de operação. Estas tarifas incidem diretamente no percentual *debt* dos custos.

Para analisar o financiamento, foi definido o número de anos necessários para quitar a dívida e, para cada ano, o Índice de Cobertura do Serviço de Dívida (DCSR). O DCSR é um importante indicador de saudabilidade financeira de uma companhia. Sua representatividade toca principalmente a capacidade que uma empresa tem de pagar a dívida de um financiamento e este é calculado através da geração de caixa operacional líquida de impostos dividido pelo serviço da dívida desta empresa – qual a amortização a cada parcela que a empresa destinará de

sua receita para o pagamento da dívida. Com o DCSR determinado, define-se qual a porcentagem da receita será destinada para pagar o juros, seguindo a equação 16:

$$\text{Serviço da Dívida} = \text{Receita Bruta}/\text{DCSR} \quad (16)$$

Como estão incididos juros sobre a operação, o pagamento da dívida a cada mês é retornado pela equação 17 e, com esta amortização calculada, obtém-se a tarifa de amortização anual através da equação 18.

$$\text{Amortização} = \text{Serviço da Dívida} - \text{Juros sobre Operação} \quad (17)$$

$$\text{Amortização (\%)} = \text{Amortização}/\text{Dívida Total (Debt)} \quad (18)$$

O Quadro 11 mostra a amortização da dívida do financiamento da FPSO.

Quadro 11 – Entradas e Saídas da Amortização da Dívida

AMORTIZAÇÃO DA DÍVIDA		
Ano	DSCR	Amort (%)
Ano 1	E	S
Ano 2	E	S
...	...	...
Ano n	E	S
Total		S

Legenda: E (entradas) e S (saídas).

Fonte: Elaboração autoral (2019).

4.3.4. Análise de Sensibilidade

A última seção do painel de controle envolve a parte analítica e de tomada de decisão do modelo. Com todas as entradas definidas, foram estruturadas quatro tabelas dinâmicas com um quadro de sensibilidade tendo as variáveis de CAPEX e OPEX e com retorno das quatro saídas do Quadro 7 – Entradas e Saídas da Análise de Retorno da FPSO: Retorno do Acionista, VPL, Índice de Lucratividade e *Payback*. No

Quadro 12 é exemplificado o retorno esperado para a análise de sensibilidade de um projeto. Ocupando a primeira coluna e linha de cada tabela, encontram-se os valores de entrada para o OPEX e CAPEX a fim de comparação. Representado com “S”, encontram-se os valores

de saída para o retorno do acionista, VPL, Índice de Lucratividade e *Payback*, respectivamente, para as entradas definidas no projeto. Atrélado a este retorno, tem-se a construção do gráfico do VPL ao longo do tempo em anos e o saldo da dívida amortizado ao longo do tempo.

Quadro 12 – Exemplo de Tabela Dinâmica esperada na Análise de Sensibilidade – OPEX variando no eixo vertical e CAPEX variando no eixo horizontal.

Opex (US\$ mil/dia) x Capex (US\$ MM)					
Retorno do Acionista (% a.a.)					
S	1 100	1 200	1 300	1 400	1 500
100,0	20,3%	19,4%	18,5%	17,8%	17,1%
110,0	20,0%	19,1%	18,2%	17,5%	16,8%
120,0	19,7%	18,8%	17,9%	17,2%	16,5%
130,0	19,4%	18,4%	17,6%	16,9%	16,2%
140,0	19,0%	18,1%	17,3%	16,6%	15,9%
Valor Presente Líquido (US\$ MM)					
S	1 100	1 200	1 300	1 400	1 500
100,0	488,8	468,4	448,1	427,8	407,5
110,0	466,4	446,1	425,8	405,5	385,2
120,0	444,1	423,8	403,5	383,2	362,9
130,0	421,8	401,5	381,2	360,9	340,5
140,0	399,5	379,2	358,9	338,5	318,2
Índice de Lucratividade					
S	1 100	1 200	1 300	1 400	1 500
100,0	2,19	1,92	1,70	1,50	1,34
110,0	2,09	1,83	1,61	1,43	1,26
120,0	1,99	1,74	1,53	1,35	1,19
130,0	1,89	1,65	1,44	1,27	1,12
140,0	1,79	1,56	1,36	1,19	1,04
Payback descontado (anos)					
S	1 100	1 200	1 300	1 400	1 500
100,0	15,0	16,0	16,0	16,0	17,0
110,0	15,0	16,0	16,0	17,0	17,0
120,0	16,0	16,0	16,0	17,0	17,0
130,0	16,0	16,0	16,0	17,0	17,0
140,0	16,0	16,0	17,0	17,0	17,0

Fonte: Elaboração autoral (2019)

As alterações nos parâmetros do projeto atualizam automaticamente as tabelas dinâmicas, trazendo a percepção para o afretador do impacto das variações no preço sobre os

quatro principais retornos de análise. Portanto, definindo entradas como a tarifa de afretamento, percebe-se o impacto direto no VPL do FPSO, facilitando a tomada de decisão para um aumento ou redução do preço e as possíveis alternativas para que esta decisão se torne viável.

Desta forma, construídos todos os parâmetros, o fluxo de caixa retorna, ano a ano, com cada informação apresentada no Quadro 13.

Quadro 13 – Dados do fluxo de caixa ano a ano devolvidos no modelo.

BINÁRIO DE PERÍODO
Construção
Contrato Firme
Renovação
Especulação
FLUXO DE CAIXA CONSTRUÇÃO
Capex (%)
Usos
Capex (US\$ mil)
Juros durante Construção
Total
Fontes
Dívida
Equity
Total
FLUXO DE CAIXA OPERAÇÃO
Dados de Macroeconomia
Dólar
CPI
Cesta Inflação BR
Receita
Reajuste Receita Afretamento
Reajuste Receita Serviço
Uptime (%)
Tarifa Afretamento Nominal (US\$ mil/dia)
Contrato Firme
Renovação
Especulação
Tarifa Afretamento Reajustada (US\$ mil/dia)
Contrato Firme
Renovação
Especulação
Receita Afretamento (US\$ mil)
Tarifa Serviço Nominal (R\$ mil/dia)
Contrato Firme

Renovação
Especulação
Tarifa Serviço Reajustada (R\$ mil/dia)
Contrato Firme
Renovação
Especulação
Receita Serviço (R\$ mil)
Receita Serviço (US\$ mil)
Opex
Reajuste Opex Exterior
Reajuste Opex Brasil
Opex Exterior Nominal (US\$ mil/dia)
Opex Exterior Reajustado (US\$ mil/dia)
Opex Exterior (US\$ mil)
Opex Brasil - Direto (R\$ mil/dia)
Opex Brasil - Direto Reajustado (R\$ mil/dia)
Opex Brasil - Indireto Nominal (R\$ mil/dia)
Opex Brasil - Indireto Reajustado (R\$ mil/dia)
Opex Brasil (R\$ mil)
Opex Brasil (US\$ mil)
Financiamento
Amortização (%)
Amortização Anual (US\$ mil)
Saldo Amortização (US\$ mil)
Serviço da Dívida (US\$ mil)
FLUXO DE CAIXA LIVRE DO ACIONISTA
Equity (US\$ mil)
Receita Afretamento + Serviço (US\$ mil)
Receita Mobilização (US\$ mil)
Custo Total (US\$ mil)
Resultado Bruto (US\$ mil)
Margem Bruta (%)
Índice de Cobertura
Serviço da Dívida (US\$ mil)
Valor Terminal
Fluxo Livre para o Acionista (US\$ mil)
Índice
Fluxo de Caixa Descontado (US\$ mil)
Retorno do Acionista
VPL do Acionista (US\$ mil)
Índice de Lucratividade
Curva do VPL Acumulado (US\$ mil)
Payback Descontado (anos)

Fonte: elaboração autoral (2019)

5. MODELO DE PRECIFICAÇÃO DO FPSO

Informações contratuais envolvendo companhias privadas exigem acesso autorizado e não estão disponíveis para o público. Para esse trabalho foram analisados os contratos que a companhia estatal brasileira – Petrobras – celebrou ao longo dos últimos dez anos. A partir da lista de FPSOs ativas no mundo (Anexo I) e do Portal de Transparência da Petrobrás foram levantadas as tarifas de serviços e afretamentos, assim como os parâmetros de bonificação, multas e demais tarifas dos projetos em licitação.

Por meio do Anexo I foram identificadas as unidades localizadas em águas brasileiras. Em seguida, foram selecionadas as embarcações que prestam serviço para a Petrobrás. Por fim, para validar o modelo de precificação, foram levantados os valores de contratos das FPSOs MV29 e MV24 da MODEC (Quadro 13).

Quadro 13 – Dados dos FPSOs usados no modelo de precificação

Nome	FPSO Cidade de Campos dos Goytacazes MV29	FPSO Cidade de Mangaratiba MV24
Proprietário	Modec	Modec
Instalação	2018	2014
Prazo de Contrato	20 anos	20 anos
Capacidade Produtiva	150 kboe/d	150 kboe/d
Afretamento	\$681 439,01	\$584 482,51
Serviços	R\$ 317 802,40	R\$ 157 777,56

Elaboração autoral (2019). Fonte: Petrobras – Portal de Transparência.

O critério de seleção para as duas FPSOs envolvem a sua recente contratação, grande capacidade produtiva, estar produzindo em campos do pré-sal e facilidade para obtenção dos dados no Portal de Transparência, visto que muitos constratos não estão disponibilizados na íntegra. A partir destes contratos foi possível entender mais a fundo as tributações incidentes e as tarifas e reajustes que irão incidir futuramente no fluxo de caixa.

5.1. Aplicação do Modelo

Para aplicação do modelo foram estabelecidas algumas premissas.

- As embarcações operam em um campo do pré-sal com capacidade produtiva de até 150 mil barris por dia.

- A base de comparação das tarifas estipuladas será as das FPSO Cidade de Campos dos Goytacazes (MV29) e FPSO Cidade de Mangaratiba (MV24), ambas de propriedade da empresa MODEC.
- Os dados de custos de construção, operação e financiamentos são informações sigilosas e variam de acordo com o tipo de projeto. Para os custos foram consideradas as médias levantadas pelo World Energy Reports (2017) que fez previsões para os anos de 2018 até 2022.
- Para definir os parâmetros dos dados de contrato é preciso estimar a vida útil do FPSO (Figura 7). Foi estimado vida útil de 20 anos considerando: 3 anos para construção, 12 anos como período de contrato com atividade contínua e produção positiva, e 5 anos para renovação. Após a renovação a embarcação passa por manutenção. O modelo também considera 3 anos como período especulado.

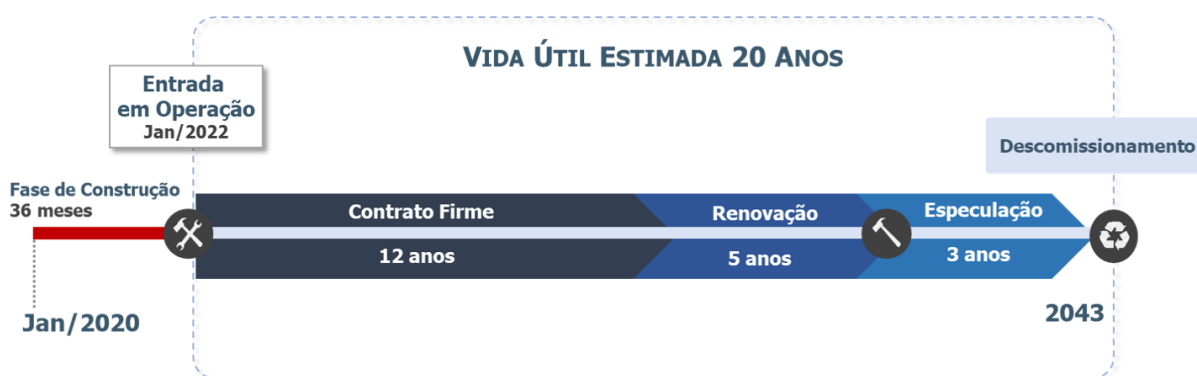


Figura 7 – Vida útil da FPSO modelada

- O *uptime* médio projetado reflete um alto grau de confiabilidade média ao projeto: 96% ao dia.
- O custo para mobilização de uma plataforma flutuante varia entre \$10 MM e \$47 MM (IBP, 2017). Como a principal vantagem do FPSO é o menor custo de mobilização e descomissionamento, será considerado valores próximos de \$20 MM.
- As tarifas de contrato, tarifa de afretamento e tarifa de serviços ainda não serão definidas, pois estes valores serão levantados no fim da inserção dos dados.

A Tabela 1 mostra as premissas iniciais para o modelo de precificação, sem considerar ainda as tarifas de afretamento e de serviços que irão compor a tarifa de contrato.

Tabela 1 - Premissas iniciais para o modelo de precificação

Contrato			
Contrato Fixo			
Prazo		12	(anos)
Câmbio da Proposta		4,03	
Tarifa de contrato			(US\$ mil/dia)
Tarifa Afretamento			(US\$ mil/dia)
Tarifa Serviços			(US\$ mil/dia)
Uptime (%)		96	
Mobilização		20	(US\$ MM)
Renovação			
Prazo (anos)		5	(anos)
Reajuste Tarifa Afretamento (%)		-15%	
Reajuste Tarifa Serviço (%)		-15%	
Especulação			
Prazo		3	(anos)
Reajuste Tarifa Afretamento (%)		-10%	
Reajuste Tarifa Serviço (%)		-10%	
Total Vida Útil do Ativo		20	(anos)

Fonte: elaboração autoral (2019).

O OPEX será estimado por meio dos levantamentos realizados pelo IBP (2017) e pela Offshore Magazine (1999). O IBP traz para a composição das estimativas de custo esperado para o gasto em CAPEX. Para uma FPSO com capacidade produtiva de 150 kboe/d, estima-se um custo capital de US\$ 1.800 MM. A Offshore Magazine (1999) traz em seu artigo uma estimativa de relação entre CAPEX e OPEX, mostrando que o OPEX equivale, em média, a 25% do custo total de um projeto de plataforma flutuante. Desta forma, com base nestas premissas, e com as características do campo e da produção máxima da plataforma a ser precificada, foi estimado um OPEX de US\$109,6 mil/dia.

A divisão entre custo de OPEX com a SPE e com a afretadora no Brasil foi feita com a premissa de 30% no exterior e 70% no Brasil retornando com, respectivamente, US\$ 32,9 mil/dia e US\$ 76,7 mil/dia. A divisão entre custos diretos e indiretos do OPEX no Brasil foi definida para dar visibilidade para o afretador porque permite um maior controle de alocação de verba e não influi no consolidado dos resultados. A tabela de OPEX com as premissas utilizadas no modelo de precificação pode ser visto na tabela 2.

Tabela 2 - Dados de OPEX com as premissas

Opex			
Câmbio do Orçamento		4,03	
Opex Total (US\$ mil/dia)		109,6	(US\$ mil/dia)
Opex SPE (US\$ mil/dia)	30%	32,9	(US\$ mil/dia)
Opex no Brasil (US\$ mil/dia)	70%	76,7	(US\$ mil/dia)
Diretos (%)		80%	
Indiretos (%)		20%	

Fonte: elaboração autoral (2019).

Em complemento às definições de contrato e OPEX foram estabelecidos os reajustes anuais. No modelo, a construção considera o CPI para custos internacionais e a Cesta Inflação BR para custos nacionais, o qual é considerado a porcentagem que será utilizada de cada tarifa. Para este caso considera-se 100% da tarifa de reajuste (tabela 3).

Tabela 3 – Dados de reajustes anuais com as premissas para o modelo de precificação

Reajustes Anuais			
Tarifa Diária			
Reajuste Afretamento		100%	(% CPI)
Reajuste Serviço		100%	(% Cesta Inflação BR)
Opex			
Reajuste Opex Exterior		100%	(% CPI)
Reajuste Opex Brasil		100%	(% Cesta Inflação BR)

Fonte: elaboração autoral (2019)

Com relação aos impostos aplicados na composição do fluxo de caixa (tabela 4) foram utilizadas as seguintes premissas:

- Imposto de renda no exterior não foi contabilizado pois de acordo com Medida Provisória 651/2014, convertida na Lei n. 13.043, a SPE está isenta desta tarifa;
- Imposto sob a receita foi contabilizado em 15%, tal como sugere-se na Lei nº 11.727, de 2008, art. 17;
- PIS, COFFINS e ISS foram contabilizados de acordo com os parâmetros da última rodada de licitação;
- Imposto de renda do operador nacional foi contabilizado em 30% pois, de acordo com o IBP (2017), para campos no pré-sal, em média, 30% da receita é destinada a este imposto.

Tabela 4 - Dados de tributação

Tributação			
SPE			
IR		0%	
CSSL		15%	
OPERADORA			
PIS		0,65%	(% a.a.)
COFFINS		3,00%	(% a.a.)
ISS		3,75%	(% a.a.)
Imposto Receita		30,00%	(% a.a.)

Fonte: elaboração autoral (2019).

Para estabelecer o CAPEX foi utilizado o dado referenciado anteriormente pelo IBP (2017), que traz um custo total de US\$ 1 800 MM abrangendo EPC, contingência e demais custos. Assim como no OPEX, foi tomado como decisão separar os custos de CAPEX para ter visibilidade de sua composição. Desta forma, foram utilizadas como premissas 85% do CAPEX para o EPC, 5% para contingência e 10% para demais custos. Os parâmetros podem ser identificados na tabela 5.

Tabela 5– Dados de CAPEX

Capex (US\$ MM)		
EPC Estaleiro	85,0%	1 530,0
Outros Custos	10,0%	180,0
Contingência	5,0%	90,0
Total	100,0%	1 800

Fonte: elaboração autoral (2019).

Ainda em relação ao CAPEX, o cronograma de construção foi subdividido. Desta forma, estabeleceu-se a divisão do pagamento para o total da construção. Como premissas, estabeleceu-se que 30% de todo o custo de capital será pago no primeiro ano, 40% no segundo ano e 30% no terceiro (tabela 6).

Tabela 6 – Cronograma de construção da FPSO

Cronograma de Construção		
Ano 1		30%
Ano 2		40%
Ano 3		30%
Total		100%

Quanto à análise do investimento, as informações referentes ao retorno do acionista, valor presente líquido, índice de lucratividade e *payback* descontado são as saídas resultantes do modelo de precificação e serão apresentados a frente. Os valores de entrada serão o custo de capital próprio (K_e) e o custo de valor terminal da embarcação. Para o primeiro será utilizada uma premissa de alavancagem de 10%, enquanto para o valor terminal, estima-se uma depreciação, seguindo a mesma premissa de Silva (2015), de 6.7% a.a., porém considerando a vida útil do ativo de 20 anos. Assim, foram obtidos os parâmetros abaixo:

Tabela 7 –Análise de Investimento do modelo de precificação

Análise do Investimento		
Retorno do Acionista (% a.a.)		
Valor Presente Líquido (US\$ MM)		
Índice de Lucratividade		
<i>Payback</i> Descontado (anos)		
Custo de Capital Próprio		10%
Valor Terminal (US\$ MM)		450

Para a composição do financiamento (grau de alavancagem) foi definida a parcela financiada com capital próprio (*equity*) e com capital de terceiros (*debt*). Como premissa será estruturada uma dívida de 80% do projeto e 20% será a entrada pelos acionistas (Tabela 8).

Tabela 8 – Grau de Alavancagem

Alavancagem		
<i>Debt</i>		80%
<i>Equity</i>		20%

Desta forma, com todas as premissas levantadas, foi estabelecido o primeiro valor para precificar a plataforma. Tendo como base o modelo da FPSO MV29, tarifa contrato para teste interativo foi o valor de US\$ 780,9 mil/dia. Foram obtidos os seguintes valores:

Tabela 9 - Dados de Contrato com base na MV29

Contrato			
Contrato Fixo			
Prazo		12	(anos)
Câmbio da Proposta		4,03	
Tarifa de contrato		760,9	(US\$ mil/dia)
Tarifa Afretamento	70,0%	532,6	(US\$ mil/dia)
Tarifa Serviços	30,0%	228,3	(US\$ mil/dia)
Uptime (%)		96%	
Mobilização/Desmobilização		20,00	(US\$ MM)
Renovação			
Prazo (anos)		5	(anos)
Reajuste Tarifa Afretamento (%)		10%	
Reajuste Tarifa Serviço (%)		10%	
Especulação			
Prazo		3	(anos)
Reajuste Tarifa Afretamento (%)		10%	
Reajuste Tarifa Serviço (%)		10%	
Total Vida Útil do Ativo		20	(anos)

Fonte: elaboração autoral (2019).

As premissas de amortização da dívida são pontos chave para o sucesso da precificação, pois são fundamentais para a análise de investimento. Para o modelo, os parâmetros foram inseridos após a definição da primeira tarifa de contrato. Foi considerado um serviço da dívida correspondente a 1,2 – isto significa que 80% da receita bruta obtida foi destinada ao pagamento da dívida. Com isso, retorna-se uma amortização média de 15,4% em seis anos de dívida e 7,3% no último ano de pagamento (Tabela 10). Esta premissa foi escolhida para se obter um retorno satisfatório e uma possibilidade tarifa de afretamento mais competitiva.

Tabela 10 – Premissas de amortização da dívida para a MV29

Curva Amortização	DSCR	Amort
Ano 1	1,20	15,5%
Ano 2	1,20	14,7%
Ano 3	1,20	15,1%
Ano 4	1,20	15,4%
Ano 5	1,20	15,8%
Ano 6	1,20	16,2%
Ano 7	2,71	7,3%
Ano 8	-	0,0%

Fonte: elaboração autoral (2019)

Com todas as premissas introduzidas no modelo, obtém-se os seguintes valores como resultados da análise de investimento (Tabela 11) e para a análise de sensibilidade (Tabela 12):

Tabela 11 – Análise de investimento com as premissas completas para a MV29

Análise do Investimento		
Retorno do Acionista (% a.a.)		20,3%
Valor Presente Líquido (US\$ MM)		673,7
Índice de Lucratividade		2,26
Payback Descontado (anos)		13

Fonte: elaboração autoral (2019).

Tabela 12 – Análise de sensibilidade com as premissas para a MV29

Opex x Capex						
Retorno do Acionista (% a.a.)						
20,3%	1 200	1 500	1 800	2 100	2 400	
90,0	30,1%	24,8%	21,1%	18,3%	16,2%	
100,0	29,6%	24,3%	20,7%	18,0%	15,8%	
110,0	29,0%	23,9%	20,3%	17,6%	15,5%	
120,0	28,5%	23,4%	19,9%	17,2%	15,1%	
130,0	27,9%	22,9%	19,4%	16,8%	14,8%	
Valor Presente Líquido (US\$ MM)						
673,7	1 200	1 500	1 800	2 100	2 400	
90,0	1 030,2	879,5	738,7	606,7	482,4	
100,0	995,4	845,5	705,5	574,5	451,2	
110,0	960,5	811,4	672,4	542,3	420,1	
120,0	925,6	777,3	639,2	510,1	388,9	
130,0	890,8	743,3	606,0	477,9	357,7	
Índice de Lucratividade						
2,26	1 200	1 500	1 800	2 100	2 400	
90,0	5,18	3,54	2,48	1,74	1,21	
100,0	5,00	3,40	2,36	1,65	1,13	
110,0	4,83	3,26	2,25	1,56	1,06	
120,0	4,65	3,13	2,14	1,47	0,98	
130,0	4,48	2,99	2,03	1,37	0,90	
Payback Descontado (anos)						
13	1 200	1 500	1 800	2 100	2 400	
90,0	9,0	11,0	13,0	14,0	16,0	
100,0	9,0	11,0	13,0	15,0	17,0	
110,0	10,0	11,0	13,0	15,0	17,0	
120,0	10,0	11,0	13,0	15,0	17,0	
130,0	10,0	12,0	14,0	16,0	18,0	

Fonte: elaboração autoral (2019).

O cenário encontrado para a precificação da FPSO com as premissas e condições estabelecidas é extremamente positivo, pois foi obtido valor de retorno ao acionista alto (20,3%), valores elevados de VPL e Índice de Lucratividade (US\$ 637,7 MM e 2,26, respectivamente) e um *payback* em um prazo curto (13 anos) considerando o tempo de vida total do projeto (20 anos).

Ao analisar as variações de custo de OPEX e CAPEX, dentro do campo de incertezas do projeto, no pior cenário onde o OPEX seria da ordem de US\$ 130 mil/dia e o CAPEX US\$ 2400 MM, os valores ainda seriam positivos.

Todavia, este cenário seguro pode trazer desvantagens dentro do modelo de licitação, pois, para afretamento com a Petrobras, a metodologia funciona através da menor tarifa de contrato. Logo, para ser competitivo na licitação é necessário reduzir o valor da tarifa contratual e encontrar o melhor cenário para os quatro parâmetros da análise de investimento e considerando as variações de OPEX e CAPEX. Assim, uma nova tarifa de contrato da FPSO MV24, no valor de aproximadamente US\$ 624 mil/dia, foi utilizada obtendo os seguintes resultados:

Tabela 13 - Dados de Contrato com as premissas iniciais para MV24

Contrato			
Contrato Fixo			
Prazo		12	(anos)
Câmbio da Proposta		4,03	
Tarifa de contrato		624,0	(US\$ mil/dia)
Tarifa Afretamento	70,0%	436,8	(US\$ mil/dia)
Tarifa Serviços	30,0%	187,2	(US\$ mil/dia)
Uptime (%)		96%	
Mobilização/desmobilização		20,00	(US\$ MM)

Fonte: elaboração autoral (2019)

Com este preço, a curva de amortização da dívida foi alterada (Quadro 27) com amortização média de 12,4% em oito anos de dívida e em seu último ano 0,7%.

Tabela 14 - Premissas de amortização da dívida para o modelo de precificação para a MV24

Curva Amortização	DSCR	Amort
Ano 1	1,20	12,5%
Ano 2	1,20	11,6%
Ano 3	1,20	11,8%
Ano 4	1,20	12,1%
Ano 5	1,20	12,4%
Ano 6	1,20	12,7%
Ano 7	1,20	13,0%
Ano 8	1,20	13,3%
Ano 9	25,06	0,7%
Ano 10	-	0,0%
Ano 11	-	0,0%
Ano 12	-	0,0%
Ano 13	-	0,00%
Ano 14	-	0,00%
Ano 15	-	0,00%

Fonte: elaboração autoral (2019)

Os resultados para os parâmetros de investimento e para a análise de sensibilidade com esse novo preço são apresentados nas Tabelas 15 e 16.

Tabela 15 - Análise de investimento com as premissas completas para a MV24

Análise do Investimento (100%)		
Retorno do Acionista (% a.a.)		16,0%
Valor Presente Líquido (US\$ MM)		351,5
Índice de Lucratividade		1,18
Payback Descontado (anos)		16

Fonte: elaboração autoral (2019)

Tabela 16 - Análise de sensibilidade com as premissas completas para a MV29

Opex x Capex					
Retorno do Acionista (% a.a.)					
16,0%	1 200	1 500	1 800	2 100	2 400
90,0	24,5%	20,0%	16,9%	14,5%	12,6%
100,0	23,9%	19,5%	16,4%	14,1%	12,3%
110,0	23,3%	19,0%	16,0%	13,7%	11,9%
120,0	22,7%	18,5%	15,5%	13,3%	11,5%
130,0	22,1%	18,0%	15,1%	12,8%	11,0%
Valor Presente Líquido (US\$ MM)					
351,5	1 200	1 500	1 800	2 100	2 400
90,0	682,1	543,0	414,3	294,7	183,4
100,0	648,1	509,8	382,1	264,0	154,5
110,0	614,0	476,7	350,2	233,9	125,5
120,0	580,0	443,5	319,1	203,9	96,5
130,0	545,9	411,0	287,9	173,8	67,6
Índice de Lucratividade					
1,18	1 200	1 500	1 800	2 100	2 400
90,0	3,43	2,18	1,39	0,85	0,46
100,0	3,26	2,05	1,28	0,76	0,39
110,0	3,09	1,92	1,17	0,67	0,32
120,0	2,92	1,78	1,07	0,59	0,24
130,0	2,74	1,65	0,97	0,50	0,17
Payback Descontado (anos)					
16	1 200	1 500	1 800	2 100	2 400
90,0	11,0	13,0	16,0	18,0	21,0
100,0	11,0	14,0	16,0	19,0	21,0
110,0	11,0	14,0	16,0	19,0	22,0
120,0	12,0	14,0	17,0	20,0	23,0
130,0	12,0	15,0	17,0	20,0	23,0

Fonte: elaboração autoral (2019)

A visão para este cenário já muda, apesar de obter-se 18,6% de retorno do acionista, US\$ 351,5 MM para o VPL, 1,18 para o índice de lucratividade e 16 anos para o *Payback* descontado – todos valores positivos para o projeto –, nos cenários onde a variação do OPEX e CAPEX são extremos, foram obtidos valores baixíssimos de VPL (US\$ 67,6), índice de lucratividade (0,17) e, o mais crítico, *payback* sendo atingido no último ano de atividade.

Diferente da primeira, esta tarifa é mais competitiva, mas traz um risco maior para o afretador ao tratar no campo de incerteza.

A nova tarifa que será estipulada estará dentro do intervalo das tarifas de contrato da MV24 e MV29. Além desta alternativa, foi definido um valor diferente para o serviço da dívida assim, que, apesar do aumento no tempo de financiamento, o retorno final pode trazer maiores vantagens financeiras.

Assim, foi estabelecido um critério de até nove anos de financiamento, foi definido um serviço de dívida igual a 1,4 e selecionada uma tarifa de contrato equivalente a US\$ 700 mil/dia. Os resultados para estas definições são observados nas tabelas 17 e 18.

Tabela 17 - Premissas de amortização da dívida para o modelo de precificação para a MV24

Curva Amortização	DSCR	Amort
Ano 1	1,40	12,2%
Ano 2	1,40	11,4%
Ano 3	1,40	11,7%
Ano 4	1,40	11,9%
Ano 5	1,40	12,2%
Ano 6	1,40	12,5%
Ano 7	1,40	12,9%
Ano 8	1,40	13,2%
Ano 9	9,41	2,0%

Fonte: elaboração autoral (2019)

Tabela 18 - Análise de sensibilidade para tarifa de contrato de US\$ 700 mil/dia e DSCR 1,4

Opex x Capex					
Retorno do Acionista (% a.a.)					
19,7%	1 200	1 500	1 800	2 100	2 400
90,0	29,2%	24,2%	20,6%	17,9%	15,8%
100,0	28,7%	23,7%	20,1%	17,5%	15,4%
110,0	28,1%	23,2%	19,7%	17,1%	15,1%
120,0	27,5%	22,6%	19,3%	16,7%	14,7%
130,0	26,9%	22,1%	18,8%	16,3%	14,3%
Valor Presente Líquido (US\$ MM)					
563,0	1 200	1 500	1 800	2 100	2 400
90,0	892,6	754,3	626,5	508,1	398,4
100,0	858,2	720,6	593,7	477,1	368,3
110,0	823,7	686,9	561,7	446,1	338,2
120,0	789,3	653,4	529,8	415,1	308,2
130,0	754,8	620,5	497,8	384,0	278,1
Índice de Lucratividade					
1,89	1 200	1 500	1 800	2 100	2 400
90,0	4,49	3,03	2,10	1,46	1,00
100,0	4,31	2,90	1,99	1,37	0,93
110,0	4,14	2,76	1,88	1,28	0,85
120,0	3,97	2,63	1,78	1,19	0,77
130,0	3,80	2,50	1,67	1,10	0,70
Payback Descontado (anos)					
14	1 200	1 500	1 800	2 100	2 400
90,0	10,0	11,0	13,0	15,0	17,0
100,0	10,0	12,0	14,0	16,0	17,0
110,0	10,0	12,0	14,0	16,0	18,0
120,0	10,0	12,0	14,0	16,0	18,0
130,0	10,0	12,0	14,0	17,0	19,0

Fonte: elaboração autoral (2019)

Nesse novo cenário foi obtido um retorno ao acionista equivalente a 19,7%, VPL de US\$ 563,0 MM, índice de lucratividade de 1,89 e *payback* de 14 anos. E, nos cenários mais extremos, o retorno ao acionista e VPL ainda são altos, o índice de lucratividade, apesar de não ser ideal, não está tão próximo do valor nulo e o *payback* é menor que o tempo total do projeto. Portanto, com base nas premissas levantadas, a precificação da FPSO com tais características

pode ser identificada na Tabela 19 e a evolução do VPL ao longo do tempo, na Figura 8. O fluxo de caixa e o painel total de controle podem ser vistos no Anexo II.

Tabela 19 – Precificação final da FPSO com as premissas levantadas

Tarifa de contrato	100,0%	700,0	(US\$ mil/dia)
Tarifa Afretamento	70,0%	490,0	(US\$ mil/dia)
Tarifa Serviços	30,0%	210,0	(US\$ mil/dia)

Fonte: elaboração autoral (2019)

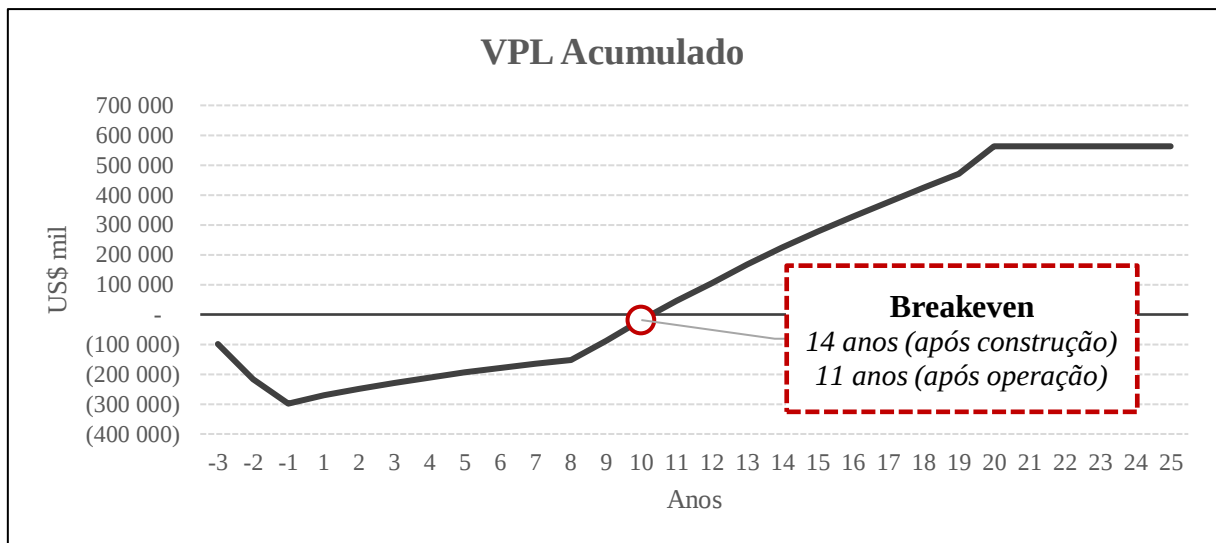


Figura 8 – Gráfico do VPL acumulado ao longo da vida útil do projeto para as premissas e características definidas.

Fonte: elaboração autoral (2019).

6. CONCLUSÃO

O objetivo do trabalho consistiu em propor um modelo de precificação para afretamento de FPSOs no Brasil. A definição da tarifa de contrato de FPSOs é complexa pois apresenta diversas variáveis e diferentes graus de incerteza. Para cada tipo de campo petrolífero e produção esperada as condições se alterarem completamente.

A opção de contratar um afretador é vantajosa visto que os riscos de seguro, de produção e de garantia de entregas de serviços ficam a cargo do detentor do ativo. Assim, para o afretador é fundamental a definição da tarifa correta. A tarifa de contrato é que vai determinar os melhores retornos para o acionista, VPL, índice de lucratividade e *payback* descontado do projeto. O afretador deve, ainda, procurar sempre alternativas de menor custo e considerar a tarifa dos concorrentes.

Assim, no modelo, os cenários de incerteza dos CAPEX e OPEX foram essenciais para definir a tarifa de contrato tanto otimistas quanto pessimistas. Também foi importante analisar diferentes formas de financiamento e a segmentação do serviço da dívida pois podem potencializar tais índices, mantendo uma precificação ainda mais competitiva.

O modelo pode contribuir para o acompanhamento mensal do projeto, pois permite verificação dos valores de entradas e saídas do fluxo de caixa da FPSO, a realização de auditorias nas metas de *uptime*, a receita para a companhia como um todo e até mesmo identificar necessidades de refinanciamento do projeto para que se atinja as metas de lucratividade, retorno aos acionistas e *paybacks* descontados.

O modelo proposto neste trabalho está baseado em premissas para definição da tarifa de contrato. Todavia, para que o modelo de precificação de FPSO seja de fato completo e com maior grau de confiabilidade, devem ser considerados valores reais de financiamento e detalhamento dos dados de custos de operação e de investimento, que estão disponíveis para as companhias afretadoras. Outras formas de melhoria do modelo seria a contratação de consultorias especializadas para previsão de índices de inflação e câmbio para compor o fluxo de caixa ano a ano.

Finalmente, fica claro o importante papel da inteligência de mercado para análise das tarifas de contrato de concorrentes em condições semelhantes, para inferir iterações mais precisas para o modelo do projeto oceânico e para mapear parceiros e fornecedores desde a etapa de construção no estaleiro até a desmobilização do ativo no campo de produção.

9 REFERÊNCIAS

- ANP, 2008. *Relatório de Auditoria Interna da Petrobras nº R-2505/2008*, s.l.: s.n.
- Bain & Company, 2009. *Estudos de alternativas regulatórias, institucionais e financeiras para a exploração e produção de petróleo e gás natural e para o desenvolvimento industrial da cadeia produtiva de petróleo e gás natural no Brasil*. São Paulo: s.n.
- Borelli, T. & Coelho, A. C. D., 2006. *Curso de Mercado Financeiro*. São Paulo: Atlas.
- Campbell, J. D. & Reyes-Picknell, J. V., 2016. *Uptime : strategies for excellence in maintenance management*. s.l.:Taylor & Francis.
- Christiani, E., 2014. Ultra Deepwater Reel and Flexible Pipelay Vessel for Pre-Salt Field Developments. *OTC*.
- Christodoulou, I., 2015. *Challenges and opportunities that define the success of an FPSO project*. s.l.:s.n.
- Cordon, M. D. M., 2017. *Análise preliminar de viabilidade econômica de uma alternativa subsea to shore para produção de petróleo..* Rio de Janeiro: Universidade Federal do Rio de Janeiro.
- International Energy Agency, 2017. *World Energy Balances 2017*, s.l.: International Energy Agency.
- Medeiros, V. A. d., 2015. O Estado da Arte do FPSO. *Universidade Federal do Rio de Janeiro*.
- Mespaque, W., Frainer, V. & Teixeira, P. R., 2008. sistemas de suportação de plantas de processo em plataformas de produço de petróleo do tipo FPSO.. *Universidade Federal do Rio Grande*.
- Miller, J. D., Farrow, M. & O'Driscoll, M. A., 2015. Extending Anchor Handling Vessel Capabilities and the Technical Innovations that Make it Possible. *OTC*.
- Moraes, J. M., 2013. Petróleo em águas profundas : uma história tecnológica da Petrobras na explora o e produço offshore.
- Ortiz Neto, J. B. & Costa, A. J. D., 2007. *A Petrobrás e a explora o de petróleo offshore no Brasil: um approach evolucionário*. Rio de Janeiro: s.n.
- Petróleo & Gás, 2018. Assinados os primeiros contratos referentes   15  Rodada. *Petróleo & Gás*, Volume 376.
- Petróleo & Gás, 2018. Eficiência na opera o e aplica o de tecnologias impactam positivamente nos custos de produço e opera o. *Petróleo & Gás*, Volume 376.
- Petróleo & Gás, 2018. Equinor anuncia investimento até 2030. *Petróleo & Gás*, Volume 376.

- Schiavi, M. T., 2016. *Exploração e produção de petróleo: Uma análise do patenteamento no Brasil*. São Carlos(SP): Universidade Federal de São Carlos.
- Silva, R. R. d., Brandão, L. E. T. & Pinto, C. d. L. B., 2015. Avaliação Econômico-Financeira de Contratos de Afretamento de FPSO através da Metodologia de Opções Reais.
- Silva, R. R. d., Brandão, L. E. T. & Pinto, C. d. L. B., 2015. *Avaliação Econômico-Financeira de Contratos de Afretamento de FPSO através da Metodologia de Opções Reais*. Rio de Janeiro: PUC-Rio.
- Soares, P. M., Berni, M. D. & Manduca, P. C., 2012. A indústria de petróleo no Brasil: avaliação histórica da concepção da empresa Petrobrás.
- Thomas, J. E., 2001. *Fundamentos da Engenharia de Petróleo*. Rio de Janeiro(RJ): Editora Interciência.
- World Energy Reports, 2017. *Floating Production Systems: 2018/22 Forecast*, New York: s.n.

ANEXO I

Lista de FPSOs ativas no Brasil (Adaptado de BW Offshore, 2019)

NOME DA UNIDADE	DONO	CAPACIDADE PRODUTIVA (B/D)	PROFUNDIDADE D'AGUA (M)	DATA DE INSTALAÇÃO
Polvo	BW Offshore	90 000	100	2007
Cidade de São Vicente	BW Offshore	30 000	2 500	2009
Frade	Chevron	100 000	1 080	2009
P 57	ICBC	180 000	1 300	2011
FPSO Cidade de Caraguatatuba MV27	Modec	100 000	2 100	2016
FPSO Cidade de Itaguaí MV26	Modec	150 000	2 240	2015
Cidade de Mangaratiba MV24	Modec	150 000	2 200	2014
Cidade de Niterói MV18	Modec	100 000	1 400	2009
Cidade de São Paulo MV23	Modec / Schahin	120 000	2 118	2013
Cidade de Angra dos Reis MV22	Modec	100 000	2 149	2010
Cidade de Santos MV20	Modec	35 000	1 300	2010
Cidade de Rio de Janeiro MV14	Modec	100 000	1 350	2007
OSX 3	OSX	100 000	110	2013
P 74	Petrobras	150 000	2 190	2018
P66	Petrobras	150 000	2 165	2017
P 62	Petrobras	180 000	1 600	2013
P 37	Petrobras	180 000	905	2000
P 35	Petrobras	130 000	850	1999
P 31	Petrobras	100 000	330	1998
P 33	Petrobras	63 000	780	1998
P 32	Petrobras	116 000	160	1997
P 58	Petrobras	180 000	1 400	2013
P 63	Petrobras	140 000	1 170	2013
P 53	Petrobras	180 000	1 080	2008
P 54	Petrobras	180 000	1 315	2007
P 50	Petrobras	180 000	1 240	2006
P 48	Petrobras	150 000	1 040	2005
P 47	Petrobras	151 000	190	2005
P 43	Petrobras	150 000	800	2004
Dynamic Producer	Petroserv	30 000	2 100	2011
Cidade de Vitória	Saipem	100 700	1 800	2006
Cidade de Saquarema	SBM	150 000	2 200	2016

Cidade de Marica	SBM	150 000	2 120	2016
Cidade de Ilhabela	SBM	150 000	2 100	2014
Cidade de Paraty	SBM	120 000	2 200	2013
Cidade de Anchieta	SBM	100 000	1 221	2012
Capixaba	SBM/ Queiroz Galvao	100 000	1485	2010
Espirito Santo	SBM/MISC	100 000	1 780	2009
Fluminense	Shell	81 000	740	2003
Peregrino FSO	Statoil (BWO O&M)	100 000	90	2011
Petrojarl 1	Teekay	46 000	1 550	2018
Petrojarl Cidade de Itajai	Teekay / Oderbrecht	80 000	275	2013
Petrojarl Cidade de Rio Das Ostras	Teekay	25 000	940	2008
Piranema Spirit	Teekay	25 000	1 000	2007
Pioneiro de Libra	Teekay/ Odebrecht	50 000	2 200	2017

**ANEXO II – FLUXO DE CAIXA CONSTRUÍDO PARA A TARIFA DE
AFRETAMENTO DE US\$ 700 MIL/DIA E DSCR DE 1,4**

FUNDO DE CAIXA CONSERVAÇÃO																			
	100%		40%		30%														
Capex (%)																			
União																			
Capex (US\$ mil)																			
Total	1 800 000	540 000	720 000	540 000															
Fontes																			
Dívida	80%	1 440 000	432 000	576 000	432 000														
Equity	20%	360 000	108 000	144 000	108 000														
Total	1 800 000	540 000	720 000	540 000															

Fluxo de Caixa Livre do Acionista																			
Equity (US\$ mil)		(108.000)	(144.000)	(108.000)															
Receita Afretamento + Serviço (US\$ mil)		-	-	-	271.369	278.185	285.378	-	-	292.383	299.776	308.902	318.373	328.205	338.113	349.015	360.029	371.472	421.702
Custo Total (US\$ mil)		-	-	-	20.000	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Resultado Bruto (US\$ mil)		-	-	-	(46.303)	(48.038)	(49.857)	(51.723)	(53.681)	(55.341)	(57.152)	(59.152)	(61.200)	(63.255)	(65.255)	(68.568)	(72.069)	(75.768)	(79.679)
Margem Bruta (%)		0%	0%	0%	245.067	230.148	235.522	240.660	246.096	252.561	259.221	266.085	273.158	279.881	286.941	294.447	297.960	305.704	313.752
Índice de Cobertura		1,40	-	-	1,40	1,40	1,40	1,40	1,40	1,40	1,40	1,40	1,40	1,40	1,40	1,40	1,40	1,40	1,40
Serviço da Dívida (US\$ mil)		-	-	-	(175.048)	(164.391)	(168.230)	(171.900)	(175.783)	(180.400)	(185.158)	(190.061)	(194.941)	(199.880)	(204.880)	(209.940)	(215.060)	(220.240)	(225.480)
Valor Terminal		449.682	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Tributação		-	-	-	(29.923)	(30.773)	(31.863)	(32.988)	(34.154)	(35.367)	(36.627)	(37.939)	(39.303)	(40.728)	(42.213)	(43.758)	(45.363)	(47.028)	(48.763)
Fluxo Livre para o Acionista (US\$ mil)		(108.000)	(144.000)	(108.000)	40.096	34.983	35.429	35.772	36.159	36.293	36.396	36.464	202.379	36.464	202.379	238.806	242.120	247.553	286.304
Índice		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
Fluxo de Caixa Descontado (US\$ mil)		(98.182)	(119.008)	(81.142)	27.386	21.722	19.999	18.357	16.868	15.392	14.032	12.781	64.548	68.594	63.758	59.262	62.308	57.960	53.916
Retorno do Acionista		20%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
VPL do Acionista (US\$ mil)		563.008	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Índice de Lucratividade		1,89	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Curva do VPL Acumulado (US\$ mil)		(98.182)	(217.190)	(298.332)	(270.946)	(249.224)	(229.226)	(210.869)	(194.000)	(178.609)	(164.576)	(151.796)	(87.248)	(18.654)	45.104	104.366	166.674	224.634	278.550
Payback Descontado (anos)		14	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0

ANEXO III – PAINEL PRINCIPAL

MODELO DE PRECIFICAÇÃO	9381339	2019	Dados de Entrada	
			Dados de Saída	
			OPERACIONAL	
			Contrato	
			Contrato Fixo	
			Prazo	12 (anos)
			Câmbio da Proposta	4,03
			Taxa de Contrato	700,0 (US\$ mil/dia)
			Tarifa Afretamento	490,0 (US\$ mil/dia)
			Tarifa Afretamento	210,0 (US\$ mil/dia)
Uptime (%)	98%			
Mobilização/desmobilização	20,00 (US\$ MM)			
Renovação				
Prazo (anos)	5 (anos)			
Reajuste Tarifa Afretamento (%)	10%			
Reajuste Tarifa Serviço (%)	10%			
Especulação				
Prazo	3 (anos)			
Reajuste Tarifa Afretamento (%)	10%			
Reajuste Tarifa Serviço (%)	10%			
Total Vida Útil do Ativo	20 (anos)			
Opex				
Câmbio do Orçamento	4,03			
Opex Total (US\$ mil/dia)	109,6			
Opex SPE (US\$ mil/dia)	32,88			
Opex no Brasil (US\$ mil/dia)	76,72			
Mão de Obra (%)	80%			
Demais (%)	20%			
Reajustes Anuais				
Tarifa Diária				
Reajuste Afretamento	100% (% CPI)			
Reajuste Serviço	100% (% Cesta Inflação BR)			
Opex				
Reajuste Opex Exterior	100% (% CPI)			
Reajuste Opex Brasil	100% (% Cesta Inflação BR)			
Tributação				
SPE				
Imposto de Renda	0%			
Imposto Receita	1%			
OPERADORA				
PIS	0,65% (% a.a.)			
COFFINS	3,00% (% a.a.)			
ISS	3,75% (% a.a.)			
Imposto Receita	25,00% (% a.a.)			

ANÁLISE DE SENSIBILIDADE					
Opex x Capex					
Retorno do Adionista (% a.a.)					
19,7%	1.200	1.500	1.800	2.100	2.400
90,0	29,2%	24,2%	20,6%	17,9%	15,8%
100,0	28,7%	23,7%	20,1%	17,5%	15,4%
110,0	28,1%	23,2%	19,7%	17,1%	15,1%
120,0	27,5%	22,6%	19,3%	16,7%	14,7%
130,0	26,9%	22,1%	18,8%	16,3%	14,3%
Valor Presente Líquido (US\$ MM)					
563,0	1.200	1.500	1.800	2.100	2.400
90,0	893,6	754,3	626,5	508,1	398,4
100,0	858,2	720,6	593,7	477,1	368,3
110,0	823,7	686,9	561,7	446,1	338,2
120,0	789,3	653,4	529,8	415,1	308,2
130,0	754,8	620,5	497,8	384,0	278,1
Índice de Lucratividade					
1,89	1.200	1.500	1.800	2.100	2.400
90,0	4,49	3,03	2,10	1,46	1,00
100,0	4,31	2,90	1,99	1,37	0,93
110,0	4,14	2,76	1,88	1,28	0,85
120,0	3,97	2,63	1,78	1,19	0,77
130,0	3,80	2,50	1,67	1,10	0,70
Payback Descontado (anos)					
3,6	1.200	1.500	1.800	2.100	2.400
90,0	10,0	11,0	13,0	15,0	17,0
100,0	10,0	12,0	14,0	16,0	17,0
110,0	10,0	12,0	14,0	16,0	18,0
120,0	10,0	12,0	14,0	16,0	18,0
130,0	10,0	12,0	14,0	17,0	19,0

FINANCIAMENTO	
Alavancagem	
Debt	80%
Equity	20%

INVESTIMENTO	
Capex (US\$ MM)	
EPC Estaleiro	1.530,0
Outros Custos	180,0
Contingência	90,0
Total	1.800
Cronograma de Construção	
Ano 1	30%
Ano 2	40%
Ano 3	30%
Total	100%
Análise do Investimento (100%)	
Retorno do Adionista (% a.a.)	19,7%
Valor Presente Líquido (US\$ MM)	563,0
Índice de Lucratividade	1,89
Payback Descontado (anos)	3,6
Re	10%
Valor Terminal (US\$ MM)	450

ANEXO IV – ARTIGO SÍNTESE

Modelo de precificação para afretamento de FPSOs no Brasil

Miguel Alves de Jesus

Orientador: Prof. Dr. Regina Meyer Branski

Artigo Sumário referente à disciplina PMI1096 – Trabalho de Formatura para Engenharia de Petróleo II

Este artigo foi preparado como requisito para completar o curso de Engenharia de Petróleo na Escola Politécnica da USP.

Template versão 2018v11.

Resumo

Explorar e produzir petróleo em alto mar em águas ultra profundas exige equipamentos e técnicas sofisticadas. Com a descoberta de grandes reservas de petróleo offshore vem sendo cada vez mais frequente a utilização de Floating Production, Storage and Offloading Systems (FPSO) – navios plataforma que operam como verdadeiras unidades industriais. O objetivo do trabalho é propor um modelo de precificação para afretamento de FPSOs no Brasil. Para isso é necessário identificar todos os elementos que compõem seu custo e a receita esperada. O modelo será elaborado a partir da definição de uma estrutura de custos baseada em diversas propostas de afretamento de FPSOs no Brasil, além de levantamento da bibliografia sobre o tema. O modelo pode ser útil tanto para afretadores de FPSOs como para proprietários desses ativos. Do ponto de vista dos proprietários, pode contribuir como ferramenta de apoio para a precificação de FPSOs e, do ponto de vista do operador de campo, para avaliação de propostas de afretamento.

Abstract

Exploring and producing offshore oil in ultra-deep waters requires sophisticated equipment and techniques. With the discovery of large offshore oil reserves the use of Floating Production, Storage and Offloading Systems (FPSO) is becoming more and more common - platform ships that operate as true industrial units. The objective of this paper is to propose a pricing model for chartering FPSOs in Brazil. For this it is necessary to identify all the elements that make up its cost and the expected revenue. The model will be elaborated from the definition of a cost structure based on several proposals for chartering FPSOs in Brazil, as well as a survey of the literature on the subject. The model can be useful for both FPSO charterers and owners of these assets. From the owners' point of view, it can contribute as a support tool for the pricing of FPSOs and, from the field operator's point of view, for the evaluation of charter proposals.

Introdução

O crescimento da exploração de petróleo em águas profundas nas últimas quatro décadas gerou um largo desenvolvimento na indústria offshore. De acordo com o World Energy Report (2016), esta seção da cadeia produtiva de petróleo tem gerado a movimentação de mais de \$20 bilhões em gastos de capital (CAPEX) anualmente.

Presente na fase upstream da cadeia produtiva de petróleo e gás, as unidades flutuantes de produção, armazenamento e produção (FPSO) apresentam um importante protagonismo na exploração em águas ultraprofundas e distantes da costa – tais como os campos dentro do polígono do Pré-Sal.

A utilização destas unidades flutuantes cresceu exponencialmente desde sua primeira utilização em 1977 pela Shell e, em menos de 30 anos, o mundo atingia a quantidade de 100 FPSOs ativas. Atualmente, estão em operação mais de 200 unidades, das quais, 45 estão nos

campos brasileiros (BW Offshore, 2019). Cenários otimistas preveem a construção de mais de 40 novas embarcações em todo o globo nos próximos 4 anos, envolvendo investimentos em capital de cerca de \$50 bilhões (World Energy Reports, 2017).

Estas expectativas acompanham o cenário observado no setor petrolífero brasileiro que pode ser identificado pelo anúncio da Equinor – antiga estatal norueguesa Statoil – de investimento de US\$ 15 bilhões até 2030, planejando produzir entre 300 e 500 mil boe/d nos campos brasileiros (Petróleo & Gás, 2018). Com a assinatura dos contratos referentes à 15ª Rodada de Licitações, outros players ganham força dentro do cenário brasileiro de óleo e gás como ExxonMobil Exploração Brasil, QPI Brasil Petróleo e Shell Brasil (Petróleo & Gás, 2018).

Metodologia

O modelo de precificação para um FPSO foi construído por meio da elaboração de um fluxo de caixa que considera os valores de entrada – receita de afretamento para um FPSO – e os de saída – custos do projeto. Os retornos esperados foram determinados pela receita bruta do afretador e pelos custos para realizar suas atividades. O fluxo de caixa considerou a receita e os custos derivados do projeto, ano a ano, a partir do início da construção até o final do contrato firmado entre operador e afretador da FPSO.

A receita diária de uma unidade FPSO foi calculada pelo produto entre a tarifa do contrato estabelecida entre afretador e operador do campo e o tempo efetivo de operação do FPSO (uptime) (equação 1).

$$\text{Receita Diária} = \text{Taxa do Contrato} \times \text{Uptime} (\%) \quad (1)$$

A tarifa do contrato é composta pela tarifa de afretamento e tarifa de prestação de serviços (equação 2).

$$\text{Taxa do Contrato} = \text{Tarifa Afretamento} + \text{Tarifa de Prestação de Serviços (US\$)} \quad (2)$$

O valor de entrada que definirá o racional destas tarifas será de decisão da empresa afretadora, portanto, será determinado em porcentagem e os resultados serão os valores da tarifa de afretamento e da tarifa de prestação de serviços (3) e (4). Os valores das tarifas de afretamento e de prestação de serviços foram reajustados anualmente pela inflação.

$$\text{Tarifa de Afretamento} = n \times \text{Tarifa do Contrato (USD)} \quad (3)$$

$$\text{Tarifa de Prestação de Serviços} = (1-n) \times \text{Tarifa de Prestação (BRL)} \quad (4)$$

Sendo n o valor percentual definido para a representatividade da tarifa de afretamento na receita do projeto.

O uptime é determinado pela razão entre o tempo de operação real e o tempo estabelecido em contrato (equação 5).

$$\text{Uptime} = (\text{Tempo de Operação Real}) / (\text{Tempo de Operação Contrato}) \quad (\%) \quad (5)$$

A receita total pode ser calculada por meio das equações 6, 7 e 8:

$$\text{Receita Total} = \text{Rafre} + \text{Rserv} \quad (6)$$

$$\text{Rafre} = D \times \text{Up} \times \text{Tafre} \quad (7)$$

$$\text{Rserv} = D \times \text{Up} \times \text{Tserv} \quad (8)$$

Sendo D os dias no período de referência – por exemplo, se o período de composição do modelo será feito de ano em ano, D será equivalente a 365 dias, caso a análise seja feita mês a mês, D será equivalente ao número de dias de cada mês –, Up o percentual do uptime, Tafret a tarifa de afretamento no período e Tserv a tarifa de prestação de serviços no período. Para este trabalho, o período de referência será tratado em anos.

No modelo, o valor da receita é calculado ano a ano, sendo a tarifa de contrato calculada pelas equações acima. Desta forma, a fim de estimar o levantamento de custos para o projeto, define-se um valor esperado médio para o uptime e considera-se uma produção ideal de óleo, atingindo sempre a meta, e, portanto, sem redução na tarifa de contrato.

Os custos dos FPSOs são determinados pelo investimento realizado para sua construção (Capital Expenditure – CAPEX), despesas operacionais (Operational Expenditure – OPEX), despesas relativas a financiamento (amortização da dívida e pagamento de juros) e Impostos. Estes valores estão demonstrados, respectivamente, no fluxo de caixa de investimento (FCI), fluxo de caixa operacional (FCO) e fluxo de caixa de financiamento (FCF).

Foram definidos os custos anuais, sendo estabelecidos os parâmetros para mensurar os custos operacionais e de capital, condições de financiamento e impostos, considerando ainda variações no câmbio e na inflação.

O FCI se refere ao período em que o FPSO corresponde à fase de construção da embarcação. A construção do ativo somente tem início após a celebração do contrato para operação de um campo e é realizada por um estaleiro que elabora um projeto oceânico adequado às características do campo que será explorado. O principal custo na construção de FPSOs é o Engineering, Procurement and Construction (EPC) que engloba a compra de matérias primas e equipamentos, construção e engenharia do projeto de produção de petróleo (Silva et al., 2015).

O custo de construção da embarcação é conhecido pelo dono do ativo e deve ser calculado em dólar norte-americano pois depende de tecnologia e matérias primas importadas. No modelo, o custo do capital foi distribuído ao longo dos anos de construção, sendo debitado juntamente com a amortização da dívida da companhia, e cessa a partir do momento de início da operação.

No caso de ocorrer manutenção do FPSOs, os custos de capital voltam a ser considerados, impactando novamente a tarifa de afretamento. Foram considerados, ainda, custos extras para atender necessidades excepcionais (aquisição de matéria prima ou tecnologia, ajustes na frota desenhada etc.).

No primeiro ano de construção são considerados, ainda, os juros de entrada (upfront fee) para o estaleiro que está construindo o FPSO. Este valor é negociado caso a caso entre a empresa afretadora e a empresa construtora.

Para o fluxo de caixa de investimento (FCI) será necessário a definição do custo total do ativo. O CAPEX é calculado enquanto a FPSO está em construção, e seus valores serão registrados, aplicando os juros de entrada e a correção com os juros.

As despesas operacionais (FCO) incluem movimentação do FPSO do estaleiro até o campo onde será operado, além de salários, despesas fixas, suprimentos, apoio administrativo entre outros. O custo de movimentação engloba o frete da FPSO até o campo e, portanto, inclui gastos com reboque, certificação, seguros, combustível, tripulação, entre outros (Silva, et al., 2015). Os custos operacionais podem variar ao longo dos anos de operação e, portanto, não podem ser definidos de forma objetiva (Cordon, 2017) e devem ser calculados em moeda local visto que essas despesas ocorrem em território nacional.

No modelo, o cálculo dos custos operacionais (FCO) tem início a partir do primeiro período de operação da plataforma, sendo calculados para gastos no exterior e gastos no Brasil. Para cada ano considerado como período de referência, o valor do OPEX é reajustado para valor presente, considerando a inflação.

No fluxo de caixa de financiamento (FCF) é detalhado, para cada ano, o pagamento que será efetuado para cumprir a proposta de negociação da dívida do projeto. Para cada período, define-se, portanto, o saldo da dívida calculado a partir da respectiva amortização do período de referência e o pagamento de juros em função do índice de cobertura do serviço da dívida (DSCR) que será abordado no próximo tópico.

Finalmente, quanto aos impostos que incidem sobre o valor do afretamento, devem ser calculados somente para o operador no Brasil, mas não para o Operador Externo (SPE) (Soares, 2012). As deduções fiscais são:

- Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social (COFINS) – incidente sobre a receita bruta total;
- Programas de Integração Social e de Formação do Patrimônio do Servidor Público (PIS) – incidente sobre a receita bruta total;
- Imposto Sobre Serviços (ISS) – incidente sobre a receita operacional.

Estes valores podem ser reajustados de acordo com a rodada de licitação a que se referem (Tribunal Superior de Contas, 325/2007). O principal retorno para o fluxo de caixa é a determinação da Receita Líquida, que corresponde à Receita Bruta descontados os impostos.

Resultados

Para aplicação do modelo foram estabelecidas algumas premissas.

- As embarcações operam em um campo do pré-sal com capacidade produtiva de até 150 mil barris por dia.
- A base de comparação das tarifas estipuladas será as das FPSO Cidade de Campos dos Goytacazes (MV29) e FPSO Cidade de Mangaratiba (MV24), ambas de propriedade da empresa MODEC.
- Os dados de custos de construção, operação e financiamentos são informações sigilosas e variam de acordo com o tipo de projeto. Para os custos foram consideradas as médias levantadas pelo World Energy Reports (2017) que fez previsões para os anos de 2018 até 2022.
- Para definir os parâmetros dos dados de contrato é preciso estimar a vida útil do FPSO. Foi estimado vida útil de 20 anos considerando: 3 anos para construção, 12 anos como período de contrato com atividade contínua e produção positiva, e 5 anos para renovação. Após a renovação a embarcação passa por manutenção. O modelo também considera 3 anos como período especulado.
- O uptime médio projetado reflete muita confiabilidade média ao projeto: 96% ao dia.
- O custo para mobilização de uma plataforma flutuante varia entre \$10 MM e \$47 MM (IBP, 2017). Como a principal vantagem do FPSO é o menor custo de mobilização e descomissionamento, será considerado valores próximos de \$20 MM.

- As tarifas de contrato, tarifa de afretamento e tarifa de serviços ainda não serão definidas, pois estes valores serão levantados no fim da inserção dos dados.

A tarifa estipulada se encontrava dentro do intervalo das tarifas de contrato da MV24 e MV29. Assim, foi estabelecido um critério de até nove anos de financiamento, um serviço de dívida equivalente a 1,40 e selecionada uma tarifa de contrato equivalente a US\$ 700 mil/dia. Os resultados para estas definições são observados nas tabelas 1 e 2.

Tabela 17 - Premissas de amortização da dívida para o modelo de precificação para a MV24

Curva Amortização	DSCR	Amort
Ano 1	1,40	12,2%
Ano 2	1,40	11,4%
Ano 3	1,40	11,7%
Ano 4	1,40	11,9%
Ano 5	1,40	12,2%
Ano 6	1,40	12,5%
Ano 7	1,40	12,9%
Ano 8	1,40	13,2%
Ano 9	9,41	2,0%

Fonte: elaboração autoral (2019)

Tabela 2 - Análise de sensibilidade para tarifa de contrato de US\$ 700 mil/dia e DSCR 1,4

Opex x Capex					
Retorno do Acionista (% a.a.)					
19,7%	1 200	1 500	1 800	2 100	2 400
90,0	29,2%	24,2%	20,6%	17,9%	15,8%
100,0	28,7%	23,7%	20,1%	17,5%	15,4%
110,0	28,1%	23,2%	19,7%	17,1%	15,1%
120,0	27,5%	22,6%	19,3%	16,7%	14,7%
130,0	26,9%	22,1%	18,8%	16,3%	14,3%
Valor Presente Líquido (US\$ MM)					
563,0	1 200	1 500	1 800	2 100	2 400
90,0	892,6	754,3	626,5	508,1	398,4
100,0	858,2	720,6	593,7	477,1	368,3
110,0	823,7	686,9	561,7	446,1	338,2
120,0	789,3	653,4	529,8	415,1	308,2
130,0	754,8	620,5	497,8	384,0	278,1
Índice de Lucratividade					
1,89	1 200	1 500	1 800	2 100	2 400
90,0	4,49	3,03	2,10	1,46	1,00
100,0	4,31	2,90	1,99	1,37	0,93
110,0	4,14	2,76	1,88	1,28	0,85
120,0	3,97	2,63	1,78	1,19	0,77
130,0	3,80	2,50	1,67	1,10	0,70
Payback Descontado (anos)					
14	1 200	1 500	1 800	2 100	2 400
90,0	10,0	11,0	13,0	15,0	17,0
100,0	10,0	12,0	14,0	16,0	17,0
110,0	10,0	12,0	14,0	16,0	18,0
120,0	10,0	12,0	14,0	16,0	18,0
130,0	10,0	12,0	14,0	17,0	19,0

Fonte: elaboração autoral (2019)

Neste cenário foi obtido um retorno ao acionista equivalente a 19,7%, VPL de US\$ 563,0 MM, índice de lucratividade de 1,89 e payback de 14 anos. E, nos cenários mais extremos, o retorno ao acionista e VPL ainda são altos, o índice de lucratividade, apesar de não ser ideal, não está tão próximo do valor nulo e o payback é menor que o tempo total do projeto. Portanto, com base nas premissas levantadas, a precificação da FPSO com tais características pode ser identificada na Tabela 3 e a evolução do VPL ao longo do tempo, na Figura 81.

Tabela 3– Precificação final da FPSO com as premissas levantadas

Tarifa de contrato	100,0%	700,0	(US\$ mil/dia)
Tarifa Afretamento	70,0%	490,0	(US\$ mil/dia)
Tarifa Serviços	30,0%	210,0	(US\$ mil/dia)

Fonte: elaboração autoral (2019)

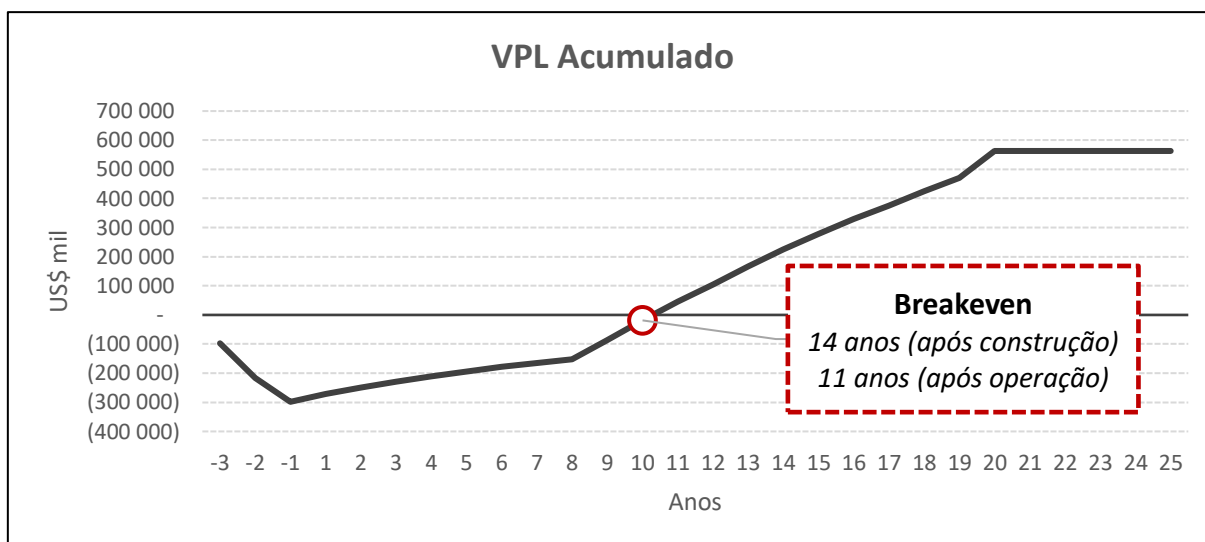


Figura 1 – Gráfico do VPL acumulado ao longo da vida útil do projeto para as premissas e características definidas.

Fonte: elaboração autoral (2019).

Conclusão

A definição da tarifa de contrato de FPSOs é complexa pois apresenta diversas variáveis e diferentes graus de incerteza. Para cada tipo de campo petrolífero e produção esperada as condições se alterarem completamente.

A opção de contratar um afretador é vantajosa visto que os riscos de seguro, de produção e de garantia de entregas de serviços ficam a cargo do detentor do ativo. Assim, para o afretador é fundamental a definição da tarifa correta. A tarifa de contrato é que vai determinar os melhores retornos para o acionista, VPL, índice de lucratividade e payback descontado do projeto. O afretador deve, ainda, procurar sempre alternativas de menor custo e considerar a tarifa dos concorrentes.

Assim, no modelo, os cenários de incerteza dos CAPEX e OPEX foram essenciais para definir a tarifa de contrato tanto otimistas quanto pessimistas. Também foi importante analisar diferentes formas de financiamento e a segmentação do serviço da dívida pois podem potencializar tais índices, mantendo uma precificação ainda mais competitiva.

O modelo pode contribuir para o acompanhamento mensal do projeto, pois permite verificação dos valores de entradas e saídas do fluxo de caixa da FPSO, a realização de auditorias nas metas de uptime, a receita para a companhia como um todo e até mesmo identificar necessidades de refinanciamento do projeto para que se atinja as metas de lucratividade, retorno aos acionistas e paybacks descontados.

O modelo proposto neste trabalho está baseado em premissas para definição da taxa de contratotarifa de contrato. Todavia, para que o modelo de precificação de FPSO seja de fato completo e com maior grau de confiabilidade, devem ser considerados valores reais de

financiamento e detalhamento dos dados de custos de operação e de investimento, que estão disponíveis para as companhias afretadoras. Outras formas de melhoria do modelo seria a contratação de consultorias especializadas para previsão de índices de inflação, câmbio, entre outros) para compor o fluxo de caixa ano a ano.

Finalmente, fica claro o importante papel da inteligência de mercado para análise das tarifas de contrato de concorrentes em condições semelhantes, para inferir iterações mais precisas para o modelo do projeto oceânico e para mapear parceiros e fornecedores desde a etapa de construção no estaleiro até a desmobilização do ativo no campo de produção.

Referências

- ANP, 2008. Relatório de Auditoria Interna da Petrobras nº R-2505/2008, s.l.: s.n.
- Bain & Company, 2009. Estudos de alternativas regulatórias, institucionais e financeiras para a exploração e produção de petróleo e gás natural e para o desenvolvimento industrial da cadeia produtiva de petróleo e gás natural no Brasil. São Paulo: s.n.
- Borelli, T. & Coelho, A. C. D., 2006. Curso de Mercado Financeiro. São Paulo: Atlas.
- Campbell, J. D. & Reyes-Picknell, J. V., 2016. Uptime : strategies for excellence in maintenance management. s.l.:Taylor & Francis.
- Christiani, E., 2014. Ultra Deepwater Reel and Flexible Pipelay Vessel for Pre-Salt Field Developments. OTC.
- Christodoulou, I., 2015. Challenges and opportunities that define the success of an FPSO project. s.l.:s.n.
- Cordon, M. D. M., 2017. Análise preliminar de viabilidade econômica de uma alternativa subsea to shore para produção de petróleo.. Rio de Janeiro: Universidade Federal do Rio de Janeiro.
- International Energy Agency, 2017. World Energy Balances 2017, s.l.: International Energy Agency.
- Medeiros, V. A. d., 2015. O Estado da Arte do FPSO. Universidade Federal do Rio de Janeiro.
- Mespaque, W., Frainer, V. & Teixeira, P. R., 2008. istemas de suportaço de plantas de processo em plataformas de produço de petróleo do tipo FPSO.. Universidade Federal do Rio Grande.
- Miller, J. D., Farrow, M. & O'Driscoll, M. A., 2015. Extending Anchor Handling Vessel Capabilities and the Technical Innovations that Make it Possible. OTC.
- Moraes, J. M., 2013. Petróleo em águas profundas : uma história tecnológica da Petrobras na exploração e produção offshore.
- Ortiz Neto, J. B. & Costa, A. J. D., 2007. A Petrobrás e a exploração de petróleo offshore no Brasil: um approach evolucionário. Rio de Janeiro: s.n.
- Petróleo & Gás, 2018. Assinados os primeiros contratos referentes à 15ª Rodada. Petróleo & Gás, Volume 376.
- Petróleo & Gás, 2018. Eficiência na operação e aplicação de tecnologias impactam positivamente nos custos de produção e operação. Petróleo & Gás, Volume 376.
- Petróleo & Gás, 2018. Equinor anuncia investimento até 2030. Petróleo & Gás, Volume 376.
- Schiavi, M. T., 2016. Exploração e produção de petróleo: Uma análise do patenteamento no Brasil. São Carlos(SP): Universidade Federal de São Carlos.
- Silva, R. R. d., Brandão, L. E. T. & Pinto, C. d. L. B., 2015. Avaliação Econômico-Financeira de Contratos de Afretamento de FPSO através da Metodologia de Opções Reais.
- Silva, R. R. d., Brandão, L. E. T. & Pinto, C. d. L. B., 2015. Avaliação Econômico-Financeira de Contratos de Afretamento de FPSO através da Metodologia de Opções Reais. Rio de Janeiro: PUC-Rio.
- Soares, P. M., Berni, M. D. & Manduca, P. C., 2012. A indústria de petróleo no Brasil: avaliação histórica da concepção da empresa Petrobrás.
- Thomas, J. E., 2001. Fundamentos da Engenharia de Petróleo. Rio de Janeiro(RJ): Editora Interciência.
- World Energy Reports, 2017. Floating Production Systems: 2018/22 Forecast, New York: s.n.