



Análise da Viabilidade Financeira de um Projeto de Desenvolvimento de um Campo de Petróleo

FERREIRA, Pedro França; DUQUE, Maria Clara Machado de Almeida

Núcleo de Pesquisas em Planejamento e Gestão, POLI-UFRJ,

Informações do Artigo

Histórico:

Recebimento: 18 Jul 2019

Revisão: 31 Jul 2019

Aprovação: 08 Ago 2019

Palavras-chave:

Análise econômico-financeira

Projeto

Petróleo

Resumo:

Este artigo visa simular uma avaliação econômico-financeira de um projeto de desenvolvimento de um campo de petróleo offshore. Para tal foram feitas pesquisas com membros de diversas empresas e na literatura, a fim de conseguir valores acurados de custos e preços para três cenários diferentes, sendo eles, um otimista, um realista e um pessimista. Os dados de produção foram obtidos a partir de simulação computacional utilizando os softwares CMOST e Pipesim. Em posse de tais valores foram calculados os fluxos de caixa para os diferentes cenários, e em seguida foram calculados os valores do VPL, TIR e Payback destes fluxos de caixa. Os resultados mostram que mesmo para o cenário pessimista, o projeto é extremamente rentável, porém o payback, mesmo para o cenário otimista, é de longo prazo. Tais circunstâncias aumentam o já naturalmente alto risco do projeto, devido ao tempo necessário para a recuperação do capital investido.

1. Introdução

Projetos de desenvolvimento de campos de petróleo são por natureza longos e extremamente custosos e arriscados. Segundo dados da Petrobrás, em 2010, os poços do pré-sal demoravam em média 310 dias para serem perfurados [1], sendo que de acordo com a empresa, o custo da perfuração de um único poço custa em média US\$ 1 milhão por dia [2]. Outro dado importante é o índice de sucesso exploratório, índice que indica a probabilidade de se obter sucesso, ou seja, descobrir óleo ou gás, ao perfurar um poço, que é de aproximadamente 68% [3], ou seja, a cada 100 poços perfurados 32 não encontram petróleo ou gás para produzir.

A longa duração do projeto também acaba por desencadear outro desafio, que é estimar o preço do petróleo para o período. A geopolítica instável é um dos fatores que favorece a imprevisibilidade dos preços, algo que se reflete na quantidade de modelos que tentam modelar o mercado de petróleo. [4]

Tendo em vista o tamanho do investimento necessário e o alto grau de risco dos projetos, uma boa avaliação de viabilidade econômica se faz extremamente necessária a fim de ter uma base mais sólida para tomadas de decisões e diminuir as chances de perdas financeiras, que podem chegar a ser irrecuperáveis.

O objetivo deste artigo é realizar a análise econômica de um projeto de desenvolvimento de um campo de petróleo a partir de diversos parâmetros econômico-financeiros do projeto. Para tal estudo, a revisão de literatura focou nas áreas de custo, produção e avaliação econômica, e a coleta de dados foi feita através de pesquisa em bases de dados e utilizando de simulações da produção.

A realização de uma análise de viabilidade de um projeto complexo, como o proposto neste trabalho, ajudará o setor de petróleo a elucidar quais variáveis podem impactar o retorno financeiro do investimento.

2. Metodologia e bases teóricas.

A viabilidade econômico-financeira de um projeto é calculada com base em diversos parâmetros, como por exemplo o período para recuperação do capital investido (*payback period*), taxa interna de retorno (TIR) e o valor presente líquido (VPL), entre outros [5].

Neste artigo serão utilizados três parâmetros para realizar a análise de três cenários de custos e preço do petróleo diferentes, sendo eles o pessimista, o realista e o otimista.

O VPL mostra o valor do projeto em termos atuais, ou seja, ele traz para o presente os valores de desembolso e receitas de toda a vida do projeto levando em conta o valor do dinheiro no tempo a partir de uma taxa mínima de atratividade, que representa uma taxa de rendimento a qual abaixo não interessa investir. Sendo assim, um projeto com VPL acima de zero é considerado economicamente viável, e quanto maior o VPL, maior é o valor econômico e mais atrativo é o projeto [6].

A TIR é o valor da taxa de desconto para o qual o VPL do investimento se torna zero [7].

Por sua vez, o *payback period* é o tempo que leva para que o projeto se pague, ou seja, quanto tempo demora para que o total das

receitas se equiparem ao investimento feito no projeto [8].

Para realizar tais cálculos foram feitas simulações utilizando os softwares CMOST e PIPESIM, a partir de dados encontrados na literatura [9], a fim de definir o número de poços produtores e injetores, suas localizações na bacia, sua profundidade e a produção de cada poço além da taxa de injeção necessária.

De modo a tornar as estimativas de custo o mais fiéis possível, foram realizadas pesquisas com membros de diversas empresas a fim de conseguir valores de custos realistas. Quando os valores se mostravam muito divergentes, alternativas foram procuradas na literatura [9] [10] [11] [12] [13].

2.1. Premissas básicas

Para fins de estudo, a bacia analisada é offshore, seguindo os dados de Benchmarks disponibilizados pelo projeto UNISIM [9], e a localização adotada foi referente ao Campo de Albacora Leste. Este Campo está localizado na área norte da Bacia de Campos, a cerca de 120 Km do Cabo de São Tomé, no litoral norte do Estado do Rio de Janeiro [11].

Para os cálculos, foram utilizados valores de custos, preços e taxas simplificados. Os valores de taxa e impostos estão demonstrados abaixo.

Tabela 1 – Taxas utilizadas nos cálculos

Taxa	Valor (%)
Taxa de Imposto Corporativa	34%
Taxa de Imposto Social - calculada sobre a receita bruta	9%
Taxa de Royalties - calculada sobre a receita bruta	10%
Taxa Anual de Desconto	9%

Fonte: baseado em UNISIM [9]

Os valores de custos e preço do óleo foram diferenciados para os três cenários distintos. Para o valor otimista, realista e pessimista foram utilizados os valores de \$50,

\$40 e \$25 por barril de óleo. A partir dos valores otimistas [9], os demais valores foram calculados tendo como parâmetro a queda percentual do preço do óleo em relação ao otimista.

A partir de pesquisas feitas com membros de diversas empresas foi possível ter uma estimativa de custos dos equipamentos *subsea* necessários para um projeto como o que está sendo avaliado neste artigo.

Tabela 2 – Custos de Manifold

Manifold (4 poços)	\$ 39.000.000
Instalação do manifold cada (USD/dia)	\$ 400.000
Dias	14

Fonte: Baseado em dados de pesquisa realizada com membros de diversas empresas

Tabela 3 – Preço do óleo e Custos para os diversos cenários

Preço/Custo	Otimista	Realista	Pessimista
Preço do Óleo (\$/bbl)	50	40	25
Preço do Óleo (\$/m ³)	314,5	251,6	157,25
Custo de Produção do Óleo (\$/m ³)	62,9	52,4	34,1
Custo de Produção de Água (\$/m ³)	6,29	5,24	3,41
Custo de Injeção de Água (\$/m ³)	6,29	5,24	3,41
Perfuração e completação de poços verticais (\$)	21.670.000	18.960.000	12.960.000
Conexão (poço-plataforma) dos poços verticais (\$)	13.330.000	11.660.000	7.968.140
Recompletação de poços verticais (\$)	8.000.000	7.000.000	4.785.156

Preço/Custo	Otimista	Realista	Pessimista
Conversão de poços (\$)	10.000.000	8.800.000	6.050.000
Primeiro ICV por poço (\$)	1.000.000	700.000	382.812
Segundo ou mais ICV por poço (\$)	300.000	200.000	104.166

Fonte: baseado em UNISIM [9]

Tabela 4 – Custos de equipamentos subsea

Equipamento	OD (in)	Preço usual
<i>Riser</i>	4	879 USD/m
	6	1513 USD/m
	8	2597 USD/m
<i>Flowline</i>	4	411 USD/m
	6	768 USD/m
	8	1976 USD/m
<i>Injeção gás lift riser</i>	4	879 USD/m
<i>Injeção gás lift flowline</i>	4	411 USD/m
<i>Umbilical</i>		2.700 USD/m
<i>Uta (umbilical termination unit)</i>		1.300.000 USD

Fonte: em dados de pesquisa realizada com membros de diversas empresas.

Outros valores utilizados foram os de *offloading* da plataforma. Este custo foi calculado a partir dos parâmetros obtidos na literatura [13].

Tabela 5 – Parâmetros para cálculo de custos de *offloading*.

Parâmetros para cálculo	Valores
Taxa de afretamento (US\$ / dia)	34.000,00
Tempo de operação (dias)	4,5
Tempo de Trajeto (dias)	0,3
Tempo total Gasto (dias)	5
Custo do Combustível (US\$/ton)	170

Fonte: Baseado em Silva [13]

Tabela 6 – Parâmetros para cálculo de custos de offloading.

Gasto de combustível	ton/dia
Navio Parado	5
Navio em Aproximação da Plataforma	25
Operação de carga	12,5
Navegação - Navio Carregado	68,9
Navio Parado Carregado	34,5
Operação de Descarga	55
Navegação - Navio em Lastro	50

Fonte: Baseado em Silva [13]

3. Análise econômica

A partir dos dados colhidos, tanto com membros da indústria quanto na literatura, foi possível calcular o investimento necessário para o projeto (CAPEX).

Tabela 7 – Resumo dos investimentos

	Otimista	Realista	Pessimista
Perfuração e Completação (Mil USD)	227.030	198.640	135.781
Custo de abandono (Mil USD)	18.616	16.288	11.134
Custos subsea (Mil USD)	190.300	190.300	190.300
Total (Mil USD)	435.947	405.229	337.216

Fonte: Formulação própria

3.2. Custos operacionais

Para o cálculo dos custos operacionais (OPEX) foram considerados os custos para manutenção da produção, como o de *offloading* e o aluguel da plataforma.

O valor obtido para aluguel de plataforma é referente ao FPSO OSX-2, esta plataforma é capaz de produzir 100.000 bopd e comporta até 1.300.000 bbls [10]. Estes valores são semelhantes aos da plataforma escolhida para este projeto, FPSO Capixaba, que produz

100.000 bopd, 3,2 milhões de m³ de gás, 16.000 m³ de água (o mesmo valor para injeção) e comporta até 1.600.000 bbls [12]. Sendo assim foi assumido que o valor seria equivalente para o aluguel do FPSO Capixaba.

Tabela 8 – Custos operacionais

Aluguel Plataforma (\$/dia)	290.000,00
Custo Offloading (\$/execução)	193.198,81

Fonte: Formulação própria

3.3. Fluxo de caixa

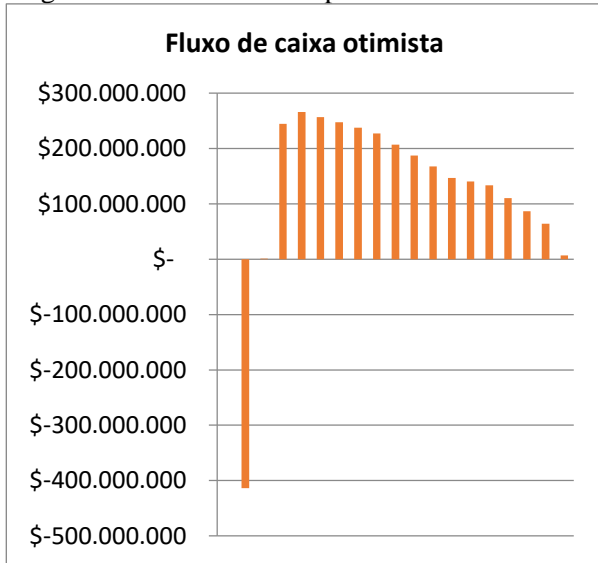
A partir dos dados de custo e dos valores de produção obtidos através das simulações, foi possível montar os fluxos de caixa previstos para este projeto nos cenários otimista, realista e pessimista (Tab.9, Tab. 10 e Tab.11).

Tabela 9 – Fluxo de caixa otimista

Ano	Fluxo de caixa	Fluxo de caixa acumulado
2019	-	-
2020	\$ -414.036.176,96	\$ -414.036.176,96
2021	\$ 903.273,14	\$ -413.132.903,82
2022	\$ 244.607.912,62	\$ -168.524.991,20
2023	\$ 265.898.730,37	\$ 97.373.739,17
2024	\$ 256.887.263,81	\$ 354.261.002,97
2025	\$ 247.359.179,55	\$ 601.620.182,53
2026	\$ 237.840.923,66	\$ 839.461.106,19
2027	\$ 227.537.498,92	\$ 1.066.998.605,11
2028	\$ 207.379.013,15	\$ 1.274.377.618,25
2029	\$ 187.256.736,11	\$ 1.461.634.354,36
2030	\$ 167.630.679,87	\$ 1.629.265.034,24
2031	\$ 146.929.935,07	\$ 1.776.194.969,31
2032	\$ 140.328.032,67	\$ 1.916.523.001,98
2033	\$ 133.747.303,32	\$ 2.050.270.305,30
2034	\$ 110.475.070,96	\$ 2.160.745.376,26
2035	\$ 86.661.128,12	\$ 2.247.406.504,39
2036	\$ 64.421.955,45	\$ 2.311.828.459,84
2037	\$ 6.895.294,27	\$ 2.318.723.754,11

Fonte: Formulação própria

Figura 1 – Fluxo de caixa para o cenário otimista



Fonte: Formulação própria

É possível observar pelo fluxo de caixa otimista, mostrado na figura 1, um forte investimento inicial, mas no segundo ano (2021) já há um fluxo positivo, além de uma forte entrada de capital de 2022 até o fim da vida do projeto, em 2037. Percebe-se também uma sensível queda a partir do ano de 2027, que se explica pela cada vez menor capacidade de produção do campo, e um fluxo negativo no último ano referente aos custos de abandono.

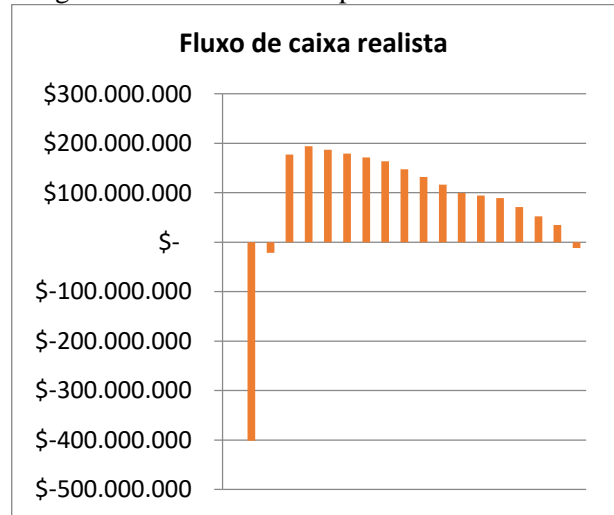
Tabela 10 – Fluxo de caixa realista

Ano	Fluxo de caixa	Fluxo de caixa acumulado
2019	-	-
2020	\$ -401.759.685	\$ -401.759.685
2021	\$ -21.624.343	\$ -423.384.028
2022	\$ 177.107.190	\$ -246.276.838
2023	\$ 193.954.766	\$ -52.322.071
2024	\$ 186.838.836	\$ 134.516.765
2025	\$ 179.292.529	\$ 313.809.294
2026	\$ 171.681.114	\$ 485.490.409
2027	\$ 163.561.418	\$ 649.051.827
2028	\$ 147.633.867	\$ 796.685.694
2029	\$ 131.735.707	\$ 928.421.402
2030	\$ 116.186.833	\$ 1.044.608.236
2031	\$ 99.870.872	\$ 1.144.479.108
2032	\$ 94.640.196	\$ 1.239.119.305
2033	\$ 89.427.159	\$ 1.328.546.465

2034	\$ 70.996.670	\$ 1.399.543.136
2035	\$ 52.229.854	1.451.772.990
2036	\$ 34.658.377	\$ 1.486.431.368
2037	\$ -11.919.516	\$ 1.474.511.852

Fonte: Formulação própria

Figura 2 – Fluxo de caixa para o cenário realista



Fonte: Formulação própria

Para o cenário realista, observa-se a mesma tendência comparando com fluxo de caixa em relação ao otimista, porém com mudanças já esperadas como um segundo ano ainda negativo, e valores menores de entrada de capital.

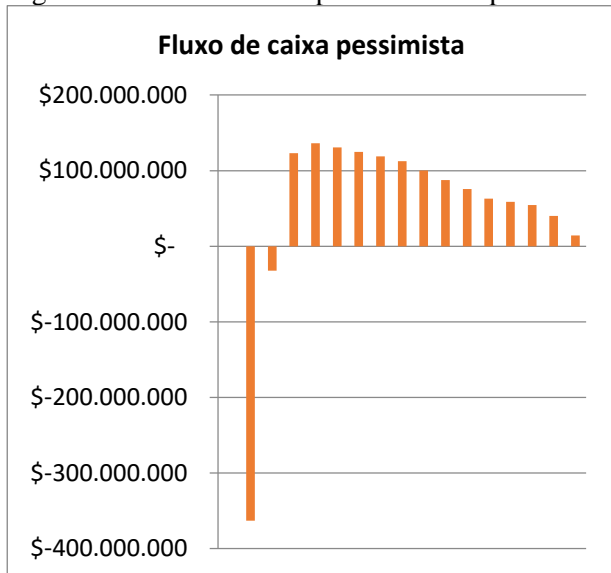
Tabela 11 – Fluxo de caixa pessimista

Ano	Fluxo de caixa	Fluxo de caixa acumulado
2019	-	-
2020	\$ -353.001.571	\$ -353.001.571
2021	\$ -45.358.130	\$ -398.359.701
2022	\$ 81.448.902	\$ -316.910.799
2023	\$ 91.905.042	\$ -225.005.756
2024	\$ 87.518.273	\$ -137.487.483
2025	\$ 82.851.398	\$ -54.636.084
2026	\$ 78.049.479	\$ 23.413.394
2027	\$ 73.101.610	\$ 96.515.005
2028	\$ 63.276.561	\$ 159.791.567
2029	\$ 53.470.159	\$ 213.261.726
2030	\$ 43.804.160	\$ 257.065.887

2031	\$ 33.812.762	\$ 290.878.649
2032	\$ 30.576.682	\$ 321.455.331
2033	\$ 27.352.082	\$ 348.807.414
2034	\$ 15.908.065	\$ 364.715.479
2035	\$ -6.723.349	\$ 357.992.129

Fonte: Formulação própria

Figura 3 – Fluxo de caixa para o cenário pessimista

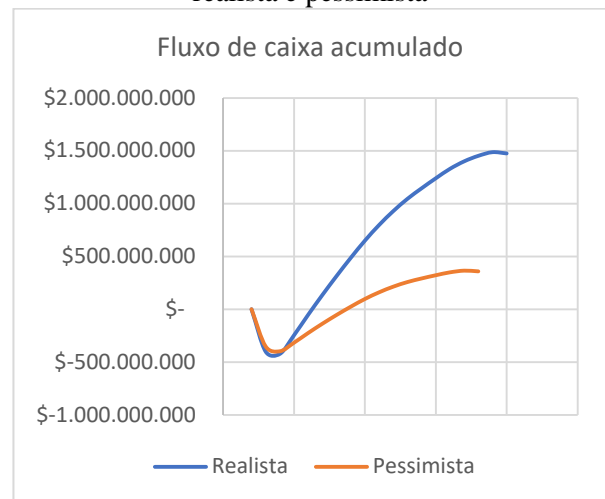


Fonte: Formulação própria

Já ao observar o cenário pessimista observa-se um influxo de capital bem mais modesto, embora ainda significativo do que nos outros casos. Tal resultado já era esperado ao observar os dados de entrada.

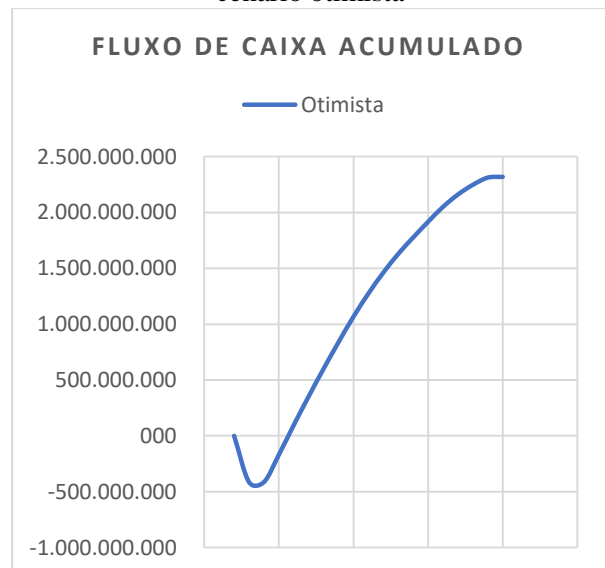
Todos os três fluxos de caixa gerados pelos custos calculado e receitas a partir das produções obtidas em simulação, foram coerentes com seus respectivos cenários, não fugindo das tendências já esperadas.

Figura 4 – Fluxo de caixa acumulado para cenários realista e pessimista



Fonte: Formulação própria

Figura 5 – Fluxo de caixa acumulado para o cenário otimista



Fonte: Formulação própria

Observando os gráficos de fluxo de caixa acumulado (Figura 4 e Figura 5), pode ser visto que apesar de todos darem acúmulo positivo ao fim do projeto, como esperado, os valores se tornam positivos em tempos diferentes. Apesar de o fluxo de caixa acumulado ser positivo para todos os casos, são necessários cálculos adicionais para a determinação do valor do projeto, pois é necessário analisar o valor do dinheiro no tempo.

3.4. Indicadores econômicos

A partir do fluxo de caixa foram calculados os indicadores econômicos para o projeto de acordo com os diferentes cenários.

Tabela 12 – Indicadores econômicos

Indicador	Otimista	Realista	Pessimista
VPL (Mil \$)	993.062	585.475	52.015
TIR (a.a)	41,1%	30,3%	11,8%
PAYBACK (anos)	4,9	4,9	7,3

Fonte: Formulação própria

Como é possível observar, o VPL é positivo, ou seja, economicamente rentável, independente do cenário.

Como era de se esperar tanto o VPL, quanto a TIR e o PAYBACK são maiores para o cenário otimista, sendo este o cenário mais favorável dentre os apresentados.

4. Conclusão

A partir dos resultados obtidos com os indicadores, é possível afirmar que projetos de óleo e gás são, por natureza, extremamente rentáveis.

Comparando os resultados, vemos que até o caso pessimista, para esse projeto, é sensivelmente rentável, porém de retorno a longo prazo, visto que o *payback* do mesmo é de aproximadamente 7 anos e 4 meses.

Mesmo o cenário otimista possui um *payback* de longo prazo, de aproximadamente 4 anos e 11 meses.

Tais valores de *payback* trazem consigo riscos inerentes, como a flutuação do preço do barril do petróleo, acidentes naturais, acidentes causados por falhas de equipamento ou falhas humanas, que podem colocar em risco a rentabilidade do projeto, e até mesmo a saúde financeira da empresa

Uma análise de riscos se faz extremamente necessários em projetos envolvendo produção de petróleo, pois assim

como o retorno financeiro, os riscos são igualmente grandes.

Como forma de aprofundar o assunto, estudos futuros contendo uma análise de riscos e o impacto deles na saúde financeira do projeto, e por consequência na tomada de decisão sobre investimento, ou não, no projeto seriam de grande valia. Um estudo voltado para a análise de sensibilidade do VPL em relação a diversos fatores como o preço do petróleo, custos de produção, entre outros parâmetros pode elucidar pontos de atenção para assim serem feitas análises de incertezas mais minuciosas a fim de evitar gastos com análises desnecessárias e possíveis perdas pela falta de análises de parâmetros importantes.]

5. Referências

- [1] PETROBRÁS, “Fatos e Dados,” Petrobrás, 31 Agosto 2016. [Online]. Available: <http://www.petrobras.com.br/fatos-e-dados/economizamos-cerca-de-us-2-bilhoes-em-construcao-de-pocos-maritimos.htm>. [Acesso em 18 Abril 2019].
- [2] PETROBRÁS, “Fatos e Dados,” Petrobrás, 01 Julho 2014. Available: <http://www.petrobras.com.br/fatos-e-dados/reduzimos-em-55-o-tempo-de-perfuracao-de-pocos-no-pre-sal.htm>. [Acesso em 18 Abril 2019].
- [3] SANTOS, O. M. “Reconhecimento de perdas para redução ao valor recuperável de ativos;,” *Brazilian Business Review*, pp. 68-95, Junho 2011.
- [4] AYED AL-QAHTANI; E. B. C. D., “Literature Review on Oil Market Modeling and OPEC’s Behavior,” *Division of Economics and Business, Colorado School of Mines, Golden Co.* 80401, 29 Março 2008.
- [5] SOARES, Isabel.; MOREIRA, José; PINHO, Carlos; COUTO, João *Decisões de Investimento – Análise Financeira de Projetos*, Lisboa: EDIÇÕES SÍLABO, LDA. , 2015.
- [6] SILVA, M. L.; FONTES, A. A. “Discussão sobre os critérios de avaliação econômica:

valor presente líquido (VPL), Valor anual equivalente (vae) e valor esperado da terra (VET),” R. *Árvore*, vol. 29, nº 6, pp. 931-936, 2005.

- [7] CAVALCANTE ASSOCIADOS, “Cavalcante,” 10 Janeiro 2019. Available: <https://cavalcanteassociados.com.br/perguntas-taxa-interna-retorno/>. [Acesso em 31 07 2019].
- [8] FERREIRA, M; ALMEIDA M. G.; RODRIGUES, A. “Improving buildings energy performance: comparison between simple payback period and life cycle costs analysis,” em 2nd International Conference on Energy and Environment, Rio de Janeiro, 2015.
- [9] GASPAR, Ana Teresa. Study Case for Reservoir Exploitation Strategy Selection based on UNISIM-I Field, Campinas: Unicamp, 2015.
- [10] OFFSHORE ENERGY TODAY, “Offshore Energy Today,” 30 Março 2011. [Online]. Available: <https://www.offshoreenergytoday.com/brazil-osx-enters-loi-with-sbm-offshore-for-construction-of-new-fpso/>. [Acesso em 15 Maio 2019].
- [11] ANP, Sumário executivo do campo de Albacora Leste, 2016.
- [12] QUEIROZ GALVÃO Óleo e Gás, FPSO Capixaba, 2012.
- [13] SILVA J. L. d., Modelo de Cálculo do Custo de Escoamento de Óleo da Bacia de Campos – RJ, usando a Técnica de Custo Baseado na Atividade – ABC Costing., Rio de Janeiro: PUC-RIO, 2006.