

UNIVERSIDADE FEDERAL DE ALAGOAS
CENTRO DE TECNOLOGIA
CURSO DE ENGENHARIA DE PETRÓLEO

ERIVELTON WILLIAMS SILVA BARROS

**Análise Viabilidade Econômica de Projetos em Engenharia
Submarina Utilizando Risers Rígidos ou Flexíveis no Campo de
Paru-Alagoas**

MACEIÓ
2023

ERIVELTON WILLIAMS SILVA BARROS

**Análise Viabilidade Econômica de Projetos em Engenharia
Submarina Utilizando Risers Rígidos ou Flexíveis no Campo de
Paru-Alagoas**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao Curso de Engenharia de Petróleo da Universidade Federal de Alagoas, como parte dos requisitos para obtenção do título de Engenheiro de Petróleo.

Orientador(a): Prof. Dr. Eduardo Setton Sampaio da Silveira

MACEIÓ

Catálogo na Fonte
Universidade Federal de Alagoas
Biblioteca Central
Divisão de Tratamento Técnico

Bibliotecário: Marcelino de Carvalho Freitas Neto – CRB-4 – 1767

B277a Barros, Erivelton Williams Silva.

Análise viabilidade econômica de projetos em engenharia submarina utilizando risers rígidos ou flexíveis no campo de Paru-Alagoas / Erivelton Williams Silva Barros. – Maceió, 2023.

54 f. : il., graf. e tabs. color.

Orientador: Eduardo Setton Sampaio da Silveira.

Monografia (Trabalho de conclusão de curso em Engenharia de Petróleo) – Universidade Federal de Alagoas. Centro de Tecnologia. Maceió, 2023.

Bibliografia: f. 49-54.

1. Engenharia oceanográfica. 2. *Capital Expenditures*. 3. *Operational Expenditure*. 4. Risers rígidos. 5. Risers flexíveis. 6. Viabilidade econômica. 7. Fluxo de caixa. I. Título.

CDU: 623.827

2023

ERIVELTON WILLIAMS SILVA BARROS

Análise Viabilidade Econômica de Projetos em Engenharia Submarina Utilizando Risers Rígidos ou Flexíveis no Campo de Paru-Alagoas

Trabalho de Conclusão de submetida ao corpo do docente do Curso de Engenharia de Petróleo da Universidade Federal de Alagoas, como requisito para obtenção do título de Engenheiro de Petróleo.

Documento assinado digitalmente
 EDUARDO SETTON SAMPAIO DA SILVEIRA
Data: 19/05/2023 21:57:15-0300
Verifique em <https://validar.itl.gov.br>

Prof. Dr. Eduardo Setton Sampaio da Silveira, Universidade Federal de Alagoas
(Orientador)

Data da Aprovação: 19/05/2023.

Banca Examinadora:

Documento assinado digitalmente
 KIM ROCHA GAMA
Data: 20/05/2023 07:00:16-0300
Verifique em <https://validar.itl.gov.br>

Engenheiro Kim Rocha Gama.

Documento assinado digitalmente
 JOAO PAULO LIMA SANTOS
Data: 19/05/2023 20:50:39-0300
Verifique em <https://validar.itl.gov.br>

Prof. João Paulo Lima dos Santos, Universidade Federal de Alagoas.

Documento assinado digitalmente
 FRANKLIN TERTULIANO PEREIRA DE OLIVEIRA
Data: 20/05/2023 09:11:02-0300
Verifique em <https://validar.itl.gov.br>

Prof. Franklin Tertuliano Pereira de Oliveira.

Dedico este trabalho a minha família, que sempre acreditou em mim e me apoiou nos momentos mais difíceis.

AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiramente a Deus, por estar sempre presente em minha vida e pôr está permitindo viver esse momento.

À minha família, meus pais Eleacy Barros e José Barros por todos os seus ensinamentos, apoio e pelos incentivos a graduação ao decorrer destes anos.

À minha irmã, que apesar de longe, sempre esteve perto, sempre me incentivou em meus projetos, Michele Amorim.

Ao meu sobrinho-irmão, Valnei Filho.

Aos amigos de graduação: Sayonara, Victor, Marcos e tantos outros que me ajudaram durante toda minha caminhada e por compartilharem comigo momentos especiais.

Ao Prof. Dr. Eduardo Setton Sampaio da Silveira pela orientação, disponibilidade e incentivo.

Ao corpo docente do curso de Engenharia de Petróleo pela dedicação, pela excelência na transmissão do conhecimento, e por tantas inspirações ao longo desses anos.

À Universidade Federal de Alagoas, por todos esses anos de aprendizado, e por me proporcionar tantas oportunidades e me permitir tornar um profissional.

Agradeço também à banca examinadora, pelos conhecimentos técnicos compartilhados, e pelos excelentes professores que foram fora e dentro da sala de aula.

E a todos, de uma maneira geral, que contribuíram para a realização deste trabalho.

RESUMO

Este trabalho tem como objetivo realizar uma análise de viabilidade econômica de projetos em engenharia submarina utilizando risers rígidos ou flexíveis no campo de Paru em Alagoas. Foi realizada uma revisão bibliográfica sobre os conceitos de risers, suas vantagens e desvantagens, custos de exploração e produção de óleo e gás em campos submarinos, além de indicadores financeiros utilizados para avaliar projetos desse tipo. Com base nos dados coletados, foram definidos modelos econômicos para a análise de viabilidade econômica, considerando diferentes cenários e fatores econômicos relevantes, utilizando a metodologia da Estrutura Analítica de Trabalho (WBS) para estimar os custos totais (CAPEX e OPEX) para a construção dos dois modelos propostos. Foi construído um modelo de análise de fluxo de caixa descontado, que utilizou os indicadores VPL, TIR e Payback para avaliar a viabilidade econômica do Campo de Paru em Alagoas com os dois modelos de risers propostos: rígidos e flexíveis. Os resultados indicaram que a utilização de risers flexíveis apresentou vantagens econômicas em relação aos risers rígidos. Os dados e análises apresentados neste trabalho podem ser úteis para tomadores de decisão no setor de engenharia submarina e áreas relacionadas.

Palavras-chave: Engenharia Submarina, CAPEX, OPEX, Risers Rígidos, Risers Flexíveis, Viabilidade Econômica, Análise de Fluxo de Caixa, Campo de Paru, Alagoas.

ABSTRACT

This work aims to carry out an economic feasibility analysis of projects in subsea engineering using rigid or flexible risers in the Paru field in Alagoas. A bibliographic review was carried out on the concepts of risers, their advantages and disadvantages, costs of exploration and production of oil and gas in subsea fields, in addition to financial indicators used to evaluate projects of this type. Based on the collected data, economic models were defined for the analysis of economic viability, considering different scenarios and relevant economic factors, using the Work Breakdown Structure (WBS) methodology to estimate the total costs (CAPEX and OPEX) for the construction of the two proposed models. A discounted cash flow analysis model was built, which used the NPV, IRR and Payback indicators to assess the economic viability of Campo de Paru in Alagoas with the two proposed riser models: rigid and flexible. The results indicated that the use of flexible risers presented economic advantages in relation to rigid risers. The data and analyzes presented in this work can be useful for decision makers in the subsea engineering sector and related areas.

Keywords: Subsea Engineering, CAPEX, OPEX, Rigid Risers, Flexible Risers, Economic Feasibility, Cash Flow Analysis, Field Paru, Alagoas.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 –	Sistema offshore de Exploração e Produção.....	13
Figura 2 –	Tipos de Risers.....	14
Figura 3 –	Estrutura básica de um riser flexível.....	20
Figura 4 –	Variáveis de custo para desenvolvimento de um campo submarino.....	22
Figura 5 –	Divisão OPEX para um campo offshore.....	25
Figura 6 –	Preços do aço e do petróleo ao longo do tempo.....	28
Figura 7 –	Sistema de Produção submarino simplificado.....	29
Figura 8 –	Implantação de uma árvore de natal molhada.....	30
Figura 9 –	Fluxograma das etapas para desenvolvimento do trabalho.....	32
Figura 10 –	Localização do Campo de Paru.....	35
Figura 11 –	Gráfico comparativo VPL para risers rígidos x flexíveis.....	45
Figura 12 –	Gráfico comparativo TIR para risers rígidos x flexíveis.....	45
Figura 13 –	Gráfico comparativo Payback para risers rígidos x flexíveis.....	46

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 –	Comparativos de entre Risers Rígidos e Flexíveis.....	21
Tabela 2 –	Estudos de viabilidade para desenvolvimento de um projeto submarino.....	22
Tabela 3 –	Divisão CAPEX para um campo offshore.....	23
Tabela 4 –	Volume acumulado de produção de óleo e gás no campo de Paru entre os anos 2002 e 2022.....	36
Tabela 5 –	Etapas para cálculo do CAPEX.....	36
Tabela 6 –	Estimativa de custos CAPEX utilizando risers do tipo Rígido.....	38
Tabela 7 –	Estimativa de custos CAPEX utilizando risers do tipo Flexível.....	39
Tabela 8 –	Distribuição das variáveis OPEX em águas rasas.....	40
Tabela 9 –	Estimativa de custos OPEX utilizando risers do tipo Rígido.....	41
Tabela 10-	Estimativa de custos OPEX utilizando risers do tipo Flexível.....	42
Tabela 11-	Cálculo do fluxo de caixa total e médio para o Campo de Paru.....	44
Tabela 12-	Tabela Comparativa: VPL x TIR x Payback.....	44

LISTA DE ABREVIACOES

ANP	<i>Agencia Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis</i>
API	<i>American Petroleum Institute</i>
BBL	<i>Barril de óleo</i>
CAPEX	<i>Capital Expenditures</i>
E&P	<i>Exploração e Produção</i>
MMBTU	<i>Milhões de BTU</i>
mD	<i>Milidarcy</i>
OPEX	<i>Operational Expenditure</i>
ROV	<i>Razão leo/Vapor</i>
TIR	<i>Taxa Interna de Retorno</i>
TMA	<i>Taxa Mínima de Atratividade</i>
VPL	<i>Valor Presente Líquido</i>
UEP	<i>Unidade Estacionária de Produção</i>

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO.....	12		
2	JUSTIFICATIVA.....	15		
3	OBJETIVOS.....	16		
3.1	GERAL.....	16		
3.2	ESPECÍFICOS.....	16		
4	REFERÊNCIAL TEÓRICO.....	17		
4.1	SISTEMAS OFFSHORE.....	17		
4.2	TIPOS DE RISERS.....	19		
4.2.1	Risers Rígidos.....	19		
4.2.2	Risers Flexíveis.....	19		
4.2.3	Comparativos: Rígidos x Flexíveis.....	21		
4.3	ESTIMATIVAS DE CUSTOS.....	21		
4.3.1	Despesas CAPEX.....	23		
4.3.2	Despesas OPEX.....	24		
4.4	INDICADORES DE VIABILIDADE FINANCEIRA.....	25		
4.4.1	Valor Presente Líquido.....	26		
4.4.2	Taxa Interna de Retorno.....	26		
4.4.3	Payback.....	27		
4.5	FATORES QUE IMPULSIONAM OS CUSTOS.....	27		
4.5.1	Arvores de natal molhada.....	29		
4.5.2	Manifolds.....	30		
4.5.3	Linhas de fluxo.....	31		
4.6	FONTES DE INCERTEZAS.....	31		
5	METODOLOGIA.....	32		
6	APLICAÇÃO: CAMPO DE PARU, ALAGOAS.....	34		
7	ESTIMANDO CAPEX E OPEX PARA O CAMPO DE PARU.....	36		
7.1	VARIÁVEIS CAPEX.....	36		
7.1.1	CÁLCULO CAPEX – RISERS RÍGIDOS.....	38		
7.1.2	CÁLCULO CAPEX – RISERS FLEXÍVEIS.....	39		
7.2	VAR	232	IAVEIS	40

	OPEX.....	
7.2.1	CÁLCULO OPEX – RISERS RÍGIDOS.....	41
7.2.2	CÁLCULO OPEX – RISERS FLEXIVEIS.....	42
7.2.3	COMPARATIVOS OPEX.....	42
8	RESULTADOS E DISCUSSÕES.....	43
8.1	CUSTO DO CICLO DE VIDA DO CAMPO DE PARU.....	43
8.2	COMPARATIVO: ANÁLISE DOS INDICADORES FINANCEIROS PARA OS DOIS CENÁRIOS.....	43
8.2.1	COMPARATIVOS: VPL, TIR E PAYBACK.....	44
8.3	CONCLUSÕES.....	46
8.4	SUGESTÕES DE TRABALHOS FUTUROS.....	47
9	REFERÊNCIAS.....	49

1 INTRODUÇÃO

O petróleo é um fóssil que vem sendo utilizado comercialmente desde do começo do século XIX, após a perfuração do primeiro poço de petróleo comercialmente viável em 1859, na Pensilvânia, Estados Unidos, e hoje, de acordo com o Relatório de Estatísticas Energéticas Mundiais de 2021 da Agência Internacional de Energia, o petróleo respondeu por cerca de 32% do consumo global de energia em 2020. (GSR – Adaptado).

Os hidrocarbonetos são considerados a principal matriz energética mundial. Com o avanço da humanidade, a necessidade energética do homem tem aumentado cada vez mais, o que tem levado à descoberta de campos do pré-sal. O termo pré-sal refere-se a um conjunto de rochas localizadas nas porções marinhas de grande parte do litoral brasileiro, com potencial para a geração e acúmulo de petróleo. Essa descoberta tem impulsionado a discussão sobre novas tecnologias e alternativas para a produção offshore, visando à redução dos custos de exploração e à otimização dos recursos. Com isso, os projetos para sistemas submarinos de produção têm se tornado cada vez mais robustos e sofisticados. Devido à complexidade dessas operações em alto mar, a criação desses projetos envolve vários profissionais de áreas diferentes, diversas etapas de estudo e um conhecimento minucioso da área em que se deseja instalar o arranjo submarino. Isso porque a instalação deve garantir a produção e o escoamento com segurança.

A exploração de petróleo e gás em águas profundas representa um novo desafio para a indústria de energia, pois as últimas reservas de petróleo encontradas estão localizadas a aproximadamente 300 km da costa e a 2000 metros de profundidade, no chamado pré-sal. Para a exploração dessas reservas, são utilizadas tecnologias avançadas, como plataformas de produção e navios-sonda, que exigem alto investimento e complexa logística. No entanto, a exploração do pré-sal pode trazer benefícios significativos para o Brasil, como a geração de empregos e a contribuição para a economia do país. (Petrobras - Adaptado, 2010).

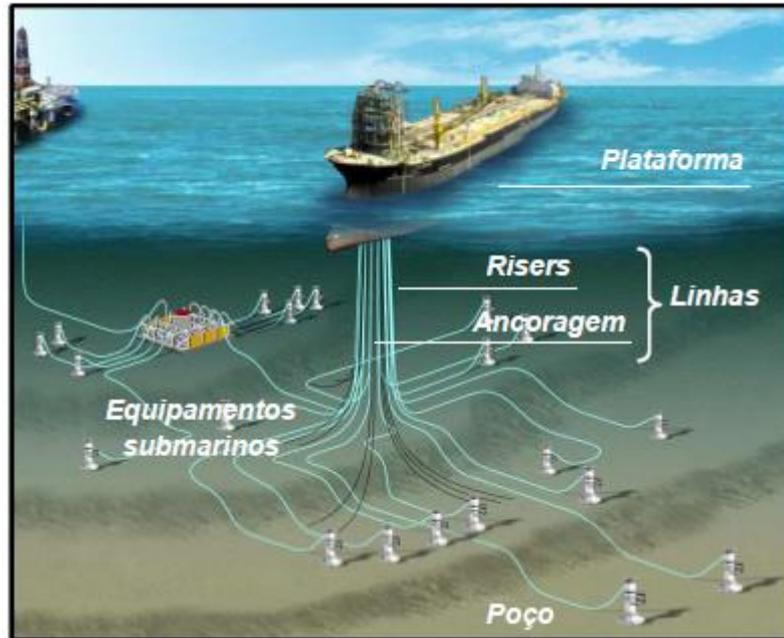


Figura 1: Sistema offshore para exploração e produção de petróleo. Fonte: Martins, 2011.

A atividade offshore dá origem a uma série de demandas por conjuntos de equipamentos e estruturas altamente complexas, que possuem alto custo financeiro e são divididas basicamente em quatro grandes componentes principais: unidade flutuante ou plataforma, risers, sistema de ancoragem e equipamentos submarinos. Esses elementos compõem o que chamamos de sistema estrutural offshore, como mostrado na figura 1 acima, e requerem um propósito específico para sua utilização e condições particulares que envolvem tempo, mão de obra e recursos financeiros durante toda a fase de estudo, desenvolvimento e execução.

A partir disso, novas formas de exploração vêm sendo desenvolvidas em relação ao transporte e produção de petróleo para a superfície. Como descrito anteriormente, o riser é um dos quatro grandes componentes da atividade offshore, pois faz a interligação do poço com a superfície. Além disso, eles são classificados como risers de produção ou injeção e podem ser do tipo rígido ou flexível, sendo instalados de diversas formas de acordo com a configuração da jazida a ser explorada. O cenário atual, no qual as jazidas de petróleo se apresentam, requer a necessidade de desenvolvimento de novos tipos de risers capazes de vencer os novos desafios (Petrobras, 2010).

Os risers de produção têm a função de transportar petróleo e/ou gás produzidos no fundo do mar até a superfície. Já os risers de injeção são utilizados para injetar fluidos no reservatório, como água e gás, com o objetivo de aumentar a pressão e melhorar a produção do poço. Ambos são dutos tubulares ascendentes e podem ser classificados como rígidos ou flexíveis. (Petrobras – Adaptado, 2010).

No início das atividades exploratórias em alto mar, quando se utilizava plataformas do tipo jaqueta em lâminas d'água rasas (até 300m de profundidade), apenas os risers do tipo rígido eram utilizados. No entanto, com o aumento das profundidades das lâminas d'água no final dos anos 1970, na Bacia de Campos, foi adotada uma importante inovação: os risers flexíveis. Em razão de sua propriedade de se acomodar aos movimentos das plataformas no mar, substituíram os dutos rígidos que conectavam os poços às plataformas fixas.

Os risers flexíveis, apesar de possuírem maior custo de aquisição quando comparados aos rígidos, são compostos por superposição de camadas plásticas e metálicas, o que os torna capazes de resistir a esforços solicitantes e proporcionar maior leveza, resistência, flexibilidade e facilidade de transporte e instalação. Isso permite acelerar o início da produção no campo em que são utilizados.



(a) Flexível

(b) Rígido.

Figura 2: Tipos de riser. Fonte: Teófilo, 2010.

Na figura 2, de Teófilo 2010, são exemplificadas os risers que serão estudados neste trabalho, bem como alguns das suas características físicas que são levadas em consideração para a sua escolha em determinados projetos.

A utilização de risers flexíveis é uma estratégia adotada pelas empresas para acelerar o processo de produção, visando a redução do tempo entre a declaração de comercialidade e o início da produção. A declaração de comercialidade é um marco regulatório que atesta a viabilidade econômica de um campo de óleo ou gás, com base em estudos técnicos e econômicos.

A Petrobras, a maior empresa brasileira de óleo e gás, possui um programa estratégico chamado PROD1000, cujo objetivo é reduzir esse processo para mil dias. De acordo com o Valor Globo, a média da indústria global entre a descoberta e produção foi de 1900 dias em

2018. O programa utiliza inteligência artificial e otimização de dados, por meio de algoritmos desenvolvidos por geofísicos e analistas de sistemas da companhia brasileira, para gerar imagens da subsuperfície com maior resolução em áreas de interesse para exploração de petróleo e gás natural, além de otimizar a produção. A utilização de risers flexíveis pode reduzir significativamente os tempos de processamento e produção, pois eles possuem transporte e instalação mais rápidos quando comparados aos risers rígidos.

2 JUSTIFICATIVA

A indústria de petróleo e gás é um setor crucial para a economia mundial, que exige investimentos significativos em projetos de exploração e produção de hidrocarbonetos. A tomada de decisão de investir em projetos petrolíferos é baseada, principalmente, no desempenho econômico esperado da jazida e nas condições econômicas da empresa e do país envolvidos (Neves - adaptado, 2005).

A análise de viabilidade econômica é uma ferramenta fundamental para avaliar a rentabilidade e eficiência de projetos de exploração e produção de petróleo em campos offshore. No entanto, essa análise é complexa e depende de inúmeras variáveis, o que torna a escolha entre risers rígidos e flexíveis ainda mais desafiadora.

Nesse contexto, o presente trabalho tem como objetivo principal analisar, de forma prática, as implicações do uso de risers rígidos e flexíveis em projetos de engenharia submarina, levando em consideração aspectos técnicos, econômicos e financeiros relevantes. Para atingir este objetivo, será realizado um estudo de viabilidade econômica do Campo de Paru em Alagoas, comparando os resultados obtidos com cada tipo de riser e utilizando indicadores financeiros amplamente utilizados no setor, como o Valor Presente Líquido (VPL), Taxa Interna de Retorno (TIR) e Payback.

Este estudo é relevante porque fornece informações atualizadas e fundamentadas sobre a escolha adequada de risers em projetos de E&P offshore, com potencial para contribuir para a redução de custos e o aumento da produtividade na exploração de petróleo em águas rasas e profundas. Além disso, o trabalho pode ser um importante guia para investidores, empresas e profissionais do setor de petróleo e gás interessados em aprimorar seus conhecimentos e tomar decisões mais assertivas.

3 OBJETIVOS

3.1 GERAL

O presente trabalho tem como objetivo estudar as vantagens e desvantagens do uso de risers rígidos e flexíveis em projetos de engenharia submarina, considerando os aspectos técnicos e econômicos envolvidos. Por meio da análise de indicadores econômicos, como Valor Presente Líquido (VPL), Taxa Interna de Retorno (TIR) e Payback, será realizada uma pesquisa de viabilidade econômica para comparar a utilização desses dois tipos de risers em um projeto de exploração de petróleo e gás utilizando como base o campo de Paru em Alagoas. Adicionalmente, serão apresentados conceitos e definições dos termos técnicos utilizados nessa análise, e serão discutidas as implicações desse estudo para o setor de óleo e gás.

3.2 ESPECÍFICOS

- Comparar a viabilidade econômica do uso de risers rígidos e flexíveis em um projeto de exploração e produção de petróleo no Campo de Paru;
- Analisar o comportamento e as características técnicas dos diferentes tipos de risers em projetos de E&P offshore;
- Utilizar indicadores econômicos como Fluxo de Caixa, Valor Presente Líquido (VPL), Taxa Interna de Retorno (TIR) e Payback para avaliar a viabilidade econômica dos projetos com os diferentes tipos de risers;
- Discutir os resultados obtidos e fornecer orientações para o dimensionamento de risers rígidos e flexíveis em projetos futuros;
- Propor uma metodologia didática para o dimensionamento de risers em geral, com foco em risers rígidos e flexíveis em projetos de E&P offshore.

4 REFERENCIAL TEÓRICO

Com a descoberta do pré-sal no Brasil, a indústria de petróleo e gás brasileira ganhou uma nova perspectiva. A declaração de comercialidade dos polos descobertos na época aumentou consideravelmente os volumes das reservas nacionais, mas também trouxe um enorme desafio para os estudiosos da área, já que a exploração dessas reservas exigiu esforços significativos nas áreas de geologia, engenharia de reservatórios, logística e transporte.

De acordo com a COPPE (2011), as reservas brasileiras poderiam aumentar em até seis vezes com a exploração do pré-sal, passando de 14 para 80 bilhões de barris, colocando o Brasil entre os maiores produtores de petróleo do mundo. Com essas novas descobertas em águas profundas e ultra profundas, tornou-se ainda mais importante aprimorar os projetos de sistemas submarinos de produção, que se tornaram cada vez mais desafiadores e complexos

Com a produção em alto mar, há a necessidade de construção de um conjunto de estruturas, conhecido como sistemas de produção offshore. Esses sistemas são compostos por três componentes principais: a unidade flutuante ou plataforma, os risers e o sistema de ancoragem. A elaboração desses projetos requer um amplo conhecimento em arranjos submarinos, equipamentos utilizados nas unidades flutuantes, tipos de riser escolhidos, suas respectivas instalações, além dos dutos que garantem a produção e escoamento de petróleo.

Portanto, a produção em águas profundas exige conhecimentos especializados em engenharia, geologia, transporte e logística para garantir que as operações sejam realizadas com segurança e eficiência. Além disso, a produção offshore é afetada por fatores externos, como condições climáticas adversas, que aumentam a complexidade dos projetos. Portanto, é necessário investir em tecnologia e inovação para superar esses desafios e manter o sucesso da produção de petróleo e gás em águas profundas.

4.1 Sistemas Offshore

Um sistema submarino de produção de petróleo é composto por dois sistemas principais: o sistema de coleta, que inclui dutos e equipamentos que coletam a produção do poço e a interligam à Unidade Estacionária de Produção (UEP), e o sistema de exportação, que compreende dutos, equipamentos submarinos, monobóias e navios offloading que transferem a produção de uma ou mais UEPs para um ponto de recebimento, seja ele um terminal oceânico ou terrestre. A configuração de cada sistema varia de acordo com a unidade de exploração/produção e com fatores como as características do fluido e o tipo de escoamento (Leão, Alexandre - 2014).

O sistema de coleta de um sistema submarino de produção de petróleo é composto pelos

duto e equipamentos que coletam a produção do poço interligando-a à unidade estacionária de produção (UEP) e, posteriormente, ao sistema de exportação. Dentre as áreas que compõem esse sistema, os risers destacam-se por apresentarem grandes desafios computacionais e econômicos, uma vez que qualquer falha nesse componente pode causar sérios danos ao ambiente marinho, além de provocar altos gastos no reparo do sistema e na recuperação do meio ambiente e, ainda, interromper a produção de óleo.

Os risers são componentes principais do sistema de coleta em um sistema submarino de produção e têm como função transportar o óleo do poço até a unidade flutuante através de um duto ascendente. Dependendo do campo de uso, existem diferentes tipos de risers, como os do tipo perfuração, que permitem a passagem de equipamentos de perfuração e completação, e os do tipo subsea ou produção, que transportam o óleo e o gás do poço para as unidades flutuantes. É importante ressaltar que a escolha adequada do tipo de riser a ser utilizado é essencial para o sucesso das atividades de exploração e produção de petróleo em águas rasas, profundas e ultra profundas.

Segundo DOLINSKI (2009), a escolha do tipo de riser ideal para desenvolvimento de produção tem que ser baseada em critérios de condições ambientais, perfil de correntes submarinas, profundidade e layout do campo, excursão e movimento da unidade flutuante, número de risers, carga máxima do sistema de suspensão do riser, facilidade e custo de instalação.

Portanto, os risers podem ser rígidos ou flexíveis do ponto de vista estrutural. Independentemente do tipo escolhido, com o aumento da profundidade, os esforços de tração sobre essas estruturas também aumentam. Para águas mais profundas, as configurações utilizadas podem ser menos usuais e complexas, dependendo das características do campo.

Há outros fatores a serem considerados no projeto de risers. Segundo Teófilo (2010), os principais são:

- Os risers de perfuração devem apresentar resistência a impactos mecânicos, corrosão e abrasão;
- Os risers de produção devem garantir a integridade estrutural e a estanqueidade, evitando vazamentos e perda de pressão interna;
- Um revestimento (liners) deve ser aplicado para atuar como barreira contra os fluidos internos e garantir a estanqueidade dos risers;
- O riser deve ser capaz de resistir à ruptura devido à pressão interna e ao colapso devido à pressão externa;
- Fatores externos, como ondas, correntes e movimentos das unidades flutuantes, devem

ser considerados, tanto em condições extremas como operacionais, assim como os efeitos de fadiga, dinâmica e não linearidades (física e geométrica)

4.2 Os Tipos de Risers

4.2.1 Risers Rígidos

Os risers rígidos são tubos de aço formados por uma série de juntas soldadas ou rosqueadas para aumentar sua resistência. Em lâminas profundas, podem ser utilizados flutuadores para reduzir seu peso (SILVA, 2011 - Adaptado). São compostos de aço ou titânio e empregados na exploração de águas profundas e ultra profundas devido à capacidade de usar grandes diâmetros e operar com variedade de pressões internas. Apesar de oferecerem grande rigidez e resistência a cargas axiais, radiais e de flexão, sua simples fabricação pode dificultar o manuseio, armazenagem, transporte e instalação (MUNIZ, 2013).

Segundo Queiroz, os risers rígidos são muito utilizados para suportar dutos em trechos com grandes vãos. No entanto, é importante destacar que os risers rígidos apresentam uma limitação em relação à curvatura, o que pode ser um fator limitante em projetos de águas profundas com alta correnteza. Além disso, sua rigidez pode causar problemas de fadiga e tensão, e a utilização de flutuadores pode aumentar os custos do projeto.

4.2.2 Risers Flexíveis

Risers flexíveis são dutos especiais pré-fabricados utilizados em operações de produção e exploração offshore. De acordo com Silva (2011), eles são compostos por uma sobreposição de camadas plásticas e metálicas, que conferem respectivamente estanqueidade e resistência mecânica. Ao contrário dos risers rígidos, os flexíveis apresentam baixa rigidez à flexão, o que resulta em mais leveza, resistência e flexibilidade. Embora os risers flexíveis tenham um custo mais elevado, sua flexibilidade facilita o transporte e a instalação. No entanto, com o aumento da lâmina de água, essa solução pode se tornar inviável do ponto de vista técnico e econômico, devido ao alto custo de fabricação. Portanto, a escolha entre risers rígidos e flexíveis dependerá das necessidades específicas de cada projeto.

O mercado de dutos flexíveis no Brasil está em constante crescimento, especialmente devido à sua utilização em sistemas de produção flutuantes para atender às demandas em águas ultra profundas. No entanto, os centros de pesquisa ainda enfrentam desafios para a obtenção de dutos flexíveis mais resistentes e leves. Essas estruturas compostas são amplamente utilizadas na maioria dos campos de exploração da Petrobras, com diâmetros variando de 2,5" a 18" e pressões de 200 a 6700 psi (Dolinski, 2009).

Os risers flexíveis são classificados de acordo com sua função e camada interna, podendo ser divididos em dois tipos: Rough Bore e Smooth Bore. No primeiro, o duto possui uma parede interna rugosa, ideal para o transporte de fluidos que contêm gás, como produção e exportação de óleo, injeção e produção e exportação de gás. Já no segundo, o duto possui parede interna lisa, indicado para transporte de fluidos sem gás, como injeção de água, não sendo necessária a carcaça (Silva, 2011).

Outra classificação para risers é definida de acordo com sua construção: unbonded pipe e bonded pipe. No unbonded pipe, as camadas metálicas e poliméricas não são unidas entre si, permitindo um movimento relativo entre elas. Já no bonded pipe, as camadas são coladas por um processo de vulcanização com o elastômero.

A seleção dos tubos flexíveis deve considerar vários fatores, como a propriedade e composição do fluido interno (incluindo quantidade de CO₂, H₂S e água), a taxa de escoamento requerida, a pressão e temperatura do fluido, a vida útil do duto e a lâmina d'água, a necessidade de isolamento térmico e o método e navio para instalação.

Na figura 3, mostra-se a composição do riser flexível utilizando diferentes materiais, com o objetivo de combinar as melhores propriedades de cada um deles para formar uma estrutura ideal. Suas camadas são nomeadas como carcaça, camada de pressão, armadura de pressão, armaduras de tração e camada externa.

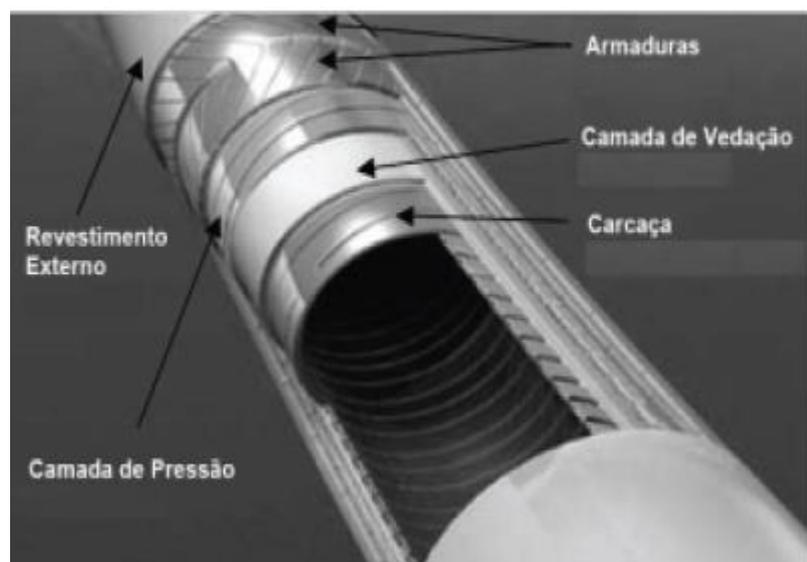


Figura 3: Estrutura básica de um riser flexível. Fonte: PUC RIO - Sistemas de Produção em Águas Profundas.

4.2.3 Comparativo: Rígidos x Flexíveis

a tabela 1 abaixo mostra um quadro geral de comparação entre os tipos de risers abordados neste trabalho:

Risers Flexíveis	Risers Rígidos
<ul style="list-style-type: none"> • Possui maior flexibilidade de traçado devido ao menor raio de curvatura 	<ul style="list-style-type: none"> • Menor flexibilidade de traçado, devido ao maior raio de curvatura;
<ul style="list-style-type: none"> • Tem menor sensibilidade aos acidentes no fundo do mar 	<ul style="list-style-type: none"> • Maior sensibilidade aos acidentes no fundo do mar;
<ul style="list-style-type: none"> • Tem como característica a baixa rigidez, que permite o ajuste de movimentos da plataforma e eleva a rigidez axial. 	<ul style="list-style-type: none"> • Podem ter um custo menor e serem mais simples em sua construção, o que os torna adequados para algumas aplicações em águas menos profundas.
Podem ser mais resistentes a acidentes no fundo do mar, dependendo do design.	Podem ser mais sensíveis a acidentes no fundo do mar, dependendo do design.

Tabela 1: comparativo entre risers rígidos e flexíveis. Fonte: Autor.

Portanto, dentro de vários cenários possíveis de execução, é fundamental definir um tipo de riser que seja viável de ponto de vista técnico e econômico de acordo com o projeto que seja aplicado.

4.3 Estimativa de Custos

Todas as despesas envolvidas em um projeto de engenharia submarina estão inclusas no custo total, que é composto pelas despesas de capital (CAPEX) e as despesas operacionais (OPEX) referentes ao desenvolvimento do campo submarino. No CAPEX, estão incluídos os custos com equipamentos submarinos, testes e instalações, gestão de projetos, engenharia e estudos de caso. Já no OPEX, estão inclusos os valores referentes à operação submarina e ao ciclo de vida do sistema submarino. Todas essas despesas ocorrem durante cada fase de um projeto de exploração do campo submarino, como pode ser observado na figura 4.

É importante destacar que a análise detalhada desses custos é fundamental para que se possa estimar o investimento necessário para o projeto e garantir a viabilidade econômica do empreendimento. Além disso, a escolha de tecnologias e equipamentos adequados pode contribuir para a redução dos custos e aumento da eficiência operacional.

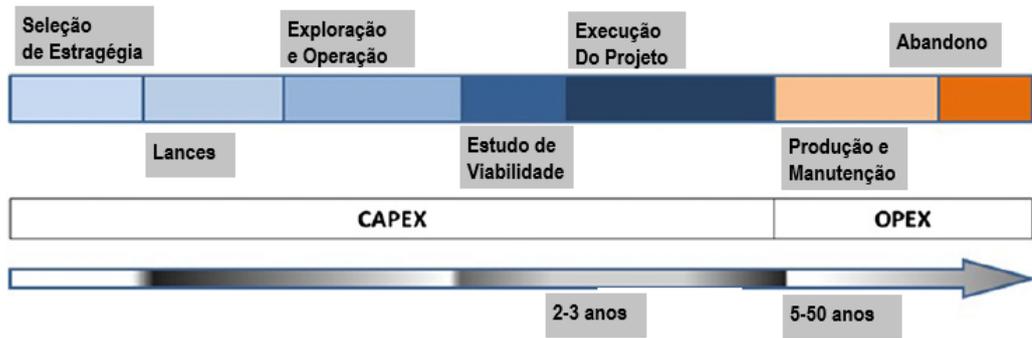


Figura 4: Variáveis de custo para desenvolvimento de um campo submarino. Fonte: Yong Bai, 2017 – Adaptada.

A estimativa de custos em um projeto de engenharia submarina é uma etapa fundamental que abrange despesas de capital (CAPEX) e despesas operacionais (OPEX) para o desenvolvimento do campo submarino. Cada fase do projeto, ilustrada na figura 4, requer estudos de viabilidade realizados em diferentes etapas, tais como o desenvolvimento pré-campo, o estudo de viabilidade e o projeto de engenharia. Estes estudos são essenciais para determinar a viabilidade do projeto e incluem análises de custo-benefício, gestão de risco, dentre outros aspectos relevantes para a execução do projeto.

<i>- Desenvolvimento pré-campo</i>	<i>- Estudo de viabilidade do projeto</i>	<i>- Projeto de engenharia</i>
• Plano;	• Garantia de fluxo;	• Diagrama de fluxo de processos;
• Características de Reservatórios;	• Arquitetura de campo preliminar;	• Arquitetura de campo;
• Sistema subsea de produção requerido em estudo;	• Produção submarina preliminar;	• Condição operacional do sistema submarino;
• Dados da instalação do host;	• Base do projeto do sistema de produção submarina preliminar;	• Estudo de risco e confiabilidade;
• Requisitos do sistema de processamento de separação submarina;	• Estimativa preliminar de custo;	• Condição de intervenção submarina

Tabela 2: Estudos de viabilidade em projeto de desenvolvimento de campo submarino. Fonte: Yong Bai, 2017 – Adaptada.

A tabela 2 apresenta os parâmetros que devem ser analisados nas três fases do estudo de um projeto de desenvolvimento de campo submarino. Os estudos de viabilidade são realizados antes da execução do projeto, possibilitando a obtenção de uma estimativa preliminar de custo para a execução do projeto de engenharia. É nesta fase que se concentra o foco deste trabalho.

As estimativas de custo são feitas com diversas finalidades e os métodos utilizados para as estimativas, bem como a precisão desejada, variam. No entanto, é importante ressaltar que a precisão de uma estimativa preliminar de custo para um estudo de viabilidade do projeto oscila em torno de 25% a 30% do valor total do projeto (Yong Bai, 2017).

4.3.1 Despesas de CAPEX

O custo total de um projeto de engenharia submarina, também conhecido como custo submarino, é composto pelas despesas de capital (CAPEX), que incluem a aquisição e instalação de equipamentos, elaboração do projeto de comissionamento, administração do projeto de comissionamento, certificação e seguro. As medidas de contingência, por sua vez, são geralmente consideradas custos operacionais. Além disso, os custos são influenciados por diversos fatores, como o número de poços do campo, profundidade da água, classificação da pressão e temperatura, complexidade do projeto, condições do ambiente, localização geográfica, exigências regulatórias e condições econômicas.

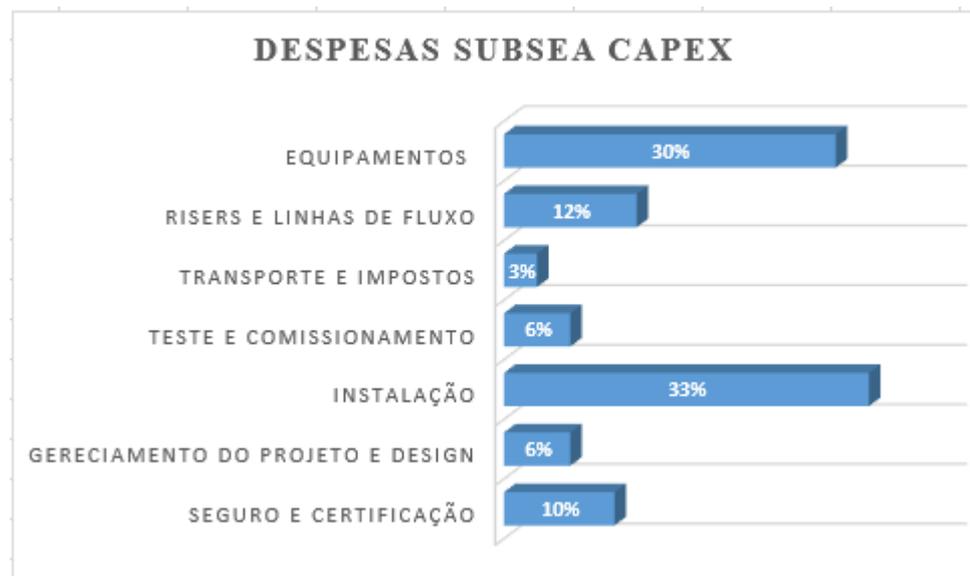


Tabela 3: divisão do CAPEX submarino para um campo offshore. Fonte: Yong Bai – adaptada.

A tabela 3 apresenta um exemplo adaptado do livro de Yong Bai, que apresenta uma divisão dos gastos de CAPEX submarino para águas profundas. A partir desta divisão, será

possível avaliar a variação dos parâmetros, tais como riser e linhas de fluxo, equipamentos e instalação, para determinar o melhor custo-benefício.

No presente trabalho, serão analisadas as despesas de CAPEX para o campo de Paru, localizado na cidade de Coruripe, em Alagoas, seguindo os critérios estabelecidos anteriormente.

4.3.2 Despesas de OPEX

A trajetória de um poço de petróleo offshore pode ser dividida em várias fases, incluindo planejamento, perfuração, completação, produção e abandono. Durante a fase de produção, que pode durar até 30 anos, o óleo e o gás são extraídos e as receitas são geradas. Durante esse período, vários custos operacionais e de manutenção (O&M) são incorridos para garantir que o poço funcione de maneira segura e eficiente. Alguns desses custos incluem custos de energia, de pessoal, de manutenção e reparo, de injeção de água e de produtos químicos, entre outros.

As despesas de OPEX também incluem custos de recompletação planejados e não planejados. A recompletação é o processo de intervenção em um poço para reparar ou melhorar sua produção. O custo da recompletação é influenciado por vários fatores, como a profundidade do poço, o tipo de reservatório, a localização e as condições do poço. O custo de uma recompletação é geralmente estimado multiplicando-se o tempo necessário para a intervenção pelo custo do aluguel da plataforma de intervenção, conhecido como custo de aumento (spread).

O número e o momento das intervenções de recompletação variam de acordo com as características do reservatório e o plano de desenvolvimento do poço. Uma programação de recompletação adequada pode ajudar a otimizar a produção do poço e reduzir os custos operacionais a longo prazo.

Cada intervenção realizada é dividida em etapas e a duração destas etapas pode ser estimadas de acordo com dados históricos do poço. Basicamente o OPEX sem desconto é calculado da seguinte forma:

$$OPEX = (Duração da intervenção) \times (custo de propagação da sonda) \quad (I)$$

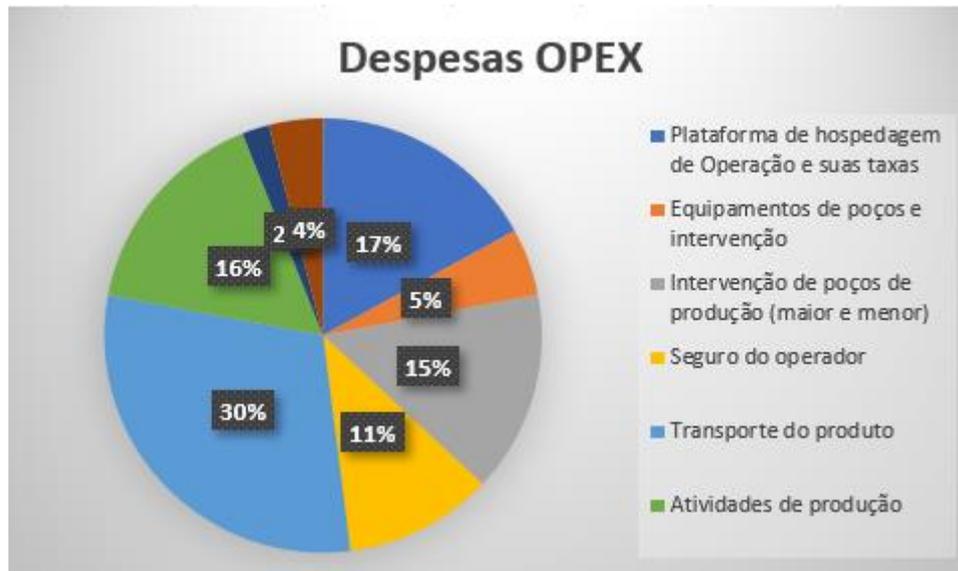


Figura 5: divisão de OPEX submarino para um campo offshore. Fonte: Yong Bai – adaptada

Na figura 5, é apresentada uma distribuição típica dos componentes de custo de OPEX para o desenvolvimento em águas profundas. A porcentagem de cada parâmetro pode variar de empresa para empresa e de local para local. As distribuições de custo entre os componentes de OPEX para águas rasas são semelhantes, exceto pelo custo do transporte, que será significativamente menor (Yong Bai, 2017).

4.4 Indicadores de viabilidade financeira

Indicadores de viabilidade são usados para apoiar decisões sobre investimento em novos projetos ou expansão dos existentes. Os indicadores econômicos podem indicar a sustentabilidade e lucratividade de uma atividade ao longo de um período de tempo, pois devem estimar os resultados possíveis e os riscos inerentes ao processo (BORDEAUX-RÊGO et al., 2006).

Os fatores econômicos são frequentemente utilizados na avaliação de projetos de desenvolvimento de campos de petróleo, devido à alta incerteza das variáveis envolvidas. Esses indicadores nos ajudam a identificar as principais fontes de incerteza e as variáveis que mais influenciam o projeto. É importante quantificar o impacto dessas incertezas e variáveis nas ações que serão tomadas e avaliar os riscos envolvidos no projeto do campo para evitar resultados insatisfatórios ou economicamente inviáveis para as companhias petrolíferas. Por isso, é fundamental adotar uma abordagem cautelosa e baseada em dados na tomada de decisões.

Os indicadores de viabilidade financeira, juntamente com a análise dos custos de capital

(CAPEX) e operacionais (OPEX), são considerados ferramentas essenciais para avaliar a previsão econômica de um projeto, através da projeção do fluxo de caixa esperado. Na indústria de óleo e gás, os principais indicadores utilizados para avaliar a viabilidade de projetos offshore são o Valor Presente Líquido (VPL), a Taxa Interna de Retorno (TIR) e o Payback.

4.4.1 Valor Presente Líquido

O valor presente líquido (VPL) fornece o lucro em termos absolutos e leva em consideração o valor do investimento ao longo do tempo. Ele é frequentemente utilizado devido à sua fácil interpretação de dados. A diferença entre o valor de um projeto e seu custo é o Valor Presente Líquido (VPL) (BREALEY et al., 2013).

A análise de viabilidade financeira pelo método do VPL envolve a projeção do fluxo de caixa ao longo do tempo, considerando os investimentos realizados e as receitas geradas pelo projeto. Para isso, são somados todos os valores futuros, ajustados ao valor presente, e subtraído o valor do investimento inicial. Em outras palavras, o VPL busca representar o ganho absoluto do ativo em estudo, levando em conta todos os custos e receitas ao longo do período analisado.

Calcula-se o valor atual do fluxo de caixa utilizando a taxa mínima de atratividade (TMA). Dessa forma, a viabilidade econômica de um projeto é indicada por meio da diferença positiva entre receitas e custos, atualizados a determinada taxa de juros (RODRIGUES, 2008).

Neste estudo, foram comparados os valores de VPL para a atividade offshore no campo de Paru, em Alagoas, utilizando dois tipos de risers de produção: rígidos e flexíveis. A função desses risers é a produção de óleo, a partir do preço médio do óleo por barril e do gás natural.

$$\text{VPL} \sum_{t=1}^n \frac{FC}{(1+k_d)^t} - \text{Invest_inicial} = \quad (1)$$

Onde:

VPL: valor presente líquido (US\$);

FC: fluxo de caixa anual (US\$);

t: tempo (anos);

Invest_inicial: custo do investimento inicial (US\$);

k_d : taxa de desconto anual.

4.4.2 Taxa Interna de Retorno

A taxa interna de retorno (TIR) é uma medida de desempenho financeiro que representa a taxa de juros na qual o valor atualizado de um investimento é igual ao seu custo inicial. Em

outras palavras, a TIR mostra a taxa de retorno que um investimento pode gerar ao longo do tempo.

Para calcular a TIR, é necessário encontrar a taxa de desconto na qual o valor presente líquido (VPL) do investimento é zero. O VPL é o valor atualizado do fluxo de caixa futuro, levando em consideração o custo do capital e a taxa de retorno esperada. É importante lembrar que a TIR e o VPL são conceitos diferentes, mas estão intimamente relacionados na análise de viabilidade financeira de projetos. Para calcular a TIR, basta calculamos a taxa de desconto na qual o VPL é zero. (ChatGPT com Kassai *et al.* 2000).

Se a taxa interna de retorno (TIR) for maior que a atratividade ou custo mínimo de capital, o projeto é aceito. Se a TIR for baixa, o projeto é rejeitado. Isso significa que a empresa obterá pelo menos a taxa de retorno exigida (HOJI, 2003). Portanto, quanto maior a TIR, maior será a viabilidade de execução do projeto analisado. Quando a TIR é negativa, o projeto não é viável do ponto de vista econômico e financeiro.

4.4.3 Payback

Payback é um método utilizado na análise de investimentos que tem como objetivo determinar o tempo necessário para recuperar o investimento inicial realizado em um projeto. O payback é calculado a partir do fluxo de caixa projetado do projeto, que considera os desembolsos e recebimentos futuros. O resultado é expresso em termos de tempo, ou seja, em quantos anos, meses ou dias o investimento será recuperado. O payback é um indicador de liquidez do projeto e é utilizado como um critério de decisão na seleção de projetos de investimento. Quanto menor o payback, mais rápido o investimento será recuperado e maior será a liquidez do projeto (ChatGPT com UNESCO, Criciúma – 2014).

Logo, pode ser definida como uma variável que mede a liquidez do projeto e não de lucratividade, uma vez que a mesma não define o comportamento financeiro do propósito após o retorno do valor aplicado.

4.5 Fatores que impulsionam os custos

Para estimar os custos em projetos de engenharia submarina, diversos fatores são considerados ao longo da cadeia produtiva. Entre eles, destacam-se a taxa de inflação, o preço das matérias-primas e as condições do mercado.

O preço das matérias-primas, por exemplo, é um dos principais fatores que afetam os custos dos equipamentos utilizados nesses projetos. Segundo Yong Bai (2017), entre os anos de 2001 e 2006, houve variações significativas no preço das matérias-primas, como pode ser

visto na figura 6.



Figura 6: Preços do aço e do petróleo ao longo do tempo. Fonte: Yong Bai - Adaptada.

A condição de mercado é um fator crucial para a viabilidade econômica de projetos de exploração em águas profundas. A lei da oferta e demanda, conceito fundamental na economia, tem um impacto significativo na determinação dos custos desses projetos. A disponibilidade de capacidade de fabricação e embarcações de instalação é um dos fatores determinantes dos custos. Se esse fornecimento for restrito, os custos aumentarão consideravelmente, o que pode inviabilizar o projeto. Portanto, é fundamental avaliar cuidadosamente a condição de mercado antes de tomar decisões de investimento em projetos de engenharia submarina.

Segundo Yong Bai (2017), além dos fatores já mencionados, existem fatores submarinos específicos para cada campo que podem gerar custos extras em seu desenvolvimento. Entre esses fatores, destacam-se a região de desenvolvimento, que afeta a disponibilidade de um navio de instalação adequado, os custos de mobilização/desmobilização e de entrega/transporte; a distância à infraestrutura existente, que afeta o comprimento e o projeto do duto/umbilical; as características do reservatório, como a classificação de pressão e temperatura, que afetam o projeto do equipamento; e a profundidade da água, o metocean (vento, ondas e correntes) e a condição do solo, que afetam o projeto do equipamento, o tempo de inatividade da instalação e o projeto da instalação.

Outro fator que impulsiona diretamente os custos são os equipamentos submarinos. Esses sistemas de produção submarinos podem variar em complexidade, indo desde um único poço satélite com uma linha de fluxo ligada a uma instalação até vários poços interligados em um sistema de produção e transferência de produto por meio de acomodações de processamento submarino para uma instalação. Segundo Yong Bai, o desenvolvimento de um campo

como a profundidade da água, as características do reservatório e o tipo de fluido presente. O preço unitário é fornecido por empresas e fabricantes especializados.



Figura 8: Implantação de uma árvore submarina. Fonte: Yong Bai, 2017.

Atualmente, os tipos de árvores fabricadas por essas empresas se dividem em duas categorias: árvore horizontal (HT) e árvore vertical (VT). As principais diferenças entre elas são suas configurações, tamanho e peso. No modelo HT, o suspensor de tubulação está no corpo da árvore, enquanto em um VT, o suspensor de tubulação está na cabeça do poço. Além disso, geralmente, um HT é menor em tamanho que um VT.

4.5.2 Manifolds

Os custos de um manifold submarino variam de acordo com vários fatores, incluindo:

- Tipo de manifold;
- Número de slots (geralmente 2, 4, 6, 8 ou 10);
- Classificação de pressão e temperatura;
- Tamanho do furo;
- Classe de materiais utilizada;

O número de slots influencia principalmente o tamanho e o peso da estrutura, bem como o tamanho do tubo e do coletor, o que afeta a instalação. As classificações de pressão, que variam entre 5, 10 e 15 psi, influenciam principalmente a espessura da parede do tubo e a seleção de válvulas.

4.5.3 Linhas de fluxos – Risers

Como mencionado anteriormente, as linhas de fluxo são utilizadas para conectar o poço à instalação de superfície e realizar funções de serviço necessárias, como transporte de óleo e gás, levantamento de gás e fornecimento de água de injeção, gás ou produtos químicos. Essas linhas, também conhecidas como risers, podem ser rígidas ou flexíveis e podem precisar de isolamento para evitar problemas futuros relacionados ao resfriamento do fluido de produção à medida que se move pelo fundo do mar

Os custos dessas linhas geralmente são calculados de forma individualizada dos demais equipamentos submarinos. A sua estimativa é feita de forma simples, multiplicando o comprimento da linha pelo preço unitário.

Os principais fatores utilizados para calcular o custo dos risers são: o tipo (rígido ou flexível), tamanho (diâmetro e espessura da parede), classe dos materiais utilizados na sua fabricação (tipo de aço), revestimento e comprimento.

Os aços utilizados na indústria de petróleo e gás offshore variam de aços carbono (padrões API grau B a grau X70 e superior) a aços exóticos, como duplex. Os aços de grau superior naturalmente possuem um preço mais elevado. No entanto, como os custos de produção de aços de alto grau foram reduzidos, a tendência geral da indústria tem sido o uso de aços de alto grau, normalmente os graus X70 e X80 para serviços não-marítimos e os graus X65 e X70 com espessura de parede de até 40 mm para serviço ácido. (Yong Bai, 2017).

4.6 Fontes de incertezas

Um projeto de exploração e produção offshore enfrenta diversas fontes de incertezas que podem afetar sua viabilidade e sucesso. Uma dessas fontes é a fragilização por modos de falha, que compreende a análise e mitigação dos riscos associados à deterioração estrutural de equipamentos e instalações submersas. A corrosão, fadiga e tensões operacionais são exemplos de fatores que podem levar à fragilização, exigindo estratégias de monitoramento e manutenção adequadas para garantir a integridade dos ativos.

Outra fonte de incerteza é a falta de precisão nos dados de coordenadas dos poços. A localização precisa dos poços é fundamental para o planejamento eficiente das atividades de perfuração e produção offshore. Incertezas ou imprecisões nos dados de coordenadas podem levar a problemas operacionais, atrasos e custos adicionais. Por isso, é necessário empregar métodos confiáveis de levantamento topográfico e mapeamento para garantir a exatidão das informações sobre a posição dos poços.

A posição da unidade estacionária de petróleo também representa uma fonte de incerteza relevante. Essa unidade abriga as operações de produção, armazenamento e processamento do petróleo extraído. A determinação precisa da posição e o correto posicionamento da unidade são essenciais para garantir sua estabilidade e segurança operacional. Incertezas relacionadas à posição da unidade podem acarretar riscos de colisões, mau funcionamento dos equipamentos e impactos negativos na produtividade do campo.

Além disso, a expectativa de vida útil dos dutos é outra fonte de incerteza a considerar. Embora projetados para operar por um determinado período, muitas vezes os dutos operam apenas uma parte desse tempo projetado. Um exemplo disso é o caso de corrosão sob tensão por CO₂, no qual ocorreu o rompimento de um duto flexível de injeção de gás durante o segundo ano de operação. O equipamento, que tinha uma vida útil estabelecida pelo fabricante de 20 anos, sofreu uma falha inesperada e catastrófica. As possíveis consequências desse incidente incluem perdas de produção e acidentes com impactos ambientais significativos.

Além das fontes mencionadas, a incerteza de calcular o custo de algo que ainda não é conhecido também é uma preocupação em projetos offshore. A natureza complexa e os desafios inerentes à exploração e produção de petróleo em ambientes submarinos dificultam a previsão precisa dos custos envolvidos. A falta de informações detalhadas sobre determinadas atividades ou tecnologias específicas pode tornar difícil estimar os custos com precisão, exigindo uma abordagem cautelosa e a consideração de margens de erro nos cálculos financeiros.

Em resumo, as fontes de incertezas em projetos de exploração e produção offshore incluem a fragilização por modos de falha, a incerteza dos dados de coordenadas de poço, a posição da unidade estacionária de petróleo, a expectativa de vida útil dos dutos e a incerteza de calcular os custos de atividades desconhecidas. O gerenciamento adequado dessas incertezas é fundamental para minimizar riscos, tomar decisões informadas e assegurar a viabilidade econômica e operacional do projeto.

5 METODOLOGIA

A proposta deste trabalho é realizar uma análise econômica de um projeto de engenharia submarina para o campo de Paru, em Alagoas. A metodologia utilizada para essa análise envolve a estimativa dos custos de exploração e produção de óleo e gás em dois cenários distintos: com risers do tipo rígido e com risers do tipo flexível. Além dos indicadores econômicos, serão consideradas as vantagens e desvantagens de cada tipo de riser de acordo

com as necessidades e o nível de precisão desejado, o que pode variar de acordo com o grau de definição do projeto.



Figura 9: Fluxogramas das etapas para o desenvolvimento do trabalho. Fonte: autor, 2023

A revisão bibliográfica deste estudo é baseada no caso desenvolvido por Yong Bai et al. (2017), que realizou uma estimativa de CAPEX para um campo submarino na região do Golfo do México. Os dados utilizados foram obtidos por meio de levantamentos em livros, com os valores reajustados de acordo com a inflação histórica. Os dados de produção e características do reservatório do campo de Paru foram obtidos no site da Agência Nacional do Petróleo (ANP) e em fontes secundárias, como sites especializados em óleo e gás.

A referência teórica dos dados coletados foi escolhida de acordo com sua relevância para a análise de viabilidade econômica da utilização de risers rígidos e flexíveis em um projeto offshore no campo de Paru em Alagoas. Foram considerados os conceitos de risers, bem como as vantagens e desvantagens de cada tipo, suas aplicações, as despesas de capital e operacionais em um campo submarino, além da importância dos indicadores financeiros utilizados na avaliação desse tipo de projeto.

Com base nos dados coletados, foram definidos modelos nos indicadores econômicos para realizar a análise de viabilidade econômica deste projeto, considerando a inflação norte americana ao longo dos anos, a escolha pela taxa dos Estados Unidos se dá pelo fato do dólar ser considerado uma moeda de referência, a volatilidade cambial, a fácil disponibilidade dos dados e de experiência anteriores com o uso dessa moeda, foram utilizados também a série histórica dos preços do barril de petróleo e gás natural. A partir dessas informações, foram montadas tabelas de estimativas de custos (CAPEX e OPEX) para os dois tipos de risers, utilizando a metodologia da Estrutura Analítica de Trabalho (WBS), que lista os custos item

por item e relaciona essas despesas com as receitas obtidas por meio do volume acumulado de produção no campo de Paru nos últimos 20 anos.

Após essa etapa, avaliou-se os cenários propostos por meio da utilização de planilhas, obtidas com o Microsoft Excel, para construir um modelo de análise de fluxo de caixa descontado. O modelo utilizou os indicadores VPL (Valor Presente Líquido), TIR (Taxa Interna de Retorno) e Payback para avaliar a viabilidade econômica do campo de Paru em Alagoas com os dois modelos de risers propostos: rígidos e flexíveis. Com base na metodologia WBS, que forneceu dados e detalhes do projeto, listando os custos item a item, foi possível calcular os custos totais para a construção dos dois modelos propostos.

Dentre as limitações deste trabalho, destacam-se a falta de dados detalhados sobre as características do campo de Paru e dos reservatórios, bem como a impossibilidade de prever variações futuras nos preços do petróleo e de outros insumos utilizados no projeto. Em resultados e discussões, foram elaborados tabelas e gráficos de acordo com os critérios previamente definidos, com o objetivo de determinar a melhor opção para o projeto em questão. A validade da pesquisa foi garantida por meio da utilização de métodos de análise de projetos consolidados no mercado, bem como pela utilização de dados atualizados.

6 APLICAÇÃO: CAMPO DE PARU, ALAGOAS

Afim de delimitar melhor a análise dos tipos de risers a serem estudados, um campo offshore de petróleo foi escolhido como aplicação no nosso estudo, o campo de Paru localizado no município de Coruripe, Alagoas, é um campo maduro que produz petróleo e gás desde a década de 1980 e possui um grande potencial de produção devido à presença de reservatórios de alta qualidade. Recentemente, o campo passou por um processo de revitalização com a perfuração de novos poços e a implementação de novas tecnologias para aumentar sua produtividade. É um campo estratégico para a indústria de petróleo e gás brasileira e representa um desafio para o desenvolvimento de projetos de engenharia submarina (ChatGPT com dados ANP - Adaptado, 2019).

Atualmente, o campo tem como concessionário a Origem Energia Alagoas, considerado um campo de águas rasas. Paru pertence à Bacia Sergipe Alagoas e fica localizado na plataforma continental de Alagoas, no baixo Coruripe, estando a aproximadamente 17 km da costa e a 100 km da capital Maceió. Possui uma lâmina d'água de 24 m e uma área de 15,12 km² (ANP, 2019).

Mapa de Localização - Campo de Paru

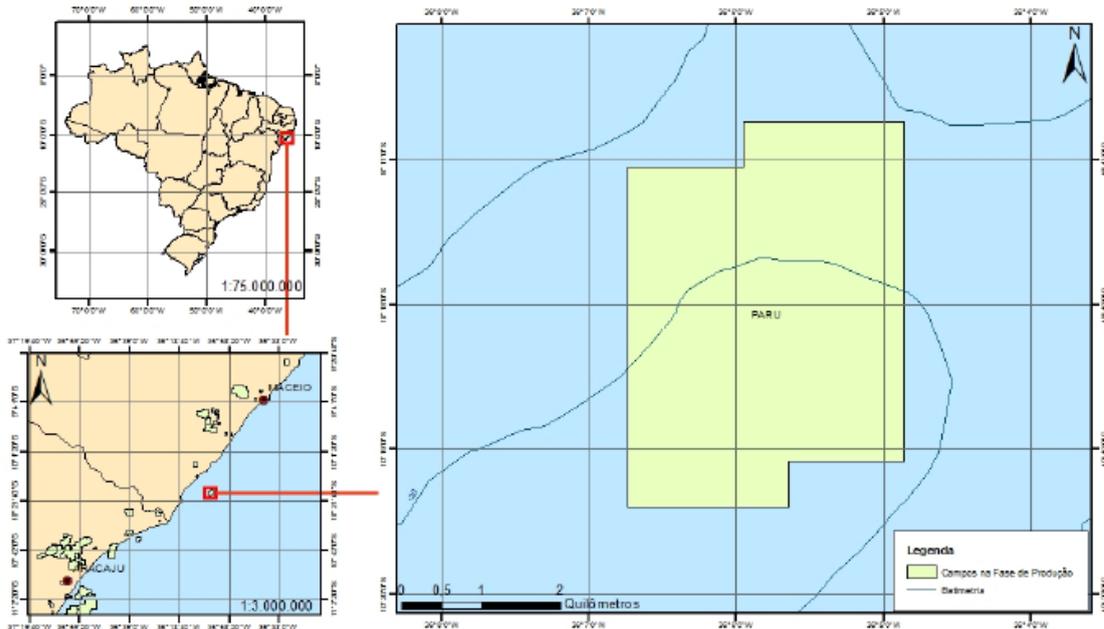


Figura 10: Localização do Campo Paru, Alagoas. Fonte: ANP, 2019.

O fluido principal presente neste campo é gás. Possui 5 (cinco) poços perfurados e um único poço produtor, este equipado com uma árvore de natal molhada (ANM). A ANM é controlada de forma remota por uma boia posicionada a aproximadamente 430 metros dela. A produção do gás é totalmente escoada através de um duto submarino de produção ligado à árvore de natal molhada do poço até a estação de medição terrestre que tem como base o município de Coruripe/AL.

Todo o processamento primário do que é produzido no campo de Paru é realizado na Estação de Produção de Furado, que recebe os fluidos por meio de um gasoduto Furado/Robalo. Após o processamento inicial, juntamente com o óleo produzido por demais campos da região, estes são bombeados por dutos ou transferidos através de carretas até a estação de Pilar, Alagoas, e depois disso, são escoados até o Terminal de Maceió por meio do oleoduto.

O gás natural é acumulado em reservatórios localizados na formação Maceió. Estes são compostos por arenitos arcossianos, médios a muito grossos, de idade Albo-Aptiano, cujas permeabilidades variam de 85 mD a 0,4 mD e porosidades de até 17%. A análise do condensado realizada em amostras do campo apontou densidade variando entre 40,2° a 44,2° API (ANP, 2019).

Segundo dados obtidos junto a ANP (2023) a produção acumulada de óleo e gás no campo Paru em Alagoas nos últimos 20 anos foi a seguinte:

Hidrocarboneto	Quantidade
Gás natural (MMBTU – milhões de BTU)	34.322.715,25 MMBTU
Óleo (bbl – Barril de petróleo)	1.905.682,10 BBL

Tabela 4: Volume acumulado de produção de óleo e gás no campo de Paru entre os anos de 2002 e 2022. Fonte: ANP, 2023.

7 ESTIMANDO CAPEX E OPEX PARA O CAMPO DE PARU

Em projetos de engenharia submarina, é comum que o CAPEX seja estimado detalhadamente através do método WBS em uma planilha de itens. Já o OPEX depende fortemente das características adotadas no reservatório, bem como dos projetos e equipamentos utilizados.

O objetivo destas estimativas é comparar a viabilidade econômica na utilização de risers rígidos e flexíveis em projeto offshore no campo de Paru em Alagoas, através das variáveis CAPEX e OPEX para cada um dos cenários propostos, verificando assim a influência financeira nos diferentes tipos de risers.

7.1 Variáveis CAPEX

Todos os valores elencados nesse estudo têm como base o estudo de caso desenvolvido por Yong Bai et al. (2017), que realizou uma estimativa de CAPEX para um campo submarino na região do Golfo do México em 2008, todos os valores utilizados aqui foram corrigidos pela inflação para o ano de 2023.

A tabela 4 descreve as etapas de estimativa de CAPEX em um estudo de viabilidade para um campo submarino.

Etapas para cálculo do CAPEX:

Etapas	Dados
01	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Baseado nas seguintes informações: <ul style="list-style-type: none"> • Localização do campo; • Profundidade da lâmina da água; • Número de poços; • Número de poços produtores; • Determinando assim o layout do campo.
02	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Através do Plano de desenvolvimento do campo, selecionar o equipamento subsea a ser utilizado, incluindo tipo e qualidade. <p>Estimar o custo total do equipamento (C_{equi}) e adicionar:</p> <ul style="list-style-type: none"> • C_{subsea} = Custo do equipamento subsea escolhido; • 2-4% para custos com impostos e taxas;

	<ul style="list-style-type: none"> • 2-4% para custos com transportes; • 2-4% para custos com peças de reposição. • Podemos estimar o C_{equi} através da seguinte forma: $C_{equi} = (1 + 2 - 4\% + 2 - 4\% + 2 - 4\%)C_{subsea} \quad (3)$
03	<p>➤ Baseado no equipamento submarino escolhido, estimar o custo com testes (C_{teste}) e comissionamento offshore (5-10% C_{equi}), este através da seguinte formula:</p> $C_{teste} = 5 - 10\% C_{equi} \quad (4)$
04	<p>➤ Baseado na localização do campo, equipamento subsea escolhido, tamanho, peso, avaliação de instalação de navio estimar o custo de instalação (C_{inst});</p> <p>➤ Incluir neste custo gastos com taxas de mobilização/desmobilização, custo com aluguel de ferramentas e com mão de obra especializada e adicionar de 20-30% do valor estimado com o custo de instalação (C_{inst}) devido a duração e a falta de conhecimento do clima;</p> $C_{inst} = (1 + 20 - 30\%)C_{teste} \quad (5)$
05	<p>➤ Estimar custos com gerenciamento de projetos e engenharia (C_{proj}) baseado no custo de instalação (C_{inst}):</p> $C_{proj} = 5 - 8\%C_{inst} \quad (6)$
06	<p>➤ Estimar custos com seguros (C_{seg}) baseado no custo de instalação (C_{inst}):</p> <p>➤ $C_{seg} = 7 - 11\%C_{inst} \quad (7)$</p>
07	<p>➤ Sendo assim, o sub total CAPEX pode ser estimado como:</p> $C_{sub} = C_{equi} + C_{teste} + C_{inst} + C_{proj} + C_{seg} \quad (8)$ <p>➤ Baseado no nível de confiança, será adicionado uma margem de erro 10-20% no custo subtotal afim de suprir a contingência de custos e imprevistos.</p> $CAPEX = (1 + 10 - 20\%)C_{sub} \quad (9)$

Tabela 5: Etapas de cálculo de um CAPEX. Fonte: Yong Bai – adaptada.

A seguir, encontram-se os dados referentes ao Campo de Paru que serão utilizados para a elaboração do CAPEX do nosso projeto. É importante ressaltar que esses dados devem ser adaptados para cada projeto específico.

- Descrição do Campo:
- Região do Campo: Coruripe, Bacia Sergipe-Alagoas, aproximadamente 17km da costa e a 100km da capital mais próxima, Maceió;
- Números de poços: 04 (quatro), sendo 01 (um) poço produtor;
- Profundidade da água: 24 metros;
- Números de árvores: 1 (um);
- Ligação através de uma boia submarina;
- Equipamento principal: 1 (um) sistema de árvore vertical de 5 pol x 2 pol, 10ksi;
- Um manifold e um PLET de produção;
- Umbilical de 135 metros;

- Risers/Linhas de fluxo de 240 metros.

7.1.1 Cálculo CAPEX – Riser rígido

Como proposto em nosso trabalho, inicialmente iremos realizar o cálculo do CAPEX utilizando risers do tipo rígido no Campo de Paru, os quais possuem custos mais baixos de aquisição e maiores dificuldades de transporte e instalação, conforme já elencado anteriormente.

Descrição de custos		
Custos de equipamentos (C_{equi})	quantidade	Valor em US\$
01 (um) conjunto de arvore vertical molhada 5” x 2”, 10ksi.	01	1.054.270,00
Conjuntos de equipamentos hardware submarino (01 manifolds, 01 PLET, 02 jumpers, 02 medidores de vazão, equipamentos de controle).	-	1.813.344,40
Umbilical 135metros (5.323 US\$/metro)	135	718.605,00
A - Total (C_{equi})		3.586.219,40
Risers do tipo rígido (240 metros), 0.2m de diâmetro, 10 ksi, 1m de espessura, (791,2 US\$/m)	240	189.888,00
Revestimento padrão (240 metros), P90, 0.2m, (1.238,4 US\$)	240	297.216,00
B -Total (C_{equi}) – Risers rígido e revestimento		487.104,00
C - Total A + B		4.073.323,40
Custo com testes e comissionamento		
Custos com testes FAT, EFAT (testes de fábrica) para realização dos testes são necessários aluguel de ferramentas, custos com pessoal (coordenador, técnico e etc) e apoio. (68.800 US\$/metro de lâmina da água, 24 metros)	24	1.651.000,00
Teste SIT: teste de integração de sistema afim de integrar a arvore de natal ao conjunto de equipamentos submarinos. (5.986,40 US\$/metro, 24 metros)	24	143.673,60
D – Total (C_{teste})		1.794.673,60
Custo de Instalação		
Conjunto de arvore de natal – 110.000 US\$/dia – 5 dias de instalação	5	550.000,00
Navio ROV – Suporte	-	81.000,00
Instalação de Hardware submarinos (manifold, PLET, jumpers, umbilical, medidores de vazão e etc).	-	4.953,00
Instalação de risers rígidos (risers do tipo Rígido possuem um custo de instalação bem superior quando comparado	-	744.000,00

ao Riser Flexível) 31.000 US\$/metro, 24 metros de lâmina da água		
E – Total (C_{inst})		1.379.953,00
F - Custos de Engenharia e Gerenciamento de Projeto: 7% do Custo de Instalação		96.596,70
G - Custo de Seguros: 9% do Custo de Instalação		124.195,70
Subtotal CAPEX – Risers Rígidos (C+D+E+F+G)		7.468.742,40
H - 15% de contingência de custos sobre o Subtotal CAPEX		1.120.311,36
CAPEX estimado para Risers Rígidos		8.589.053,76

Tabela 6: Estimativa de custos para CAPEX utilizando Risers Rígidos valores ajustados de acordo com a inflação dos Estados Unidos para 2023. Fonte: Yong Bai adaptado.

7.1.2 Cálculo CAPEX – Riser flexível

Neste item, iremos realizar o cálculo do CAPEX utilizando risers do tipo flexível no Campo de Paru, os quais possuem custos bem mais elevados de aquisição e menores dificuldades de transporte, instalação e manutenção, como já foi elencado anteriormente.

Descrição de custos		
Custos de equipamentos (C_{equi})	quantidade	Valor em US\$
01 (um) conjunto de arvore vertical molhada 5” x 2”, 10ksi.	01	1.054.270,00
Conjuntos de equipamentos hardware submarino (01 manifolds, 01 PLET, 02 jumpers, 02 medidores de vazão, equipamentos de controle).	-	1.813.344,40
Umbilical 135metros (5.323 US\$/metro)	135	718.605,00
A - Total (C_{equi})		3.586.219,40
Risers do tipo flexível (240 metros), 0.16m de diâmetro, 10 ksi, P90, 1m de espessura, (6536 US\$/m)	240	1.568.640,00
Revestimento padrão (240 metros), P90, 0.2m, (1.238,4 US\$)	240	297.216,00
B -Total (C_{equi}) – Riser flexível e revestimento		1.865.856,00
C - Total A + B		5.452.075,40
Custo com testes e comissionamento		
Custos com testes FAT, EFAT (testes de fábrica) para realização dos testes são necessários aluguel de ferramentas, custos com pessoal (coordenador, técnico e etc) e apoio. (68.800 US\$/metro de lâmina da água, 24 metros)	24	1.651.000,00
Teste SIT: teste de integração de sistema afim de integrar a arvore de natal ao conjunto de equipamentos submarinos Risers do tipo flexível possui maior facilidade de integração e testagem, por isso é cerca de 30% mais	24	102.624,00

barato quando comparado ao rígido (4.276,00 US\$/metro, 24 metros)		
D – Total (C_{teste})		1.753.624,00
Custo de Instalação		
Conjunto de arvore de natal – 110.000 US\$/dia – 5 dias de instalação	5	550.000,00
Navio ROV – Suporte	-	81.000,00
Instalação de Hardware submarinos (manifold, PLET, jumpers, umbilical, medidores de vazão e etc.)	-	4.953,00
Instalação de risers flexíveis (risers do tipo flexível possuem um custo de instalação bem inferior quando comparado ao Riser rígido) 3.513 US\$/metro, 24 metros de lâmina da água.	-	84.335,00
E – Total (C_{inst})		720.288,00
F - Custos de Engenharia e Gerenciamento de Projeto: 7% do Custo de Instalação		50.420,10
G - Custo de Seguros: 9% do Custo de Instalação		64.825,90
Subtotal CAPEX – Risers Flexíveis (C+D+E+F+G)		8.041.233,40
H - 15% de contingência de custos sobre o Subtotal CAPEX		1.206.185,01
CAPEX estimado para Risers Flexíveis		9.247.418,41

Tabela 7: Estimativa de custos para CAPEX utilizando Risers Flexíveis valores ajustados de acordo com a inflação dos Estados Unidos para 2023. Fonte: Yong Bai adaptado.

7.2 Variáveis OPEX

A vida de um poço offshore inclui cinco estágios: planejamento, perfuração, completação, produção e abandono. A fase de produção é a fase mais importante porque, quando se produz óleo e gás, as receitas são geradas. Normalmente, a vida útil de produção de um poço é de cerca de 5 a 20 anos. (Yong bai, 2017).

Durante a fase de produção de um poço offshore, que dura em média de 5 a 20 anos, é necessário calcular as despesas de operação e manutenção, bem como as despesas não-planejadas, a fim de se estimar o ciclo de vida do poço. Para isso, utiliza-se o OPEX, que tem como finalidade calcular todos esses custos, como o custo do spread da plataforma de intervenção multiplicado pelo tempo estimado para cada recompletação.

A tabela 7 apresenta uma distribuição padrão dos componentes típicos do OPEX para um projeto offshore, sendo que a porcentagem de cada componente pode variar de acordo com a empresa, localidade, profundidade dos poços e projeto de desenvolvimento do campo.

Componentes de custo	porcentagem sobre o Custo do Equipamento
Impostos e taxas	2-4%

Transporte do produto (águas rasas: custo menor)	2-5%
Seguro do Operador	1-2%
Atividades de produção	1-3%
Custo com peças de reposição dos equipamentos	2-4%
Custos de intervenção nos poços de produção	1-3%
Custos com plataforma de hospedagem de operação e suas taxas	1-3%
Custo com manutenção/reposição com linha de fluxo	Risers Rígidos: 5-15% Risers Flexíveis 1-2%

Tabela 8: Distribuição das variáveis para cálculo de OPEX em águas rasas. Fonte: Yong Bai – adaptada.

Tendo como base o C_{equi} (**3.586.219,40 US\$**) obtido no CAPEX, foi realizado o cálculo das variáveis do OPEX.

7.2.1 Cálculo OPEX – Risers Rígidos

Para o cálculo do OPEX anual dos risers utilizados no Campo de Paru, serão considerados os custos relacionados à manutenção e reposição dos risers rígidos, que apresentam menor durabilidade e resistência à corrosão se comparados aos risers flexíveis. Dessa forma, é importante destacar que os custos de manutenção e substituição desses risers tendem a ser mais elevados ao longo da vida útil do poço.

Componentes de custo e porcentagem sobre o C_{equi} (3.586.219,40 US\$)	Valor em US\$
Impostos e taxas (2%)	71.724,30
Transporte do produto (águas rasas: 2%)	71.724,30
Seguro do Operador (1%)	35.862,10
Atividades de produção (2%)	71.724,30
Custo com peças de reposição dos equipamentos (3%)	107.586,50
Custos de intervenção nos poços de produção (2%)	71.724,30
Custos com plataforma de hospedagem de operação e suas taxas (2%)	71.724,30
A – Total	502.069,60
O custo com manutenção com os risers rígidos é calculado de acordo com o Custo de Equipamento (C_{equi} – Risers Rígido) obtido na tabela 5, item B custando (487.104,00 US\$).	
B -Custo de manutenção/reposição para risers rígidos (10%)	48.710,40
Total OPEX – Riser rígido (A + B)	550.780,00

Tabela 9: Estimativa de custos para OPEX utilizando Risers Rígidos valores ajustados de acordo com a inflação dos Estados Unidos para 2023. Fonte: Yong Bai adaptado.

7.2.2 Cálculo OPEX – Risers Flexíveis

Neste item, realizaremos o cálculo do OPEX anual utilizando risers do tipo flexível no Campo de Paru. Os risers flexíveis possuem maior durabilidade e resistência à corrosão, tornando sua manutenção e reposição economicamente mais viável do que os risers rígidos, como descrito anteriormente.

Componentes de custo e porcentagem sobre o C_{equi} (3.586.219,40 US\$)	Valor em US\$
Impostos e taxas (2%)	71.724,30
Transporte do produto (águas rasas: 2%)	71.724,30
Seguro do Operador (1%)	35.862,10
Atividades de produção (2%)	71.724,30
Custo com peças de reposição dos equipamentos (3%)	107.586,50
Custos de intervenção nos poços de produção (2%)	71.724,30
Custos com plataforma de hospedagem de operação e suas taxas (2%)	71.724,30
A – Total	502.069,60
O custo com manutenção com os risers flexíveis é calculado de acordo com o Custo de Equipamento (C_{equi} – Risers Flexível) obtido na tabela 6, item B custando (1.865.856,00 US\$).	
B - Custo de manutenção/reposição para risers flexíveis (1%)	18.658,50
Total OPEX – Riser flexível (A + B)	520.728,10

Tabela 10: Estimativa de custos para OPEX utilizando Risers Flexíveis valores ajustados de acordo com a inflação dos Estados Unidos para 2023. Fonte: Yong Bai adaptado.

7.2.3 Comparativos OPEX

Tomando como base um poço no Campo de Paru em Alagoas que produz por cerca de 20 anos, utilizando como base a inflação anual dos Estados Unidos cerca de 3,9%, iremos realizar o cálculo do OPEX utilizando risers rígidos e flexíveis para 20 anos de operação.

$$\sum_{t=20}^n VF = VP (1 + i)^n \quad (3)$$

Sendo:

VF = Valor futuro;

VP = Valor presente;

i = taxa de juros;

n = tempo decorrido.

Logo temos:

VP (Riser Rígido) = 550.780,00 US\$;

VP (Riser Flexível) = 520.728,10 US\$;

$i = 3,9\%$ (0,039);

$n = 20$ anos;

Portanto o OPEX para 20 anos em relação aos tipos de risers são:

OPEX Riser Rígido = 16.798.097,66 US\$;

OPEX Riser Flexível = 15.944.844,53 US\$;

8 RESULTADOS E DISCUSSÕES

8.1 Custo do Ciclo de vida no Campo de Paru

Muitos aspectos devem ser considerados para determinar o custo do ciclo de vida de um sistema submarino. Toda essa análise, por meio do CAPEX e OPEX, é composta por elementos que são utilizados para determinar o custo total desse ciclo (Yong Bai - adaptada, 2017).

Logo após os cálculos obtidos nos itens 7.1 e 7.2, teremos o custo do ciclo de vida estimado para o Campo de Paru, utilizando risers rígidos e flexíveis por meio da fórmula 4.

$$CV = CAPEX + OPEX \quad (4)$$

Onde:

CV = Custo do ciclo de vida;

CAPEX = Despesas de capital;

OPEX = Despesas operacionais.

➤ Custo do ciclo de vida utilizando o Risers Rígidos: 25.387.151,42 US\$

➤ Custo do ciclo de vida utilizando o Risers Flexíveis: 25.192.262,94 US\$

Portanto, durante o ciclo de vida de produção do Campo Paru (20 anos) há uma economia de cerca de 200 mil dólares (194.888,48 US\$) utilizando os Risers do tipo Flexíveis, gerando uma economia anual média de aproximadamente 10 mil dólares (9.744,42 US\$).

No entanto, como já descrito no trabalho, é necessário considerar as vantagens e desvantagens na utilização de cada tipo de riser de produção estudado.

8.2 Comparativos: Análise dos indicadores financeiros para os dois cenários

Para obtermos os cálculos de VPL, é necessário o fluxo de caixa médio para os 20 anos de operação, descrito no item 8.1, e o custo do ciclo de vida. No item 6, temos o volume acumulado de produção para o Campo de Paru em Alagoas para o período de estudo.

Segundo o site Statista, o preço médio do barril de petróleo (bbl) nos últimos 20 anos foi de 62,10 US\$ (em dólares), enquanto, segundo o PODER360, o preço médio do gás natural, vendido por MMBTU (milhões de BTU), foi de 8,18 US\$.

Considerando o volume produzido multiplicado pelo valor médio de venda nos últimos anos, temos o seguinte fluxo de caixa esperado na tabela 11.

Hidrocarboneto	Quantidade	Valor de venda (em US\$)
Gás natural (MMBTU – milhões de BTU)	34.322.715,25 MMBTU	280.759.810,33
Óleo (bbl – Barril de Petróleo)	1.905.682,10 BBL	118.342.858,41
TOTAL em US\$		399.102.668,74
Fluxo de caixa anual médio (20 anos) em US\$		19.955.133,43

Tabela 11: Cálculo do fluxo de caixa total e médio para o campo de Paru. Fonte: Autor, 2023.

Sendo assim, de posse desses dados, podemos calcular os indicadores VPL, TIR e Payback para cada cenário (riser rígido e flexível). Para o cálculo do TIR, utilizamos uma TMA (taxa mínima de atratividade) de 10%, por se tratar de um investimento de alto risco. A tabela 12 apresenta os resultados desses indicadores, relacionando o fluxo de caixa com o custo do ciclo de vida de cada proposta.

Riser utilizado	VPL em US\$	TIR (em %)	Payback (em meses)
Risers do tipo rígido	140.963.684,89	51%	1,5094
Risers do tipo flexível	141.189.797,29	52%	1,4969

Tabela 12: Tabela comparativa VPL x TIR x Payback. Fonte: Autor, 2023.

Comprovando a tendência apresentada no custo do ciclo de vida, a tabela 12 mostra que os melhores resultados de VPL, TIR e Payback ocorrem quando se utilizam os risers do tipo flexível. No entanto, há uma margem financeira muito pequena entre os dois cenários. Ressalta-se que, em ambos os casos, a TIR é muito maior que a TMA estimada (10% versus 51% e 52%), ou seja, o investimento é bastante atrativo. Uma vez que a TMA se relaciona com a taxa mínima praticada para ter um bom retorno, destaca-se que o TIR deve atender minimamente a esse parâmetro.

8.2.1 Comparativo dos gráficos VPL, TIR e Payback

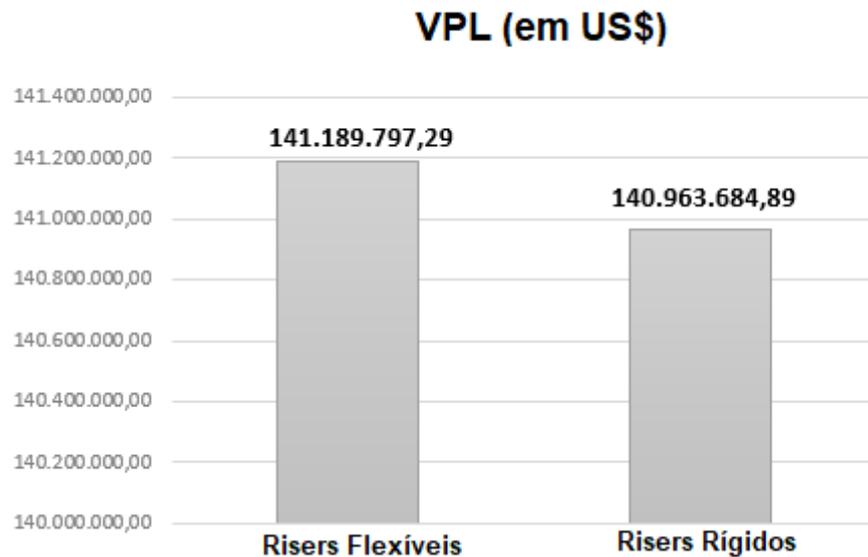


Figura 11: Gráfico comparativo VPL para Risers rígidos x Risers Flexíveis. Fonte: Autor, 2023.

A comparação entre os VPL é mostrada na figura 11, verifica-se um VPL levemente maior para risers flexíveis, cerca de 0,16%, sendo este obviamente, mais rentável.

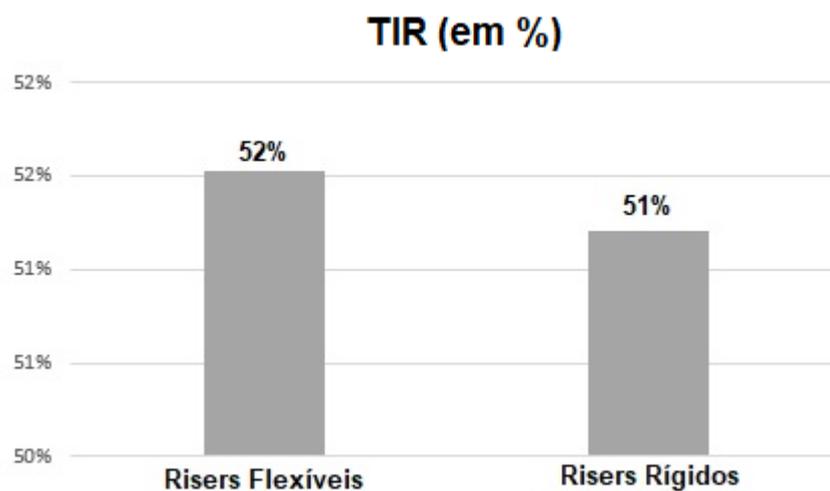


Figura 12: Gráfico comparativo TIR para Risers rígidos x Risers Flexíveis. Fonte: Autor, 2023.

Segundo o gráfico mostrado na figura 12, o TIR se mostra bem maior que a TMA considerada para as propostas que foi de 10% e a proposta utilizando os risers flexíveis tem uma TIR superior a proposta com risers rígidos.

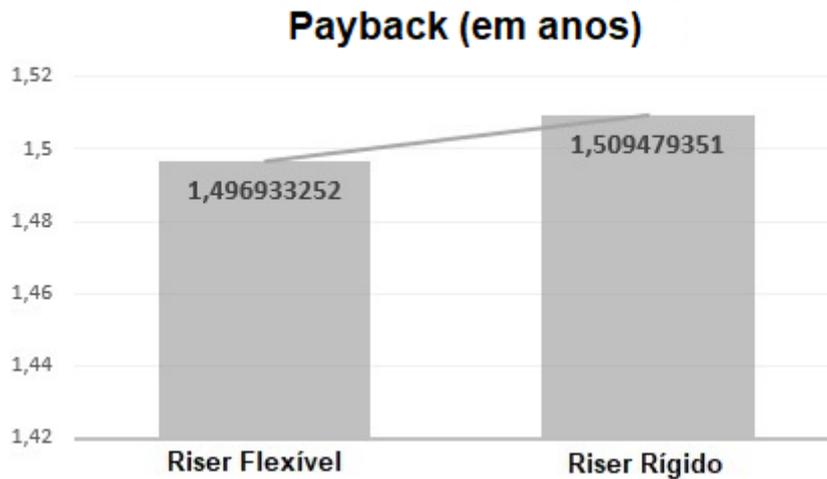


Figura 13: Gráfico comparativo Payback para Risers rígidos x Risers Flexíveis. Fonte: Autor, 2023.

A tendência apresentada no custo do ciclo de vida é comprovada pelos resultados dos indicadores VPL, TIR e Payback, como mostra-se na tabela 12. Os melhores valores ocorrem quando se utilizam os risers do tipo flexível, mas a margem financeira entre os dois quadros é muito pequena. Ressalta-se que em ambos os cenários a TIR é muito maior que a TMA estimada (10% vs 51% e 52%), o que indica um investimento bastante atrativo. Novamente, o payback, que analisa a liquidez do investimento, mostra a maior liquidez no uso de risers flexíveis, porém com a margem bem apertada quando comparada aos risers rígidos. Em ambos os cenários, o período de retorno é muito curto, algo que se espera em projetos de recuperação de reservatórios de hidrocarbonetos.

8.3 Conclusões

A implementação de um projeto de desenvolvimento de produção exige um investimento financeiro significativo e, caso não haja um estudo técnico-financeiro adequado, pode se tornar inviável economicamente. Por isso, é imprescindível realizar uma análise econômica que identifique e quantifique os riscos inerentes ao projeto, com o objetivo de minimizar ao máximo os prejuízos financeiros.

Este trabalho teve como objetivo realizar uma análise de viabilidade financeira comparando o uso de risers rígidos e flexíveis, abordando os fatores que influenciam tanto financeiramente quanto tecnicamente na exploração de óleo no campo de Paru, em Alagoas. A partir das análises realizadas, é possível concluir que:

- Em conclusão, a análise de viabilidade financeira realizada neste trabalho indicou que o uso de risers flexíveis é mais favorável, considerando todos os indicadores financeiros (VPL, TIR e Payback), apesar da margem reduzida entre os valores;
- Além disso, ao levar em conta o fato de que o Campo de Paru é um campo de águas rasas, a utilização de risers flexíveis é mais viável tecnicamente, devido à maior flexibilidade de traçado, baixa rigidez e maior resistência a acidentes no fundo do mar;
- Destaca-se que os risers flexíveis demandam menor necessidade de manutenção e intervenção, resultando em menor uso de equipamentos, materiais e mão de obra especializada;
- Atrelando a isso, as fontes de incertezas em projetos de exploração e produção offshore são múltiplas e podem comprometer a viabilidade e o sucesso do empreendimento. A fragilização por modos de falha, a incerteza dos dados de coordenadas de poço, a posição da unidade estacionária de petróleo e a imprecisão na estimativa de custos são algumas das principais fontes de incertezas identificadas;
- Portanto, é fundamental que se adotem estratégias de gerenciamento de riscos eficazes, incluindo análises detalhadas, monitoramento contínuo e planejamento flexível, a fim de mitigar os impactos dessas incertezas e garantir o sucesso dos projetos;
- De maneira geral, em campos offshore de águas rasas, os risers flexíveis são amplamente utilizados em projetos similares em comparação aos risers rígidos.

8.4 Sugestões de trabalhos futuros

Como sugestões para trabalhos futuros, com base nas observações feitas durante o desenvolvimento deste estudo, podemos destacar:

- A obtenção de mais dados experimentais para ajustar os modelos de cada campo, incluindo características físicas e geológicas, uma vez que a singularidade de cada reservatório de petróleo pode ser um desafio para representar de forma mais precisa os valores utilizados nos projetos de viabilidade econômica;
- A análise da variação de outros parâmetros que afetam o cálculo do VPL, TIR e Payback, tais como os custos de outros equipamentos utilizados em campos offshore, como árvores de natal molhada, manifolds, jumpers, tipos de navio, entre outros;
- A avaliação da viabilidade econômica de projetos que envolvam um maior número de

poços produtores e injetores;

- A extensão do período do projeto para melhorar os indicadores econômicos;
- A busca no mercado de uma planta de operação mais específica para o projeto, tendo em vista que o CAPEX é um dos fatores que tem grande impacto financeiro no projeto de campos, e uma otimização pode reduzir o custo-benefício da compra desses equipamentos, tornando o projeto mais rentável.

9 REFERÊNCIAS

AGÊNCIA NACIONAL DE PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS – ANP. Resolução nº 46/2016, de 1 de novembro de 2016. Regime de Segurança Operacional para Integridade de Poços de Petróleo e Gás Natural. **Diário Oficial da União**: ANP, Brasília, DF, 3 nov. 2016.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS - ANP. Anuário estatístico brasileiro do petróleo, gás natural e biocombustíveis. Rio de Janeiro: ANP, 2018.

AKINBOYEWA, J. et al. **Simulation of Expanding Solvent – Steam Assisted Gravity Drainage in a Field Case Study of a Bitumen Oil Reservoir**. SPE 129963-MS. Abril, 2010.

ALAWAD, M, N. J.; MOHAMMAD, H.A. Engineering Management and Inspection Schedule of Petroleum Well Integrity. **Journal of Emerging Trends in Engineering and applied Sciences** (JETAS), v. 7, n. 3, p. 109-117, 2016. Disponível em: <https://fac.ksu.edu.sa/sites/default/files/musaed_and_hawwas_paper_journal_website.pdf>. Acesso em: 20 dez. 2020.

BARILLAS, J. L. M. **Estudo da recuperação de óleo por drenagem gravitacional assistida por injeção de vapor**. 2008. 184 f. Tese (Doutorado em Pesquisa e Desenvolvimento de Tecnologias Regionais) - Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, 2008.

BARROSO NETO, E. P. **Smart reservoir**: uma proposta para otimização de tempo de exploração em reservatórios de petróleo. 2019. xi, 100 f., il. Dissertação (Mestrado em Sistemas Mecatrônicos) - Universidade de Brasília, Brasília, 2019.

BELLARBY, J. **Well Completion Design**. Amsterdam: Elsevier, 2009.

BENTHER, A. D. **Análise do Comportamento das Curvas de Pressão Requerida na Produção de Poços de Petróleo**. 2014. 136 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Civil) - Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2014.

BORGES, T. **Análise da reologia e do escoamento de um fluido de perfuração a partir de micro emulsão a base de óleo vegetal**. 2014. 58 f. Trabalho de Conclusão de Curso (Bacharel em Engenheiro de Petróleo) - Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, 2014.

BUTLER, R. M. **Thermal recovery of oil bitumen**. New Jersey, USA: Prentice Hall, 1991.

BRIGGS, P. J. et al. Development of heavy oil reservoirs. **J Pet Technol**, v. 40, n. 02, p. 206-214, 1988. Disponível em: <<https://onepetro.org/JPT/article-abstract/40/02/206/75519/Development-of-Heavy-Oil-Reservoirs>>. Acesso em: jan. 2021.

CARVALHO, M. B. M. **Análise técnico-econômica de métodos térmicos de recuperação avançada em reservatório de óleo pesado do nordeste brasileiro.** 2018. Trabalho de Conclusão de Curso (Bacharel em Engenharia de Petróleo) - Universidade Federal de Alagoas. Maceió, AL, 2018.

KLEINJPAUL, J. **Comparando geometrias de Risers em sistemas Offshore utilizando modelo dinâmico simplificado.** 2019. Trabalho de Conclusão de Curso (Bacharel em Engenharia Química) – Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Escola de Engenharia, Porto Alegre, 2019.

ORNELLAS, N. M. **Análise do comportamento dinâmico de um riser para seu dimensionamento.** 2014. Trabalho de Conclusão de Curso (Bacharel em Engenharia de Petróleo) – Universidade Federal de Pelotas, Pelotas, 2014.

ARAÚJO, G. L. **Análise estrutural de suporte de risers.** 2015. Trabalho de Conclusão de Curso (Bacharel em Engenharia Naval e Oceânica) – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Escola Politécnica, Rio de Janeiro, 2015.

CASTIÑEIRA, P. P. **Estudo da viabilidade econômica de projetos de recuperação suplementar para campos com alto grau de exploração.** 2008. 53 f. Monografia (Bacharel em Engenharia de Petróleo) – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2008.

COFFIN, P. "Horizontal Well Evaluation After 12 Years." Paper presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Houston, Texas, October 1993. doi: <https://doi.org/10.2118/26618-MS>

COPPE. Corrida para o mar: os desafios tecnológicos e ambientais do pré-sal. Rio de Janeiro: UFRJ. Disponível em: <https://www.coppe.ufrj.br/sites/default/files/coppe_pre-sal.pdf>. Acesso em: 25 nov. 2020.

DAKE, L.P. **Fundamentals of reservoir engineering.** New York: Elsevier Scientific Publishing Company Inc, 1978. 443p.

DONALDSON, E. C. et al. **Enhanced oil recovery, fundamentals and analyses.** 1. ed. New York: Elsevier Science Ltd, 1985.

FAROUQ ALI, S. M.; JONES, J. A.; MELDAU, R. F. **Practical heavy oil recovery.** University of Alberta, Alberta, 1997.

FERNANDES, G. M. D. **Estudo da configuração de poços no processo de drenagem gravitacional assistida por vapor (SAGD) em reservatórios do nordeste brasileiro.** 2016. 151 f. Tese (Doutorado em Ciência e Engenharia de Petróleo) - Centro de Ciências Exatas e da Terra, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, 2016.

FERRAZ, R. S. B.; BAIDYA, T. K. N.; AIUBE, F. A. L. Análise de projeto na indústria de Petróleo sob condições de incerteza. Artigo Científico. In: ENCONTRO NACIONAL DE ENGENHARIA DE PRODUÇÃO, 34., 2007. Foz do Iguaçu, PR. **Anais [...]**. Foz do Iguaçu, PR, 2007.

GERENCIAMENTO DO CAMPO DE PETRÓLEO. Puc Rio. Disponível em: <https://www.maxwell.vrac.puc-rio.br/22934/22934_3.PDF>. Acesso em 07 de janeiro de 2021.

GRABOWSKI, E. F. Platelet aggregation in flowing blood in vitro. I. Production by controlled ADP convective diffusion and quantification by videodensitometry. **Microvascular Research**, v. 16, n. 2, p. 159-182, set. 1978.

GREEN, D. W.; WILLHITE, G. P. **Enhanced oil recovery**. Richardson, TX : Society of Petroleum Engineers, 1998.

HARA, S. K.; CHRISTMAN, P. G. **Investigation of Cyclic Countercurrent Light-Oil/CO₂ Immiscible Process**. **SPE Advanced Technology Series**, v. 1. p. 159–165, 1993. doi: <https://doi.org/10.2118/20207-PA>

IBARZ, A. BARBOSA-CASANOVAS, G. V. **Unit Operations in Food Engineering**. London: CRC Press, 2003.

KAMISAKI, M. H. **Aplicabilidade do Método de Combustão In Situ nas Areias Betuminosas de Athabasca**. 2015. 69 f. Trabalho de Conclusão de Curso (Engenheiro de Petróleo) - Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2015.

VILAMEÁ. E. M. **Estudo de Viabilidade Técnica Aplicado ao Desenvolvimento do Conceito de Plataforma ULFPSO com Utilização de Riser Rígido em Catenária Livre**. 2017. 141 f. Dissertação (Mestrado em Ciência e Engenharia Naval e Oceânica) - Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, São Paulo, 2017.

LYONS, W. C. PLISGA, G. J. **Standard handbook of petroleum and natural gas engineering**. 2. ed. Oxford, UK: Elsevier, 2005.

MARQUEZAN, L. H. F.; BRONDANI, G. Análise de investimento. **Revista de contabilidade**, v. 3, n. 1, 2006.

MATHIAS, V. M. **Análise da injeção alternada de gás e Polímeros em um reservatório com características do pré-sal**. 2019. 121 f. Dissertação (Mestrado em Ciência e Engenharia de Petróleo) - Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, 2019.

NAKAJIMA, L. **Horizontal Wells Performance Optimization on Petroleum Fields**

Development. 2003. 128 f. Dissertação (Mestrado) - Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2003.

NAVEIRA, P. N. **Simulação de reservatórios de petróleo utilizando o método de elementos finitos para recuperação de campos maduros e marginais.** 2007. 114 f. Dissertação (Mestrado em Ciência e Engenharia Civil) - Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2007.

NGUYEN, N.; ALLINSON, W.G.: The Economics of CO₂ Capture and Geological Storage. Paper presented at the SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition, Melbourne, Australia, October 2002. doi: <https://doi.org/10.2118/77810-MS>

PODER360, **Preço histórico do Gás Natural de Petróleo praticado pela Petrobras,** Março, 2023. Site: PODER360. Disponível em: <<https://graficos.poder360.com.br/OGS8A/3/>>

BR INVESTING. **Série histórica do Preço do Barril de Petróleo.** Março, 2023. Site: Investing. Disponível em: <<https://br.investing.com/commodities/brent-oil-historical-data>>

NOGUEIRA, Paulo. **Revitalização de campos maduros na Bacia de Campos, podem render US\$ 12 bilhões de investimentos.** Macaé, RJ, 09 maio 2019. Site: Click Petróleo e Gás. Disponível em: <<https://www.ufpe.br/documents/40070/1837975/ABNT+NBR+6023+2018+%281%29.pdf/3021f721-5be8-4e6d-951b-fa354dc490ed>>. Acesso em: 20 out. 2020.

Evolução das taxas de inflação nos Estados Unidos da América. Março, 2023. Site: Dados mundiais. Disponível em: <<https://www.dadosmundiais.com/america/usa/inflacao.php#:~:text=A%20taxa%20de%20infla%C3%A7%C3%A3o%20para,3%2C8%25%20ao%20ano.>>

Agência Nacional do Petróleo (ANP), **Painel Dinâmico de Recursos e Reservas, Superintendência de desenvolvimento e produção,** Março de 2023, Disponível em: <<https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjoiMjk1ZDA3YmUtZjc5ZC00NjIzLWVhY2QtMWZkODAxOGJiMGFjIiwidCI6IjQ0OTlmNGZmLTI0YTYtNGI0Mi1iN2VmLTEyNGFmY2FkYzIxMyJ9>>

Agência Nacional do Petróleo (ANP), **Plano de Desenvolvimento do Campo de Paru, Alagoas,** 2019. Características e informações do campo. Disponível em <<https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/exploracao-e-producao-de-oleo-e-gas/gestao-de-contratos-de-e-p/fase-de-producao/pd/paru.pdf>>

OLIVEROS, L. R. et al. "Design Parameters and Technique Evaluation of Combustion Processes from Tube Testing." Paper presented at the SPE Heavy Oil Conference-Canada, Calgary, Alberta, Canada, jun. 2013. doi: <https://doi.org/10.2118/165458-MS>

PALACIOS, J. L.; PEÑA, A.; HIDALGO, V. Técnicas de gestión energética en sistemas de vapor. **Revista Politécnica**, v. 35, n. 3, fev. 2015. Disponível em: <<https://revistapolitecnica.epn.edu.ec/images/revista/volumen35/tomo3/TecnicasdeGestionEnergeticaenSistemasdeVapor.pdf>>. Acesso em: abr. 2021.

LEÃO, A. P. **Análise dos sistemas de risers utilizados na produção de óleo em sistemas submarinos**. 2014. Artigo (Caderno de Graduação) – Universidade Tiradentes, Aracaju, 2014.

M. MARTINS. **Sistemas de produção offshore**, 2014, Material de Disciplina de Graduação em Engenharia Naval, PUC-Rio, Rio de Janeiro, 2014.

PENG, D. Y. et al. A New Two-Constant Equation of State Industrial and Engineering Chemistry: Fundamentals. **Industrial & Engineering Chemistry Fundamentals**, v. 15, p. 59-64, 1976.

ROCHA, L. A. S. et al. **Perfuração Direcional**. 2. ed. Rio de Janeiro: Interciência, 2008.

RODRIGUES, M. A. F. **Análise de viabilidade de injeção de fluidos alternativos ao vapor em reservatórios de óleo pesado**. 2012. 231 f. Tese (Doutorado em Pesquisa e Desenvolvimento em Ciência e Engenharia de Petróleo) - Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, 2012.

RODRIGUES, M. L. M. **Curso Eficiência Energética em Sistemas de Vapor**. Belo Horizonte: DATTE: Educação & Treinamento, 2012.

ROSA, A. J.; CARVALHO, R. S.; XAVIER, J. A. D. **Engenharia de reservatórios de petróleo**. Rio de Janeiro: Interciência, 2006.

SAMANEZ, C. P. **Matemática Financeira: Aplicações à Análise de Investimentos**. São Paulo: Makron Books, 2005.

SANTOS, N. L. **Análise da utilização de injeção miscível de CO₂ em métodos de recuperação avançada de petróleo através de simulações computacionais: caso Unisim-I-D**. 2018. 55 f. Trabalho de Conclusão de Curso (Bacharel em Engenharia de Petróleo) - Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2018.

SANTOS, P. E. S.; et al. Métodos de recuperação secundária convencionais. **Cadernos de Graduação, Ciências Exatas e Tecnológicas**, v. 12, n. 12, 2010.

SANTOS, Y. D. S. **Análise da Injeção Alternada de Água e CO₂ (WAG) em Reservatórios de Óleo Leve**. Natal, RN, 2015.

SCHLUMBERGER. **Heavy Oil**, 2016. Disponível em: <https://www.slb.com/services/technical_challenges/heavy_oil.aspx>. Acesso em: 20 de

novembro de 2019.

SHENG, J. **Modern Chemical Enhanced Oil Recovery**. 1. ed. New York: Elsevier Science, 2010.

FONSECA, R. G. **Estudo da Injeção Contínua de Vapor Usando o Processo SAGD para Reservatórios de Óleos Pesados**. 2015. 56 f. Trabalho de Conclusão de Curso (Bacharel em Engenheiro de Petróleo) – Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, 2015.

SPIRAX SARCO. **Design of Fluid Systems: Hook Ups**. Blythewood, SC: Spirax Sarco, 2004.

SOAVE, G. Equilibrium Constants From a Modified Redlich-Kwong Equation of State. **Chemical Engineering Science**, v. 27. p. 1197-1203, 1972.

TAMER, M.; GATES, D. Impacto f diferente SAGD well configurations (Dover SAGD phase B case study). **Journal of canadian petroleum technology**. SPE 155502. October, 2011.

THOMAS, J. E. et al. **Fundamentos de Engenharia de Petróleo**. 2. ed. Rio de Janeiro: Interciência, 2001.

BAI. Y. et al. **Subsea Engineering Handbook**. ed. Elsevier. Oxford: Elsevier, 2012.