



Avaliação de novas metodologias de desenvolvimento para campos offshore com alto teor de contaminantes no pré-sal brasileiro

CAROLINE DA COSTA PAGANINI

Setembro de 2022

Avaliação de novas metodologias de desenvolvimento para campos *offshore* com alto teor de contaminantes no pré-sal brasileiro

Dissertação submetida como requisito parcial para obtenção do grau de Mestre em Engenharia Química, ramo opcional Energia e Biorrefinaria.

Caroline da Costa Paganini

Orientadores:

Anabela Maria Fonseca de Moura Guedes – Professor Adjunto ISEP

Américo Perfeito Santos Neves – Professor Adjunto ISEP

Igor Sobral – Subsea & Facilities Engineer GALP

Mário Luís Ribeiro – Head of E&P Projects GALP

Setembro de 2022

Agradecimentos

Chegar a uma defesa de tese de mestrado é caminho longo e difícil de ser traçado sozinha. Desde a época de caloiria em Engenharia Química em 2013 foram inúmeras pessoas que fizeram parte dessa trajetória, me incentivando, me desafiando e me dando oportunidades de ir mais longe. É óbvio que é impossível citar todos, mas certamente alguns merecem destaque especial.

Aos meus pais, Cláudia Mathias da Costa e Marcos Paganini e ao meu irmão, Vinícius da Costa Paganini agradeço por todo o apoio e companheirismo. Obrigado por sempre me incentivar a buscar objetivos e me ensinar de que nada realmente é inalcançável. Sem vocês, seria impossível seguir em frente em tantos desafios. Sou muito grata pelos conselhos, forças e ensinamentos ao longo dessa caminhada.

Aos meus amigos Elisa Labanca, Luísa Merlo, Lúcio Aragon e Lucas Crissaf que sempre estiveram presentes, mesmo que virtualmente, nos bons e maus momentos. Pelo apoio e palavras de incentivo, pela paciência e pelas boas risadas e momentos de descontração. E todos os outros amigos que estiveram junto durante toda essa caminhada e que mesmo de longe estiveram sempre presentes, mas que não seria possível escrever o nome de todos.

Agradeço aos meus orientadores do ISEP, a Eng. Anabela Guedes e ao Eng. Américo Santos Neves pela ajuda na elaboração da presente dissertação, com sugestões, incentivos e qualquer auxílio necessário para a sua realização.

Agradeço à GALP pelo acolhimento e oportunidade da realização do estágio curricular na empresa e ao Eng. Mário Ribeiro e ao Eng. Igor Sobral, que concordaram em serem meus orientadores na elaboração dessa dissertação na empresa e por terem estado presentes fornecendo todo auxílio e ajuda necessária para conclusão do mesmo.

Obrigada a todos os amigos e colegas de trabalho da GALP, cujo apoio e a convivência durante os 6 meses de estágio que foram fundamentais para o meu desenvolvimento profissional e pessoal.

Muito obrigada a todos!

“Live as if you were to die tomorrow. Learn as if you were to live forever.”
Mahatma Ghandi

Resumo

O desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural é um processo complexo, com várias etapas que depende de diversos fatores de risco. Devido à volatilidade e importância nos mercados internacionais atuais, este processo está sob constante mudança, evolução e desenvolvimento tecnológico. Este trabalho consiste na caracterização química de petróleo proveniente de um reservatório do pré-sal com alto teor de contaminante CO₂, para a partir do resultado realizar uma seleção dos melhores materiais a serem utilizados na definição do escopo submarino. Foi realizada também a análise de viabilidade económica deste campo de petróleo para identificar e quantificar os custos associados ao projeto com a inserção da nova tecnologia HISEP® utilizando-se do sistema de produção convencional com Unidade Estacionária de Produção do tipo FPSO, e a modelagem deste sistema de produção petrolífera no *software* Que\$tor. Através do Que\$tor, foram estimados o CAPEX e o OPEX de todo o projeto e inventariado discriminadamente cada componente destes custos de acordo com suas naturezas, a fim de se tratar adequadamente as incertezas associadas a estas estimativas através de distribuições probabilísticas. Para obtenção das receitas, foi considerado um valor médio na simulação da evolução de preços do petróleo e os indicadores financeiros como Valor Presente Líquido, Taxa Interna de Rendibilidade, *Break Even Point*, *Payback* foram obtidos através do método do fluxo de caixa.

Palavras-chave: *Offshore*, pré-sal, petróleo, HISEP®, CAPEX, OPEX.

Abstract

The development and production of oil and natural gas is a complex process, with a lot of stages that depends on several risk factors. Due to the volatility and importance in today's international markets, this process is under constant change, evolution, and technological development. This work consists of chemical characterization of oil from a pre-salt reservoir with a high content of CO₂ contaminant and with the result, a selection on the best materials to be used in the definition of the subsea scope was made. An economic feasibility analysis of this oil field was also conducted to identify and quantify the costs associated with the project with the insertion of the new HISEP® technology by using the conventional production system with a Stationary Production Unit of the FPSO type and the modeling of this oil production system in the QUE\$TOR software. Through QUE\$TOR, CAPEX and OPEX for the entire project were estimated and each component of these costs was inventoried in detail according to their nature, to address the uncertainties associated with these estimates through probabilistic distributions. To obtain the revenues, an average value was considered in the simulation of the evolution of oil prices and the financial indicators such as Net Present Value, Internal Rate of Return, Break Even Point, Payback were obtained through the cash flow method.

Keywords: *Offshore*, pre-salt, oil, HISEP®, CAPEX, OPEX.

Índice geral

Resumo	vii
Abstract	ix
Índice geral	xi
Índice de Figuras	xv
Índice de Tabelas	xvii
Nomenclatura	xix
1. Introdução	21
1.1. Enquadramento da dissertação.....	21
1.2. Motivação e objetivos	21
1.3. Empresa - GALP	22
1.4. Organização da dissertação.....	23
2. Conceitos e fundamentação teórica	25
2.1. Petróleo	25
2.2. Impurezas no petróleo.....	28
2.3. Tipos e caracterização de reservatórios	30
2.4. A Indústria do Petróleo	31
2.4.1. Petróleo no Mundo	32
2.4.2. Petróleo no Brasil	33
2.5. O desenvolvimento Offshore	36
2.5.1. Tipos de Plataforma Petrolíferas Offshore	36
2.5.2. Sistemas Submarinos de Produção	38
2.5.3. Componentes do Sistema Submarino de Produção	39
2.5.4. Arquitetura de arranjos submarinos.....	41
2.5.5. <i>High Pressure Separation (HISEP®)</i>	42
2.6. Avaliação de viabilidade económica do projeto	43
2.6.1. Investimentos e custos	46
2.6.2. Métodos de análise de viabilidade económica	46
2.6.3. CAPEX (<i>Capital Expenditures</i>)	48
2.6.4. OPEX (<i>Operational Expenditures</i>)	49
2.6.5. Software Que\$tor™	49
3. Metodologia Científica	51
3.1. Análise experimental	51

3.1.1.	Peso molecular, densidade, °API e teor de água.....	52
3.1.2.	Composição química do fluido condensado recebido	53
3.1.3.	Viscosidade.....	54
3.1.4.	Razão gás/óleo (RGO).....	54
3.1.5.	Composição química do gás sintético	55
3.1.6.	Expansão a composição constante (CCE)	56
3.1.7.	Depleção a volume constante (CVD)	56
3.1.8.	Viscosidade de alta pressão	57
3.1.9.	Tensão interfacial	57
3.2.	Viabilidade técnico económica	58
3.2.1.	O Campo.....	58
3.2.2.	Escopo Submarino	59
3.2.3.	Seleção de materiais	60
4.	Avaliação dos resultados e das análises experimentais	63
4.1.	Resultados das análises experimentais	63
4.1.1.	Massa molar, densidade, °API e teor de água.....	63
4.1.2.	Composição química do fluido condensado	63
4.1.3.	Viscosidade.....	65
4.1.4.	Razão gás/óleo (RGO).....	67
4.1.5.	Composição química do gás sintético	68
4.1.6.	Expansão a composição constante (CCE)	70
4.1.7.	Depleção a volume constante (CVD)	74
4.1.8.	Viscosidade de alta pressão	77
4.1.9.	Tensão interfacial	78
5.	Análise de viabilidade económica	79
5.1.	Modelagem do Campo	79
5.1.1.	Perfil da Produção	79
5.1.2.	Modelagem do Sistema Convencional com UEP.....	81
5.1.3.	Instalações Submarinas.....	82
5.2.	Pressupostos adotadas para análise económica.....	84
5.3.	Descrição dos Custos	85
5.3.1.	Custos de capital (CAPEX)	85
5.3.2.	Custos Operacionais (OPEX)	101
5.3.3.	Abandono	103
5.4.	Análise Fluxo de caixa (<i>Cash-flows</i>)	106

5.5. Indicadores.....	108
5.5.1. <i>Break even point</i>	108
5.5.2. Valor Atual Líquido (NPV).....	109
5.5.3. Taxa interna de retorno (IRR)	111
5.5.4. <i>Payback</i>	111
5.6. Incertezas do Projeto de Desenvolvimento e Produção.....	111
6. Conclusões	113
Referências	115
Anexos.....	123
Anexo A – Dados iniciais inseridos no <i>software</i> Que\$tor.....	123
Anexo B – Tabela detalhada fluxo de custos.....	124

Índice de Figuras

Figura 2.1 - Ilustração com o esquema de formação do petróleo. Adaptado de [7].	25
Figura 2.2 - Bacias sedimentares brasileiras [33].	34
Figura 2.3 - Distribuição do reservatório do pré-sal (em azul-escuro) em relação às bacias sedimentares no litoral brasileiro [37].	35
Figura 2.4 - Tipos de plataformas de petróleo offshore [43].	37
Figura 2.5 - Sistema de separação de óleo, água e gás no FPSO. Fonte: Que\$tor.	38
Figura 2.6 - Sistemas submarinos de produção [43].	39
Figura 2.7 - Cenário submarino com o conceito HISEP®. Linhas de injeção em azul, linhas de produção em preto e linhas de serviço/teste em vermelho.	43
Figura 2.8 - Etapas de um projeto de exploração de petróleo [56].	44
Figura 3.1 - Cilindro de amostragem [76].	52
Figura 3.2 - Crioscópio [78].	52
Figura 3.3 – Densímetro [76].	53
Figura 3.4 -Karl-Fisher coulométrico [76].	53
Figura 3.5 - Cromatógrafo de análise de gases (à esquerda) e cromatógrafo de análise de líquidos (à direita) [76].	53
Figura 3.6 - Viscosímetro “Capillar Cannon-fenske” [80].	54
Figura 3.7 - Sistema de recombinação de amostras [76].	54
Figura 3.8 – Gasômetro [76].	55
Figura 3.9 - Célula PVT [76].	56
Figura 3.10 - Viscosímetro de alta pressão [76].	57
Figura 3.11 - Tensímetro [83].	58
Figura 4.1 - Equação da reta da densidade versus temperatura.	66
Figura 4.2 - Temperatura versus viscosidade.	66
Figura 4.3 - Volume total da célula ao longo do experimento CCE.	72
Figura 4.4 - Volume total de líquido condensado durante o experimento.	72
Figura 4.5 - Volume relativo ao volume de saturação.	72
Figura 4.6 - Fator de compressibilidade do fluido monofásico.	73
Figura 4.7 - (a) Início do experimento nas condições iniciais, a 9000 psig. (b) Fim do experimento, a 1700 psig.	73
Figura 4.8 - Representação esquemática da depleção do fluido no CCE para melhor demonstrar o evento de expansão isotérmica.	74

Figura 4.9 - Comparação da % liq. Vd entre o CCE e o CVD.....	75
Figura 4.10 - Comparação CCE versus CVD para o total de condensado durante o experimento.	76
Figura 4.11 - Percentagem molar C5-C10 na fase gás retirada da célula.....	76
Figura 4.12 - Resultados da tensão interfacial em função da pressão.	78
Figura 5.1 - Perfil de produção de óleo em Mbbl por ano.....	80
Figura 5.2 - Perfil de produção de gás em MMsm ³ por ano.....	80
Figura 5.3 - Perfil de produção de água em Mbbl por ano.	80
Figura 5.4 - Layout da modelagem do sistema convencional.	82
Figura 5.5 - Layout do sistema submarino de produção no cenário convencional.	83
Figura 5.6 - Layout do sistema submarino de injeção no cenário convencional.....	83
Figura 5.7 - Gráfico do break even point do projeto.	109
Figura A. 1 - Dados inseridos da característica do campo e do fluido.	123
Figura A. 2 - Dados inseridos do perfil da produção do campo.....	123

Índice de Tabelas

Tabela 2.1 - Análise elementar do óleo cru típico [4].	26
Tabela 2.2 - Classificação do grau API. Adaptado de [13].	28
Tabela 3.1 - Poços previstos no escopo submarino.	59
Tabela 4.1 - Densidade, teor de água e massa molecular do condensado.	63
Tabela 4.2 - Composição química encontrada para o fluido rececionado.	64
Tabela 4.3 – Massa volúmica do condensado em função da temperatura.	65
Tabela 4.4 - Viscosidades do líquido condensado estabilizado em função da temperatura.	66
Tabela 4.5 - Valores das massas molares fornecidos pela Petrobras.	67
Tabela 4.6 - Comparação entre as composições do fluido sintético produzido e do fluido informado pelo parceiro.	68
Tabela 4.7 - RGO da amostra sintética preparada.	68
Tabela 4.8 - Resultado de cromatografia do gás do flash.	69
Tabela 4.9 - Resultado de cromatografia do líquido restante a pressão atmosférica.	70
Tabela 4.10 - Condições iniciais para o teste.	70
Tabela 4.11 - Resultados CCE.	71
Tabela 4.12 - Condições iniciais para expansão e ponto de orvalho aferido.	74
Tabela 4.13 - Resultados CVD.	75
Tabela 4.14 - Resultados CVD para o grupo C5-C8.	76
Tabela 4.15 - Resultados da cromatografia em cada pressão.	77
Tabela 4.16 - Resultados das medidas de viscosidade da amostra pressurizada.	77
Tabela 4.17 - Resultados de tensão interfacial.	78
Tabela 5.1 - Descrição do CAPEX do sistema em estudo.	86
Tabela 5.2 - Custo de equipamentos de perfuração de poços.	86
Tabela 5.3 - Custo de materiais de perfuração de poços.	87
Tabela 5.4 - Custo de perfuração de poços.	88
Tabela 5.5 - Custos com design e gerenciamento de projetos, seguro e contingência.	89
Tabela 5.23 - Custo dos equipamentos do sistema submarino de produção.	89
Tabela 5.7 - Custo dos materiais do sistema submarino de produção.	90
Tabela 5.8 - Custo de instalação do sistema submarino de produção.	90
Tabela 5.9 - Custos com design e gerenciamento de projetos, seguro e contingência do sistema submarino de produção.	91

Tabela 5.10 - Custo dos equipamentos do sistema submarino de injeção.....	92
Tabela 5.11 - Custo dos materiais do sistema submarino de injeção.	92
Tabela 5.12 - Custo de instalação do sistema submarino de injeção.....	93
Tabela 5.13 - Custos com design e gerenciamento de projetos, seguro e contingência do sistema submarino de injeção.	93
Tabela 5.14 - Custo de equipamentos do topside.	95
Tabela 5.32 - Custo de materiais do topside.....	96
Tabela 5.16 - Custo de fabricação do topside.....	96
Tabela 5.17 - Custo de hook-up e comissionamento do topside.	97
Tabela 5.18 - Custos com design e gerenciamento de projetos, seguro e contingência do topside.....	97
Tabela 5.19 - Custo dos equipamentos do FPSO.	98
Tabela 5.20 - Custo dos materiais do FPSO.....	98
Tabela 5.21 - Custo de fabricação do FPSO.....	99
Tabela 5.22 - Custo de instalação do FPSO.	99
Tabela 5.23 - Custo de Hook-Up e comissionamento do FPSO.	100
Tabela 5.24 - Custos com design e gerenciamento de projetos, seguro e contingência do FPSO.....	100
Tabela 5.25 - Descrição do OPEX do sistema em estudo.	103
Tabela 5.26 - Descrição dos custos de desmobilização de materiais e fabricação do topside.....	104
Tabela 5.27 – Descrição dos custos de remoção para desmobilização do topside.....	105
Tabela 5.28 – Descrição dos custos para design e gerenciamento de projetos, seguro e contingência para desmobilização do topside.	105
Tabela 5.29 – Descrição dos custos de sucateamento do topside.....	106
Tabela 5.30 - Descrição dos custos de desmobilização por setores.	106
Tabela 5.31 - Fluxo de caixa calculado para o sistema em estudo.....	107
Tabela 5.32 – Indicadores financeiros de viabilidade económica.	108
Tabela B. 1 - Fluxo de custos completo (CAPEX, OPEX, Abandono) extraídos do QUESTOR no sistema em estudo em MM US\$ e produção em MMbbl/ano.....	124

Nomenclatura

ANM – Árvore de Natal Molhada

ANP - Agência Nacional Do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis

AHTS - *Anchor Handling Tug Supply Vessel*

API - *American Petroleum Institute*

ASTM - *American Society for Testing and Materials*

BNDES - Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social

boe - barris de óleo equivalente

bpd - barris de petróleo por dia

CCE - Expansão a composição constante

CG – Cromatografia gasosa

CO₂ - dióxido de carbono

COFINS - Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social

CVD - Depleção a volume constante

DNPM - Departamento Nacional de Produção Mineral

DSV - *Dive Support Vessels*

E&P - Exploração e Produção

EPCI - Engenharia, Aquisição, Construção e Instalação

FID - Detetor de ionização de chama

FPSO - *Floating Production Storage & Offloading*

FPSS - *Floating Production Semi-Submersibles*

HISEP® - *High Pressure Separation*

IRPJ - Imposto de Renda de Pessoa Jurídica

MSV – *Multi-purpose service vessel*

PID - Proporcional integral derivative

PLEM – *Pipeline End Manifold*

PLET – *Pipeline End Termination*

PLSV - *Pipe Laying Support Vessel*

PSV - *Platform Supply Vessel*

PVT - Análises de pressão-volume-temperatura

RGO - Razão gás-óleo

ROV - *Remotely operated underwater vehicle*

SDU - *Subsea Distribution Unit*

TEG - Trietilenoglicol

TIR/IRR - Taxa interna de retorno ou *Internal Rate Return*

TLP - *Tension Leg Platforms*

TMA – Taxa mínima de atratividade

UEP - Unidades Estacionárias de Produção

VPL/NPV – Valor presente líquido ou *Net Present Value*

WACC - *Weighted Average Capital Cost* ou Custo médio ponderado do capital

°C - Grau Celsius

Z - Fator de compressibilidade

ρ - Massa específica

ν - Viscosidade cinemática

μ – Viscosidade dinâmica

1. Introdução

1.1. Enquadramento da dissertação

A presente dissertação enquadra-se no âmbito da unidade curricular de Dissertação/Estágio do Mestrado em Engenharia Química – Energia e Biorrefinaria, do Departamento de Engenharia Química, no Instituto Superior de Engenharia do Porto. O estágio teve a duração de 6 meses, durante o 1º semestre do 2º ano do curso. O trabalho foi desenvolvido na empresa Galp Exploração e Produção, SA, localizada em Lisboa, Portugal.

1.2. Motivação e objetivos

Desde 1940 que a atividade de Refinação teve início em Portugal, porém apenas em 1970, no Porto, que foi inaugurada a primeira refinaria, a refinaria de Matosinhos e nesta mesma época também foi estabelecido um plano de expansão petrolífero. Assim, em 1978 houve a criação da Refinaria de Sines, em Setúbal, além da expansão da refinaria do Porto e criação da indústria petrolífera [1].

A Galp é uma empresa de energia portuguesa fundada em 1999 e além de atuar localmente na refinação, distribuição e venda de produtos petrolíferos e geração de energia, tem grande presença a nível global em exploração e produção de petróleo e gás natural. Com presença no Brasil desde 1999, a Galp atua em vários projetos, dentre eles, os projetos *offshore* que incluem as participações na costa brasileira em áreas de águas ultraprofundas, denominado *cluster* do pré-sal da bacia de Santos. Esta descoberta do pré-sal de Santos, posicionou esta bacia como uma das detentoras de maior acumulação conhecida de petróleo e gás natural em águas ultraprofundas a nível mundial.

Na grande maioria, o gás natural do pré-sal está associado a um petróleo com uma alta razão Gás-Óleo (RGO) e com considerável teor de contaminantes e em algumas regiões, o principal é o dióxido de carbono (CO₂). A remoção destes contaminantes implica num aumento dos custos de exploração e produção comercial, pois exige aplicação de tecnologias inovadoras. Um destas tecnologias é a HISEP® *High Pressure Separation* (separação em alta pressão), desenvolvida e patenteada pela Petrobras, que consiste na separação de fases, na produção de uma dessas fases (fase mais rica em hidrocarbonetos) e reinjeção da outra (fase mais rica em CO₂) no reservatório inicial em sistema submarino com o objetivo de se manter a pressão do sistema e assim otimizar a

performance económica do campo. Com a utilização desta tecnologia, é necessária a instalação de um *topside* menor para receber a produção de hidrocarbonetos líquidos com menor quantidade de gás associado [2].

Considerando os elevados custos associados às tecnologias disponíveis para a remoção do CO₂, bem como a diminuição nos volumes de gás natural disponíveis para comercialização após esta etapa, o objetivo deste trabalho é avaliar a viabilidade económica de exploração e produção num campo de petróleo com alto teor de contaminantes e propor a melhor metodologia para seu desenvolvimento utilizando das novas tecnologias disponíveis atualmente. Para isto foi caracterizado o fluido com alto teor de contaminantes, realizada uma seleção dos melhores materiais a se utilizar para definição do escopo submarino e assim identificar e quantificar os custos associados ao projeto.

1.3. Empresa - GALP

A Galp é formada por um grupo de empresas portuguesas do setor de energia. Foi fundada em 1999 com a finalidade de se refinar localmente o petróleo recebido do mercado externo e ao longo dos anos expandiu seu negócio para além da refinação, a exploração e produção de petróleo e gás natural, a distribuição e venda de produtos petrolíferos e gás natural e geração e comercialização de eletricidade [3].

Atualmente está entre as maiores empresas de Portugal, controlando cerca de 50% do comércio de combustíveis no país. Com uma forte expansão a nível global, a empresa desenvolve operações em quatro continentes e em países como Angola, Brasil, Cabo Verde, Espanha, Moçambique e outros.

O seu portefólio de *Upstream* – Exploração e Produção de petróleo e gás natural inclui 45 projetos em diferentes fases, desde a exploração ao desenvolvimento e produção. Nos projetos em desenvolvimento da Galp incluem as duas maiores descobertas de petróleo e gás natural dos últimos anos, o do pré-sal na bacia de Santos no Brasil e o na bacia do Rovuma, em Moçambique.

Sabe-se que a próxima década será de intensa transformação em direção a um futuro cada vez mais limpo e a Galp vem a ter um papel ativo nesta tendência, onde até 2030 pretende ter bons resultados na transição energética com a expansão do seu portefólio de geração de energias renováveis, tornando-o assim, global, diversificado e descarbonizado. A empresa acredita que a mudança deve começar na cultura interna e é

por isso que foi definido um novo propósito para a Galp com o novo lema “Vamos regenerar o futuro juntos”.

A Galp esta instalada em 2 zonas principais. A Refinaria de Sines, um complexo com 320 hectares de área, situada em Setúbal e é onde são processadas as matérias-primas e seus produtos petrolíferos são distribuídos posteriormente na península Ibérica e em África. E as instalações corporativas da Galp nas Torres de Lisboa, situadas na zona de Benfica e são constituídas por dois modernos edifícios onde estão o Corpo Administrativo e as equipas das suas cinco unidades de negócio *Upstream, Industrial & Energy Management*, Comercial e Renováveis e Novos Negócios.

1.4. Organização da dissertação

Este documento apresenta-se dividido em cinco capítulos denominados de Introdução, Conceitos e Fundamentação Teórica, Metodologia Científica, Resultados e Discussão e Conclusões.

- No capítulo 1, é apresentado de maneira sucinta a empresa e os objetivos definidos de acordo com a motivação para a realização desta dissertação.
- No capítulo 2, são apresentados os conceitos e fundamentação teórica sobre o tema, nomeadamente do petróleo e classificação dos seus componentes, a indústria do petróleo no âmbito global e no Brasil e, o desenvolvimento da exploração *offshore*. Neste capítulo é apresentada uma revisão bibliográfica sobre os tipos de plataformas petrolíferas *offshore*, os sistemas submarinos de produção, seus componentes e arranjos, também são apresentados os métodos para uma avaliação de viabilidade económica de projetos e os conceitos principais.
- O capítulo 3 apresenta toda a metodologia experimental bem como a descrição das análises realizadas e a metodologia da viabilidade técnico económica, assim como os materiais utilizados neste estudo.
- No capítulo 4 é apresentada a avaliação e discussão dos resultados das análises experimentais realizadas e da análise de viabilidade técnico económica.
- Por fim, o capítulo 5 apresenta as conclusões.

2. Conceitos e fundamentação teórica

2.1. Petróleo

A definição da palavra petróleo origina-se do latim *petra* (pedra) e *oleum* (óleo), ou seja, óleo da pedra ou está armazenado em pedras (rochas) [4]. Pode ser encontrado no estado sólido, líquido ou gasoso, a depender das condições de pressão e temperatura a que estejam submetidas [5].

Sua formação aconteceu por ação da própria natureza a partir de matéria orgânica acumulada, juntamente com sedimentos inorgânicos, em ambientes deficientes em oxigénio depositados há milhares de anos no fundo de antigos mares, lagunas e lagos. Com o correr do tempo outras camadas foram se depositando sobre essa matéria orgânica e que embora preservada da oxidação, sofre modificações resultantes de reações químicas, ação de bactérias, do calor e da pressão que transformou aquela matéria orgânica em petróleo (Figura 2.1). Os locais onde ocorreram esta acumulação são chamados de bacias sedimentares e a rocha onde é gerado o petróleo antes dele escoar para a rocha-reservatório é chamada de rocha-mãe [6].

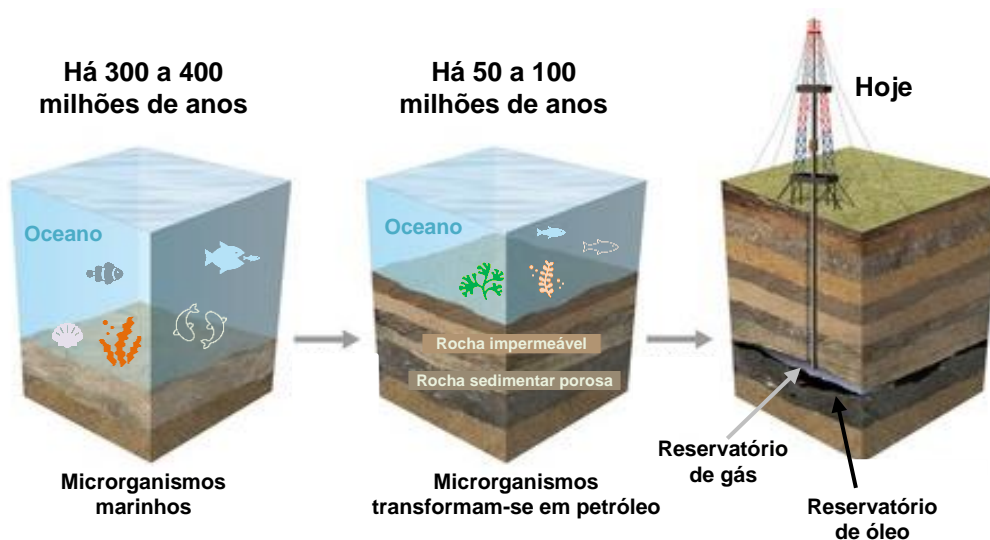


Figura 2.1 - Ilustração com o esquema de formação do petróleo. Adaptado de [7].

A constituição do petróleo é uma mistura de compostos químicos orgânicos formados por grande percentagem de carbono e hidrogênio, os hidrocarbonetos. Outros constituintes aparecem em menor percentagem, sendo os mais comuns o enxofre, o azoto e oxigênio.

Diferentes reservatórios de petróleo possuem características diferentes. Alguns são pretos, densos, viscosos, com pouca liberação ou nenhuma de gás, enquanto outros são castanhos com baixa viscosidade, baixa densidade e com alta liberação de gás. Entretanto, todos eles produzem análises elementares semelhantes aos dados apresentados na Tabela 2.1.

Tabela 2.1 - Análise elementar do óleo cru típico [4].

Elemento	% (em peso)
Carbono	83-87
Hidrogénio	11-14
Enxofre	0,06-8
Azoto	0,11-1,7
Oxigênio	0,1-2
Metais	Até 0,3

Visto a complexa composição química do petróleo separar seus constituintes em componentes puros ou misturas de composição conhecida é praticamente impossível. Por este motivo, normalmente o petróleo é separado em frações de acordo com a faixa de ebulição dos compostos [4].

A classificação do petróleo de acordo com sua composição química é interessante por diversos motivos, desde relacionar o óleo à rocha-mãe, medir seu grau de degradação e saber a quantidade presente das diversas frações que podem ser obtidas, assim como sua composição e sua propriedade física [4].

Dada a sua mistura complexa, foi elaborado um sistema de classificação e nomenclatura para os componentes comumente usados na indústria [8].

- a) **Parafinas:** Esta classe inclui as parafinas normais (n-alcanos) e as parafinas ramificadas (iso-alcanos), os quais possuem a fórmula geral C_nH_{2n+2} . Dentre os hidrocarbonetos parafínicos normais, o mais simples deles e mais comum nos reservatórios é o Metano (CH_4). A maioria dos componentes presentes nos depósitos de parafina sólida são parafinas de alto peso molecular. Óleos com alto teor de parafinas (75% ou mais) são recomendados para a produção de querosene de aviação, diesel e lubrificantes.

- b) **Nafténicos:** Esta classe inclui os cicloalcanos, que são hidrocarbonetos semelhantes às parafinas, mas contém uma ou mais estruturas cíclicas (dispostos na forma de anéis), sendo os elementos dessas estruturas cíclicas unidos por ligações simples. Óleos com alto teor de lubrificantes (70% ou mais) produzem grandes frações de gasolina, nafta, querosene de aviação e lubrificantes.
- c) **Aromáticos:** Esta classe inclui todos os hidrocarbonetos constituídos por ligações duplas e simples que se alternam em anéis com seis átomos de carbonos. Dentre os aromáticos, o mais simples é o benzeno (C_6H_6). Óleos com alto teor de aromáticos (50% ou mais) são indicados para a produção gasolina, solvente e asfalto.
- d) **Resinas e Asfaltenos:** Esta classe faz parte do grupo dos não-hidrocarbonetos, considerados como impurezas e que podem aparecer em todas as faixas de ebulição, mas tendem a se concentrar nas frações mais pesadas. Estas são grandes moléculas, com alta relação carbono/hidrogênio e presença de enxofre, oxigênio e azoto. A estrutura básica é constituída de 3 a 10, ou mais anéis, geralmente aromáticos, em cada molécula. Os asfaltenos não estão dissolvidos no petróleo e sim dispersos na forma coloidal, já as resinas são facilmente solúveis.

Uma classificação típica para o petróleo é o grau API, que é em relação a sua densidade, visto que esta reflete no conteúdo de frações leves e pesadas presente no petróleo [9]. O grau API é a medida da densidade relativa de um óleo ou de um derivado de petróleo estabelecida pelo *American Petroleum Institute* (API) em relação à água. Através de seus valores podemos identificá-lo como: óleo leve, médio, pesado ou ultrapesado [10].

O valor, em termos de grau API, pode ser calculado de acordo com a Equação 1 [11].

$$^{\circ}API = \frac{141,5}{\rho} - 131,5 \quad (1)$$

Onde ρ é a densidade específica do óleo medida a 60 °F. O grau API é medido na condição padrão de 1 atm [12].

A Tabela 2.2 apresenta alguns valores de grau API aceitos mundialmente.

Tabela 2.2 - Classificação do grau API. Adaptado de [13].

°API (Grau API)			
Óleo leve	Óleo médio	Óleo pesado	Óleo ultrapesado
≥ 31	22 – 30	10 – 22	10

O grau API afeta diretamente a viabilidade económica dos campos de produção de petróleo, porque quanto menor a densidade do óleo, maior será seu grau API e quanto maior o seu grau API maior o valor de mercado para esse óleo, pois após o refino, irá produzir derivados de maior valor agregado como gasolina, diesel e querosene de aviação [14]. Além disto, ele influencia também na escolha do equipamento a ser usado na etapa de exploração [15].

2.2. Impurezas no petróleo

Os contaminantes (ou impurezas) encontrados no petróleo, tem origem de elementos como enxofre (principalmente sulfeto de enxofre, H₂S), oxigênio, gás carbónico, azoto e metais (ferro, zinco, cobre, chumbo, molibdénio, cobalto, arsênio, manganês, cromo, sódio, níquel e vanádio) [16].

Outras impurezas inorgânicas a se considerar são a água, sais, argila, areia e sedimentos. Estes contaminantes trazem uma série de inconvenientes tanto durante o seu processamento quanto na utilização final de derivados como por exemplo a corrosão de materiais, contaminar catalisadores, tornar os produtos finais instáveis e geração de poluentes [16].

Abaixo estão detalhados alguns dos principais contaminantes do petróleo.

- Enxofre

Os compostos de enxofre estão entre os principais contaminantes do petróleo e dos seus derivados e a sua formação está diretamente ligada à própria formação do petróleo. Os compostos sulfurados presentes no petróleo podem ocorrer de diversas formas e concentrações, que variam de acordo com as características de cada petróleo, sendo o sulfeto de hidrogênio (H₂S) o contaminante mais desafiador [17].

Os teores de enxofre variam, também, de acordo com o tempo de exploração do poço de petróleo, ou seja, poços mais recentes são normalmente mais ricos em enxofre, tendo o teor de enxofre total gradativamente diminuído devido à degradação de compostos sulfurados instáveis [18].

A sua presença causa um grande impacto nos processos de exploração e refino, pois facilita a corrosão de materiais metálicos e no entupimento dos *pipelines*. Além disso, pode levar a formação de compostos de óxido de enxofre (SO_x) durante a queima de combustíveis fósseis, que são lançados na atmosfera desequilibrando o ciclo do enxofre na natureza. Por isso, para garantir a qualidade do petróleo bruto e suas frações é preciso monitorar frequentemente a quantidade de compostos de enxofre presentes nele [19].

- Azoto

No petróleo, o azoto está presente na forma de compostos nitrogenados e em maior parte na sua forma orgânica, podendo se transformar por hidrocraqueamento em amônia (NH_3) [11].

Os compostos nitrogenados tornam instáveis os produtos de refino e contribuem para a formação de gomas, alteram a sua coloração e também provocam o envenenamento de catalisadores nos processos de conversão do petróleo. Desse modo, quanto menor o teor de nitrogênio, melhor a qualidade do petróleo [20].

- Dióxido de carbono (CO_2)

A presença significativa de dióxido de carbono no petróleo causa diversos inconvenientes, dentre eles pode-se citar que o facto de o CO_2 ser um gás ácido que ao entrar em contato com a água livre, forma ácidos indesejados (ácido carbónico) que é extremamente corrosivo [21]. Este, durante a produção de petróleo, entra em contato com as paredes das tubulações e equipamentos, ocasionando seu desgaste caso não estejam devidamente protegidos com materiais apropriados [22].

A presença deste gás também pode prejudicar o escoamento do fluido pelas tubulações devido ao aumento da perda de carga, que reduz a produtividade e aumenta os custos de energia envolvidos no transporte [4].

Além disso, a presença de dióxido de carbono favorece a formação de hidratos, que são formados durante o escoamento de gás ou óleo contendo gases de baixa massa molecular, como o CO_2 , e água, dentro dos tubos à alta pressão e baixa temperatura [22].

Desta maneira, pode-se afirmar que é de essencial importância que esses contaminantes sejam separados do fluido, via processos físicos ou químicos e que tenham um destino final adequado [23].

Como alternativa de uso para essa grande quantidade recuperada de CO₂, pode-se utilizar de novas tecnológicas como a HISEP® - *High Pressure Separation* (separação em alta pressão), desenvolvida e patenteada pela Petrobras, que permite que este gás que foi separado, seja reinjetado no próprio reservatório a partir de um sistema localizado no leito marinho, e assim aumentar a produtividade do poço além de permitir uma menor emissão de gases de efeito estufa para cada barril de óleo produzido e menores custos de produção [24].

2.3. Tipos e caracterização de reservatórios

Os reservatórios de petróleo podem ser analisados e classificados de acordo com a correlação existente entre a composição química dos fluidos armazenados e as condições de pressão e temperatura. O comportamento de uma mistura de hidrocarbonetos pode ser representado por meio de um diagrama de fases e cada mistura terá seu próprio diagrama, que é calculado por meio de equações de estado, a partir das substâncias que a compõem e suas respectivas quantidades [25].

Por meio de ensaios laboratoriais em amostras retiradas de reservatório em testes de produção (amostra de fundo) ou uma amostra do fluido recombinado, por exemplo, é possível gerar dados para a composição dos diagramas de fase e determinar sua composição química. Estes ensaios são chamados de ensaios PVT, que são uma coleção de experimentos como a expansão a composição constante, liberação diferencial, liberação *flash* e testes de separador [26].

Por dependerem de um vasto conjunto de grandezas físicas responsáveis por descrever as propriedades dos fluidos e a composição destes, além de exigirem uma grande precisão de equipamentos para gerar dados de boa qualidade, são ensaios complexos e os resultados mais comuns obtidos através dos ensaios PVT são: razão gás-óleo (RGO), razão de solubilidade, ponto de bolha, ponto de orvalho e fator volume-formação [26].

Assim, conforme as características encontradas, os reservatórios de petróleo e gás podem ser classificados em cinco tipos: gás seco, gás húmido, gás condensado, óleo volátil e *black-oil* [27].

Os reservatórios de “gás seco” são predominantemente compostos por metano e não hidrocarbonetos (azoto e dióxido de carbono). A mistura apresenta-se apenas na fase gasosa, em quaisquer condições, tanto no reservatório quanto na superfície e o único líquido associado a um reservatório de gás seco é a água. Este é o tipo de reservatório encontrado nos principais campos da Bacia de Santos.

Os de “gás húmido” são compostos, maioritariamente, por metano e outras frações leves. Não apresenta formação de líquido no reservatório, apenas o líquido produzido em superfície devido a condensação que ocorre durante a produção. Este é o tipo de reservatório que caracteriza o Campo de Manati. Em geral, apresentam API do líquido condensado superior a 50° e RGO superior a 10.000 m³std/m³std.

Os de “gás condensado” possuem um maior percentual molar de hidrocarbonetos leves e esta mistura se encontra na fase gasosa, porém há formação de uma fase líquida no próprio reservatório, através da condensação do gás e durante a produção há produção de óleo e gás. São economicamente mais atrativos do que os reservatórios de gás seco por produzirem condensado em conjunto com o gás, líquido de alto valor comercial. Reservatórios deste tipo apresentam RGO inferior a 10.000 m³std/ m³std [27].

Os reservatórios de “*black-oil*” são o tipo mais comum, apresentam grandes proporções de hidrocarbonetos pesados em sua composição com reduzida quantidade de gás dissolvido. Este é o tipo de reservatório encontrado nos principais campos da Bacia de Campos e em campos internacionais, como Bentley, no Mar do Norte. Possuem valores típicos de densidade na faixa de 10 a 40 °API e com RGO inferior a 200 m³std/m³std.

Os de “óleo volátil” contém proporções maiores de hidrocarbonetos leves e intermediários quando comparado com o *black-oil*. Neste tipo de reservatório, tem-se uma maior liberação de gás durante a produção de petróleo. Este tipo de reservatório é encontrado nos campos do pré-sal brasileiro. Tipicamente apresentam densidade até 50°API e RGO na faixa de 200 a 1.000 m³std/m³std [27].

2.4. A Indústria do Petróleo

Os últimos 100 anos do mundo teriam sido muito diferentes sem a existência do petróleo. Em particular na sua forma bruta e seus produtos refinados, que são usados como energia, produção de químicos e materiais sintéticos dos mais variados, o petróleo

tem sido o ponto central de todos os aspetos da sociedade moderna industrial além de ser a maior estratégia geopolítica das nações [28].

Apesar da constante busca por energias verdes e sustentáveis, a indústria do petróleo ainda é a maior fonte de energia essencial que movimenta não só a maioria dos sistemas de transporte como a economia mundial [29].

2.4.1. Petróleo no Mundo

O petróleo é uma substância conhecida desde a antiguidade e sua utilização remonta a 4000 a.C. Há indícios históricos de que a civilização da antiga Babilónia, utilizava o asfalto para assentar os tijolos e o betume para vedar embarcações. Os egípcios utilizavam na construção das pirâmides, no embalsamento dos mortos e para pavimentação de estradas [30]. Os gregos e romanos aplicavam para fins bélicos e após o fim do império romano, os árabes empregaram-no para a mesma finalidade. E outras diversas civilizações como os persas, incas e maias também estavam familiarizados com o petróleo e utilizando-o para diversos fins [31].

O início da exploração comercial se deu nos Estados Unidos em 1859 após a descoberta de um poço de 21 metros de profundidade na Pensilvânia. A partir da destilação do petróleo extraído descobriram-se os primeiros produtos derivados de petróleo. Um dos primeiros a ser comercializado foi o querosene e posteriormente com a invenção dos motores a combustão interna, iniciou a demanda por outros derivados de petróleo, a gasolina e o óleo diesel [4].

Até 1945, metade de todo o petróleo produzido do mundo era originário dos Estados Unidos, maior produtor mundial, seguido de Venezuela, México, Rússia, Irão e Iraque. A década de 50 também é marcada por uma intensa atividade exploratória, utilizando novas técnicas que permitiram intensificar as incursões marítimas.

Na década de 60, a produção esteve em alta e com isso veio a diminuição do preço do petróleo e assim, deu um grande incentivo para o consumo. Foram reveladas também as expressivas reservas de óleo no Oriente Médio e de gás na antiga União Soviética, atual Rússia, firmando-se assim a polaridade geopolítica [32].

Os anos 70 registaram a alta no preço do petróleo, o que tornou económica as grandes descobertas no Mar do Norte e no México. Já as grandes reservas de petróleo dos Estados Unidos estavam esgotadas, então restou-lhes aprimorar e investir em pesquisas

de novos métodos de localização de reservas, de produção da indústria de petróleo e recuperação de jazidas. Esta década é marcada pelos significativos avanços tecnológicos nas áreas de geração de petróleo, o que fez com que nos anos 80 e 90, os custos de exploração e produção serem reduzidos. Criando assim, um ciclo económico para a indústria petrolífera foi criado [4].

Ao longo dos anos, o petróleo se firmou como fonte principal de energia e hoje com a petroquímica, centenas de compostos novos são produzidos, sendo muitos deles de uso diário como os plásticos, detergentes, borrachas, produtos farmacêuticos, cosméticos, corantes, tintas, adesivos e solventes. Ou seja, o petróleo além de combustível passou a ser essencial para a vida moderna.

2.4.2. Petróleo no Brasil

No Brasil a procura por fontes de petróleo iniciou-se já na década de 1860, devido às concessões dadas pelo imperador Marquês de Olinda em 1858, para a extração de material betuminoso na região de Ilhéus, Bahia, para a produção de querosene de iluminação [33][34].

Contudo, o primeiro poço brasileiro perfurado com o objetivo de se encontrar petróleo foi somente em 1897, no estado de São Paulo, porém com resultados frustrantes produzindo apenas 0,5 m³ de óleo [4].

Em 1919, foi criado o Serviço Geológico e Mineralógico do Brasil (que atualmente chama-se Departamento Nacional de Produção Mineral – DNPM) e sem sucesso perfurou 63 poços em diversos estados do país como Pará, Alagoas, Bahia, São Paulo e outros. Mas apenas em 1939 foram resolvidas as incertezas sobre a existência de hidrocarbonetos no Brasil com a descoberta da acumulação de petróleo no Recôncavo Baiano no estado da Bahia [35].

Com a criação da Petrobras em 1953, veio a responsabilidade de atuação exclusiva neste segmento da indústria brasileira e o início da procura de petróleo no mar do litoral (Figura 2.2). Assim, em 1974, com a revelação da existência de acumulação de petróleo na Bacia de Campos, no estado do Rio de Janeiro, é que começaria a evidenciar a possibilidade de se produzir petróleo em volumes suficientes de viabilizar a autossuficiência brasileira na produção [36].



Figura 2.2 - Bacias sedimentares brasileiras [33].

A tecnologia disponível inicialmente limitava-se a operações com profundidade máxima de 300 metros, águas rasas, para em seguida alcançar águas marítimas profundas e ultraprofundas com até 6000 m e como resultado a empresa tornou-se referência mundial em Exploração e Produção (E&P) em águas profundas com lâmina d'água de 2500 m de profundidade.

O avanço das explorações em águas profundas na plataforma marítima foi marcado por intensos processos de formação de recursos humanos, de realização de pesquisas e por amplos programas de capacitação tecnológica, o que permitiu a inclusão de importantes jazidas às reservas brasileiras de petróleo, que culminou na descoberta de reservas gigantes (500 milhões a 5 bilhões de barris de óleo equivalente) e supergigantes (mais de 5 bilhões de barris) nas Bacias de Santos e de Campos, que fazem parte dos reservatórios do pré-sal (Figura 2.3) [37].



Figura 2.3 - Distribuição do reservatório do pré-sal (em azul-escuro) em relação às bacias sedimentares no litoral brasileiro [37].

Diferente da Bacia de Campos que logo no seu descobrindo a produção foi iniciada, a produção na Bacia de Santos só foi iniciada 3 décadas mais tarde pois o conhecimento da época limitava a viabilização da produção [38]. A área do pré-sal da Bacia de Santos é caracterizada pela grande distância da costa (entre 200 e 300 km), condições de extrema pressão, temperatura e RGO, presença de contaminantes (H₂S e CO₂), além de grandes lâminas d'água, exigindo assim um desenvolvimento ou aprimoramento de tecnologias para operar neste cenário adverso, mas que constitui uma das maiores províncias de petróleo do mundo [39][40].

A Bacia de Santos é a maior bacia sedimentar *offshore* e a maior produtora de petróleo e gás natural do Brasil, com uma área total de mais de 350 mil quilômetros quadrados, estende-se de Cabo Frio (estado do Rio de Janeiro) até Florianópolis (estado de Santa Catarina) e é nessa região que estão localizados os maiores campos produtores do país, como Tupi e Búzios [39].

A comerciabilidade dos campos de petróleo do Pré-sal foi apresentada nos anos 2010-2012, assinalando o início do desenvolvimento da produção comercial nesta área geológica e passando a ser uma área visada em interesses estratégicos, políticos e económicos a nível mundial [41].

Graças à descoberta do pré-sal e aos contínuos avanços tecnológicos de perfuração e produção nas plataformas, a produção de petróleo no Brasil cresceu de 4.500

barris de petróleo por dia (bpd) na época da criação da Petrobras para mais de 2.28 milhões de bpd em 2020 [4][42].

2.5. O desenvolvimento Offshore

O desenvolvimento *offshore* pode ser definido como a extração de hidrocarbonetos em locais afastados da costa por meio de plataformas. Devida à alta complexidade e altos custos na produção de petróleo *offshore*, as empresas petrolíferas adotam ações cooperativas, por meio de esforços conjuntos de pesquisas e desenvolvimento [35]. Viabilizando assim, a obtenção de novos ou aprimorados equipamentos e sistemas de exploração e de produção *offshore*. As redes de pesquisa envolvem as próprias petroleiras, universidades, instituições de pesquisas e empresas industriais fornecedoras de equipamentos [36].

2.5.1. Tipos de Plataforma Petrolíferas Offshore

As plataformas podem ter como objetivos a perfuração, a produção e o armazenamento de hidrocarbonetos e desempenhar diversas outras atividades de apoio à produção de petróleo *offshore*. Além disto, numa única plataforma podem ser reunidas todas as funções citadas. Quanto à estrutura de suporte, as plataformas podem ser fixas, flutuantes ou autoelevatórias [35].

Os primeiros sistemas de produção *offshore* foram instalados sobre plataformas fixas em lâminas d'água extremamente rasas. No entanto, com a evolução tecnológica das plataformas foi possível obter um aumento da profundidade com que os sistemas de produção poderia alcançar, o que levou as modalidades principais de sistemas flutuantes: FPSO (*Floating Production Storage & Offloading*) ou em português, Unidade Flutuante de Produção, Armazenamento e Escoamento, FPSS (*Floating Production Semi-Submersibles*) ou Unidade de Produção Flutuante Semi-Submersível, TLP (*Tension Leg Platforms*) ou Plataformas de Suporte de Tensão e Plataformas Spar (Figura 2.4) [36].

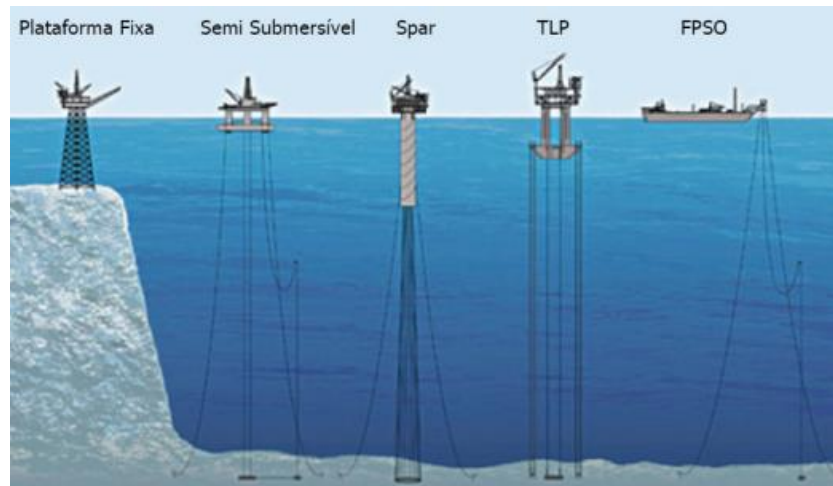


Figura 2.4 - Tipos de plataformas de petróleo *offshore* [43].

As plataformas do tipo FPSO são as mais utilizadas no desenvolvimento dos campos *offshore* no Brasil, usadas principalmente em águas profundas e ultra profundas, devido a ser um modelo de alta adaptabilidade às condições do país. Este tipo de plataforma é capaz de produzir e tratar os fluidos produzidos pelos poços.

Um FPSO é basicamente um navio com uma planta de processo (*topside*) em cima do seu casco, este que pode ser novo ou aproveitado de um navio existente, e possui um sistema de ancoragem com rotação livre, de modo a possibilitar o navio se posicionar na direção dos ventos, correntes ou ondas, minimizando os seus impactos sem danificar os equipamentos e capaz de fornecer estabilidade à unidade durante sua operação [27].

Para transportar petróleo proveniente dos campos petrolíferos, estocados nos tanques de um FPSO até o continente para ser tratado, refinado e transformado em muitos outros subprodutos se utiliza de um navio petroleiro chamado de navio aliviador.

A sua configuração depende significativamente das características do óleo contido no reservatório em questão. Na área do *topside* se encontra o sistema de processos e o sistema de utilidades [27].

O sistema de utilidades consiste em equipamentos elétricos que fazem o auxílio nos eventuais reparos e manutenções, transformadores, inversores de frequência e equipamentos para gerenciamento de energia [45].

O sistema de processo consiste nos processos de separação, pré-tratamento do óleo cru e desidratação (Figura 2.5). Os fluidos recuperados do reservatório, chegam a superfície do FPSO e são encaminhados para um pré-aquecedor para facilitar a separação da água, do óleo e do gás. Em seguida, os fluidos seguem para o primeiro estágio de separação de produção, que fazem a separação da fase gasosa (CO₂) do óleo cru e

possuem um papel fundamental no processo para óleos com alto teor de CO₂, uma parte deste gás separado é utilizado para geração de energia da própria plataforma e o sobressalente é reinjetado no reservatório como uma técnica de manutenção de pressão e movimentação de fluidos no reservatório e assim otimizar a performance económica do campo de petrolífero [45] [46].

O mesmo processo ocorre também no separador secundário e terciário. Onde toda a fase aquosa produzida no processo de separação é enviada para sistema de tratamento de água produzida para remoção de óleo residual e posterior descarte. E a fase oleosa segue para tratador de óleo (desidratação do óleo) para redução do teor de água, onde o óleo tratado é encaminhado para os resfriadores de óleo e por fim armazenado [46].

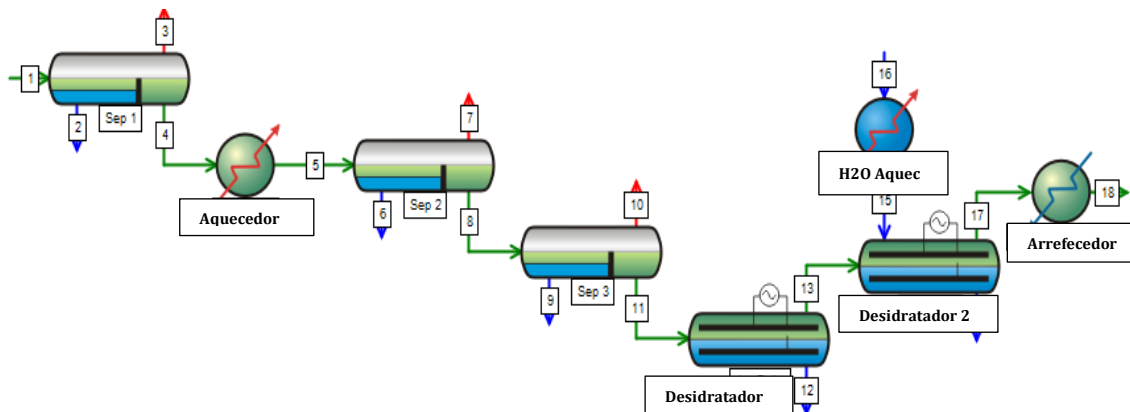


Figura 2.5 - Sistema de separação de óleo, água e gás no FPSO. Fonte: Que\$tor.

2.5.2. Sistemas Submarinos de Produção

Os sistemas submarinos de produção são um conjunto de equipamentos instalados no solo marinho que viabilizam o escoamento do fluido produzido até a unidade estacionária de produção, Figura 2.6, e que irão participar no controlo deste escoamento, na monitorização de temperaturas e pressões e no abastecimento de energia para os sistemas eléctricos e hidráulicos [44].

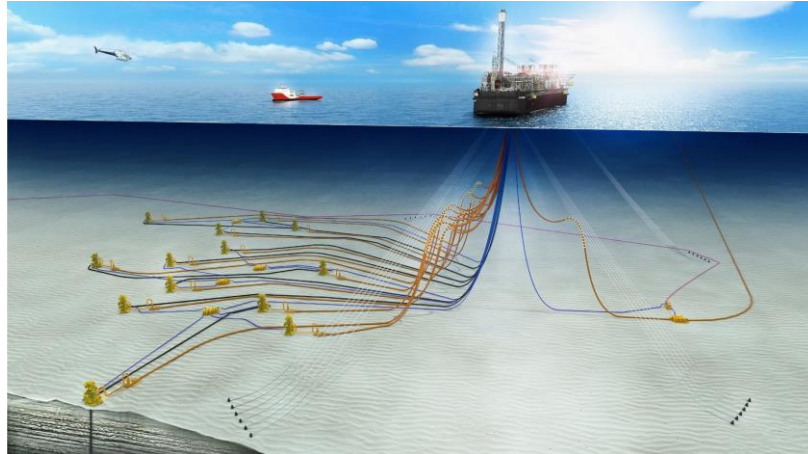


Figura 2.6 - Sistemas submarinos de produção [43].

Este sistema necessita de materiais nobres, de alto custo, em função do meio ambiente em que está instalado, ambiente este de alta pressão e baixa temperatura, e em função das propriedades do fluido produzido, que acaba por resultar numa grande parcela do investimento para a implantação de um campo. A otimização do arranjo e a garantia da disponibilidade para escoar o fluido durante a vida útil são fatores decisivos para garantir o sucesso do retorno financeiro esperado [47].

Um sistema submarino de produção convencional consiste num poço submarino conectado a uma árvore de natal molhada a partir das linhas de produção (*risers*, *flowlines* e *jumpers*) e um *manifold* para coletar a produção de diferentes poços [48]. A principal preocupação na escolha dos equipamentos submarinos deve girar em torno da deteção antecipada das falhas e também do diagnóstico, mitigação e reparo do sistema [49].

2.5.3. Componentes do Sistema Submarino de Produção

Linhas de Produção

As linhas de produção são os dutos necessários que coletam e fazem o escoamento dos fluidos até as unidades de produção. Realizam a ligação entre as unidades, injeção ou descarte do material em reservatórios e o transporte até à plataforma e para o continente.

Existem 3 tipos principais de dutos que constituem as ligações essenciais. Sendo eles os *risers*, *flowlines* e *jumpers* [50].

- *Riser* - É o trecho suspenso do duto que conecta as linhas de produção submarinas às plataformas. Possui um papel fundamental dentro do sistema de exploração e

produção de óleo e gás, pois é ele que deve garantir sua integridade e confiabilidade em suas diferentes aplicações.

- *Flowlines* - Também conhecidas por *Production Line*, são as linhas de escoamento do fluido para as unidades de produção que estão acomodadas no leito marinho. Estas linhas podem ser classificadas em rígidas, quando constituídas por aço ou como flexíveis, quando compostas por várias camadas, cada qual com a uma função específica apresentando maior facilidade de instalação e reaproveitamento.
- *Jumpers* – São secções tubulares, que podem ser igualmente rígidas ou flexíveis, possuem comprimento variável, mas geralmente curto, a depender da distância entre os equipamentos. São principalmente utilizados para transportar o fluido entre 2 componentes.

Umbilical

Os umbilicais são fundamentais no transporte e na aquisição de dados, eles realizam as comunicações por fibra ótica, o abastecimento de energia e potência para o acionamento de válvulas na Árvore de Natal Molhada (ANM). Também são responsáveis pela injeção de químicos nos poços submarinos e na ativação de qualquer outro sistema controlado remotamente, como por exemplo o ROV (*Remotely operated underwater vehicle*) [51].

Manifold

É um equipamento que possui como principal função a coleta da produção proveniente de diferentes poços. Ele consiste num conjunto de válvulas e acessórios que podem direcionar a produção de vários poços para um único duto coletor e assim, ajudar na redução do número de linhas conectadas à plataforma e diminuir o comprimento total das linhas de poços usadas em um sistema de produção [52]. Também pode ser utilizado para injeção de água e gás, os distribuindo para os poços. Um mesmo manifold pode conter as funções de produção e injeção.

Ao mesmo tempo que esta unidade permite reduzir os custos e a carga suportada, esta característica torna-o caro pois tem de ser projetado especificamente de acordo com as características de escoamento do campo em questão [53].

PLET – Pipeline End Termination e PLEM – Pipeline End Manifold

Os equipamentos PLETs (*Pipeline End Termination*) são conectores horizontais compactos que possibilitam a conexão submarina entre dutos rígidos e dutos flexíveis ou entre um duto e um equipamento submarino. Já os equipamentos PLEMs (*Pipeline End Manifold*) são manifolds de pequeno porte instalados na extremidade de um trecho de duto, permitindo sua conexão com outros trechos e oferecendo capacidade de transporte auxiliar [52] [53].

Cabeça de poço (*wellhead*)

A cabeça de poço é um conjunto de equipamentos onde são ancorados os revestimentos. Este equipamento é posicionado abaixo da árvore de natal molhada. E dentre suas diversas funções, as principais são, guiar a descida e instalação de equipamentos, servir de estrutura inicial de um poço e prover sustentação e vedação de outras unidades [53].

Árvore de natal molhada (ANM)

É o nome dado ao conjunto de válvulas, carretéis e armações colocadas na cabeça do poço e utilizada na produção de um poço de petróleo ou gás natural, de injeção de água ou de gás, ou qualquer outro tipo. A partir da árvore de natal que é realizado o controle do escoamento de fluidos produzidos ou injetados. Dentre suas outras funções estão em facilitar meios de intervenção e pressão e pontos de monitorização de sensores (de pressão, temperatura, caudal, corrosão, erosão, detecção de areia, entre outros). São equipamentos que trabalham em condições adversas devendo ser resistentes à impactos e corrosão [52][53].

2.5.4. Arquitetura de arranjos submarinos

A arquitetura do arranjo submarino tem início na fase de desenvolvimento da produção e é sempre executada de acordo com as características próprias de cada campo, tais como: caudal, pressão, temperatura, composição e tipo do fluido, localização e vida

útil. Devido a estas necessidades específicas, a configuração do arranjo submarino é geralmente exclusiva para cada aplicação [51].

A escolha do arranjo é um processo entre a engenharia submarina e seus clientes, onde o desafio é escolher, dentre vários possíveis arranjos, qual trará o melhor retorno financeiro e isto só será possível ao calcular, usando a experiência operacional do operador, a disponibilidade de cada arranjo proposto para atender as necessidades de escoamento. Este processo termina com a escolha do arranjo que atenda às condições de instalação, a garantia da continuidade operacional durante a vida útil, a segurança do meio ambiente e das pessoas envolvidas [54].

Existem 3 combinações de componentes que permitem a formulação de arranjos com características próprias [51]. Sendo eles:

- Arranjo com poços satélites – Este arranjo é caracterizado pela ligação direta entre os poços e à Unidades Estacionárias de Produção (UEP). É o arranjo de maior eficiência operacional e de maior investimento, em função da utilização de grande quantidade de dutos e umbilicais para atender cada poço individualmente, que são posicionados pelo campo conforme a necessidade do reservatório.
- Arranjo com *manifold* – Neste arranjo, os poços são direcionados para um *manifold* e a partir deste, o fluido é escoado para a UEP ou injetado nos poços. É o tipo de arranjo mais utilizado em águas profundas, pois faz a redução do número de *risers* para a UEP, porém possui menor eficiência operacional que o arranjo com poços satélites. Esta desvantagem pode ser minimizada ou até mesmo eliminada, a depender da flexibilidade operacional e a manutenção adotada no projeto.
- Arranjo com anel coletor - Este arranjo consiste num anel coletor que sai da plataforma através de uma *flowline* e que passa por cada poço e por fim retorna à plataforma. Os fluidos de cada poço são misturados na linha de produção. Possui menor confiabilidade que os outros arranjos devido ao elevado número de conexões [55].

2.5.5. *High Pressure Separation (HISEP®)*

O HISEP® é uma configuração de produção alternativa para um campo de produção com alta relação gás/óleo (RGO) e alto teor de CO₂. Ao se utilizar este conceito

de processo, patenteado pela PETROBRAS, é possível realizar a separação de fases submarina, a produção de uma dessas fases (fase mais rica em hidrocarbonetos) e a reinjeção da outra (fase mais rica em CO₂) no reservatório.

A fase separada mais pesada, é a mais rica em hidrocarbonetos e pobre em metano e CO₂, é a fase a ser produzida nas instalações de tratamento de *topside*. E a fase mais leve, mais rica em metano e CO₂, é reinjetada no reservatório de produção por meio de um sistema de bombeamento submarino (Figura 2.7).

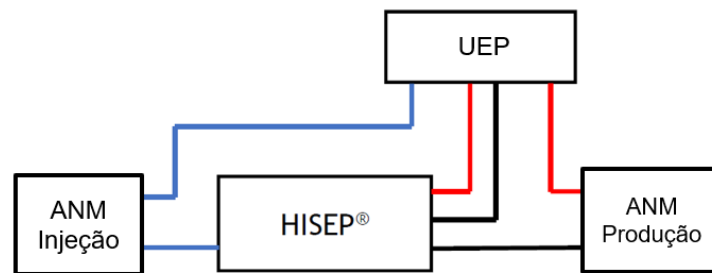


Figura 2.7 - Cenário submarino com o conceito HISEP®. Linhas de injeção em azul, linhas de produção em preto e linhas de serviço/teste em vermelho.

A vantagem de utilização deste novo conceito, é a redução dos requisitos de uma enorme planta de gás no topo do FPSO, ou seja, a parte superior da plataforma de petróleo, que contém os equipamentos de perfuração e produção e onde se realizam as operações de processamento de petróleo e gás, armazenamento e descarga, necessária é menor para receber a maior parte da produção de hidrocarbonetos líquidos com menor quantidade de gás associado.

2.6. Avaliação de viabilidade económica do projeto

Num projeto de exploração de petróleo, existem basicamente cinco etapas (Figura 2.8). A primeira etapa corresponde a fase de exploração, onde se tem gastos referentes à prospeção e perfuração de poços na procura por descobertas de jazidas petrolíferas. A segunda etapa é referente à avaliação, onde são feitos diversos estudos e pesquisas sobre o reservatório para comprovar e avaliar o potencial identificado na fase anterior e determinar se este reservatório é ou não viável economicamente. Nesta fase, são realizados os testes de avaliação da descoberta, com objetivo de se estimar o potencial volume do reservatório e sua produção diária. Os resultados destes testes irão demonstrar se a jazida petrolífera é comercial ou se deve ser abandonada. Esta fase de avaliação tem

como objetivo determinar o esquema de investimentos de desenvolvimento necessários para transformar a descoberta num campo comercial – isto é, os volumes recuperáveis de óleo e gás existentes, em quanto tempo este reservatório estará esgotado e quais métodos de recuperação podem vir a ser utilizados para prolongar sua vida útil [56].



Figura 2.8 - Etapas de um projeto de exploração de petróleo [56].

A etapa de desenvolvimento é realizada com base nos resultados dos estudos de viabilidade, e assumindo que pelo menos uma opção é viável, o reservatório é preparado para produção do óleo, onde o projeto referente a este trabalho se inicia. Onde o principal objetivo do plano de desenvolvimento é servir como especificação do conceito do projeto, relativamente as instalações de superfície e *subsea*, aos métodos operacionais e de manutenção necessários no futuro [56].

A etapa de produção começa assim que as primeiras quantidades de hidrocarbonetos (óleo ou gás) começam a fluir do poço. Tipicamente a fase de produção tem três fases distintas: O *ramp-up*, com o início de produção dos primeiros poços; O *plateau*, onde as instalações de produção estão a funcionar em plena capacidade, com uma taxa de produção constante, e o declínio, que geralmente a fase mais longa, a qual todos os poços entraram em decrescimento da produção [56].

A última etapa é o abandono que ocorre quando a produção do reservatório já não é suficiente para cobrir os custos. Este processo de abandono do campo é acordado com as autoridades governamentais locais. Normalmente os poços são encerrados com cimento e as infraestruturas à superfície serão removidas e algumas eventualmente reutilizáveis. Os equipamentos de *subsea*, podem ser totalmente ou parcialmente removidos dependendo do acordado com as autoridades. As instalações das operações *onshore*, podem ser desmanteladas por fases, para se evitar um pico de custos elevado que coincida com o fim da produção do campo. Já nas operações *offshore*, os custos poderão ser bastante mais significativos, e mais dificilmente faseados [56].

A indústria petrolífera é intensiva em capital e tecnologia, com bens e serviços de alta especificidade, o que requer uma integração a médio e longo prazo de empresas

investidoras em E&P e empresas fornecedoras de serviços. As empresas devem decidir onde investir seus rendimentos, assumindo o risco do projeto em troca do retorno económico/financeiro esperado.

Um projeto nada mais é do que uma proposta de aplicação de recursos e que gerará rendimentos futuros durante um determinado tempo, capaz de recuperar a aplicação feita. Os critérios de avaliação para a implantação de um projeto são dados por indicadores calculados com base na rendibilidade. Deste modo, a decisão de realizar um projeto de investimento irá ser suportada pela sua capacidade de criar valor financeiro à empresa e aos investidores [57][58].

Por isto, num processo de elaboração de um projeto de investimento torna-se importante definir o âmbito e a estratégia de aplicação do investimento, a sua rentabilidade e, principalmente, o objetivo final que se pretende alcançar [59][60].

Para evitar os riscos, otimizar os resultados ou escolher o melhor projeto de investimento é necessário efetuar uma análise de viabilidade económica do projeto, que pode ser definida como uma comparação entre alternativas, cujas diferenças estão expressas em termos monetários [61]. Frequentemente, as empresas devem escolher entre diversas alternativas de projetos, a mais atrativa economicamente. De maneira geral, as empresas estão dispostas a assumir maiores riscos quando o seu retorno financeiro associado for maior [62].

Um estudo de viabilidade económica tem como principais objetivos a identificação se o projeto é economicamente atrativo, ou seja, se seu retorno é maior do que uma taxa mínima de atratividade, bem como identificar e fortalecer as condições necessárias para a viabilidade do projeto e ainda identificar e tentar neutralizar os fatores que podem dificultar as possibilidades de êxito do projeto [63].

Este estudo pode ser realizado a partir de estimativas de custo utilizando *softwares* computacionais específicos, bases de dados e métodos estatísticos. Leva em consideração a maior quantidade possível de informações reais de campos próximos e considera previsões pessimistas quanto ao nível de reservas e produtividade previstas para que não restem dúvidas quanto a viabilidade económica do projeto [56].

2.6.1. Investimentos e custos

Na indústria de produção de petróleo existem diversos tipos de investimento possíveis e eles podem ser como descritos a seguir [64][65]:

- Investimentos em exploração: são os investimentos relacionados com os métodos geofísicos considerados e a perfuração de poços.
- Investimentos em avaliação: são os investimentos em poços, as análises laboratoriais, os estudos económicos e de reservatórios para verificar se a descoberta tem ou não potencial comercial (económico).
- Investimentos de desenvolvimento: são os investimentos necessários para produzir, coletar, armazenar, transportar e entregar o petróleo de um campo.
- Encargos de produção: são os investimentos necessários para manter em funcionamento do sistema de produção em operação, como os custos administrativos, tratamento de óleo e gás, injeção de água, *royalties*, seguros, impostos e outros.
- Investimentos adicionais: são os investimentos relacionados com a perfuração de poços adicionais, instalação de equipamentos, entre outros.

Dentro dos principais custos, tem-se [64][65]:

- Custos de investimentos: são os custos relacionados com os investimentos realizados como: projetos, poços, sistemas de coleta e captação, unidades estacionárias de produção, estações de produção, estações de injeção, sistema de exploração e linhas de produção e injeção e outros.
- Custos operacionais: são os custos referentes a cada alternativa selecionada tecnicamente, como por exemplo a intervenção de poços, instalação e manutenção de equipamentos submarinos, transporte de pessoal, recursos humanos, energia, água e materiais e outros.

2.6.2. Métodos de análise de viabilidade económica

Para realizar o estudo de viabilidade económica utilizam-se diversos índices de rentabilidade, que são os parâmetros usados para a tomada de decisão: aceitar, rejeitar ou comparar as diversas alternativas de projeto de investimento. Os indicadores financeiros

mais comuns que compõem um estudo de viabilidade econômica são: o valor atual líquido (NPV), a taxa interna de rentabilidade (IRR), o período e ponto crítico (*Break even point*) e o período de recuperação dos investimentos (*Payback*) [63].

Valor Atual Líquido ou *Net Present Value* (NPV)

O NPV é um indicador obtido através de uma análise de orçamentos de capital, obtida ao descontar do valor presente das entradas, o valor do investimento inicial de um projeto a uma taxa igual ao custo de capital da empresa [61].

Um parâmetro importante para se calcular o NPV é a taxa de desconto de fluxos de caixa, que se refere ao retorno mínimo que deve ser obtido por um projeto. Se o NPV for maior que zero a empresa obterá um retorno maior do que seu custo de capital e assim, aumentaria o seu valor de mercado [66].

Quando o projeto que está em avaliação possui o mesmo nível de riscos dos projetos e operações já em andamento pela empresa, pode se usar a Taxa Mínima de Atratividade (TMA) como taxa de desconto de fluxos de caixa [67]. O TMA de uma empresa representa a mínima rentabilidade média pretendida pela empresa para os seus novos projetos. Ela se apresenta um ponto inicial de partida, a taxa de referência na análise financeira, e serve com o determinante na decisão de aceitar ou rejeitar o projeto [68].

Taxa Interna de Rentabilidade ou *Internal Rate Return* (IRR)

A Taxa interna de retorno pode ser definida como a taxa de retorno que, quando utilizada como taxa de desconto, resulta em NPV igual a zero. Também é conhecida como a taxa de rentabilidade do projeto. É a maior taxa de juros que se pode pagar pelo empréstimo de um capital [69].

A IRR leva o nome de taxa “interna” por depender unicamente dos fluxos de caixa de um determinado investimento, e não de taxas externas. Para tomar-se a decisão de aceitar ou de rejeitar o projeto adota-se o seguinte princípio de que se a IRR for maior que o custo de capital, aceita-se o projeto; se for menor, rejeita-se o projeto [61][67].

Break even point

O *break even point* ou em português, ponto de equilíbrio, pode ser definido como o ponto em que o custo e a receita totais são iguais, ou seja, não há perda ou ganho, é atingido o nível de produção em que os custos se igualam às receitas [70].

Para qualquer novo projeto, este cálculo é importante é necessário saber qual o retorno esperado de investimento, mas também quando irá acontecer este retorno

Payback

É o período de recuperação do investimento inicial. É um indicador importante para se analisar o investimento e utilizada pela maioria das empresas. Fornece o prazo necessário para acumular as entradas de caixa de maneira a se igualar ao investimento [69].

Existem dois tipos de *payback*, o simples e o descontado. O simples calcula o tempo de retorno sem levar em consideração a diferença do valor do dinheiro ao longo do tempo. Já o descontado atualiza os valores do investimento a cada período em relação ao fluxo de caixa, considerando a taxa de atratividade, o que melhor permite a avaliação do tempo de retorno, uma vez que leva em consideração a atualização dos valores monetários ocorridos ao longo do fluxo de caixa [69].

Em ambos os tipos, é sempre preferível pelos investidores ter um *payback* pequeno e possível, que indicam prazos curtos para recuperação do capital investido, logo menor exposição ao risco.

2.6.3. CAPEX (*Capital Expenditures*)

O CAPEX são as despesas de capital da empresa, correspondente aos fundos que uma empresa utiliza para adquirir, atualizar e manter bens físicos ou serviços para aumentar a capacidade da empresa de gerar lucro, como propriedades, fábricas, edifícios, tecnologia ou equipamentos [71].

Ele é muito utilizado quando se trata de novos projetos ou novos investimentos a ser realizados por uma empresa. Estas despesas de capital em ativos fixos são feitas pela empresa com o objetivo de aumentar o escopo de suas operações ou melhorar a produtividade de forma a trazer benefícios económicos à operação [72].

2.6.4. OPEX (*Operational Expenditures*)

O OPEX são as despesas operacionais da empresa, que estão relacionadas com os custos continuados que ela possui para se manter em funcionamento. Estes tipos de despesas tem a necessidade de serem revistas periodicamente e são influenciadas, principalmente, pelo preço do barril de petróleo [73].

Alguns exemplos deste tipo de despesa é o custo de mão-de-obra, a logística de pessoal e material e custos secundários como a manutenção, seguros, taxas de licenças, manutenção e reparos, publicidade, entre outros [72].

A grande diferença entre o OPEX e o CAPEX, é que o primeiro são as despesas de curto prazo e normalmente utilizadas no período contábil em que foram adquiridas. Ou seja, eles são pagos semanalmente, mensalmente ou anualmente. Os custos de CAPEX são pagos antecipadamente de uma só vez e seus retornos levam mais tempo para serem concluídos, por exemplo, a compra e equipamentos para um novo projeto, já os retornos do OPEX são mais curtos, como por exemplo, o trabalho que um funcionário faz diariamente para ganhar seu salário.

Muitas empresas têm vindo a optar pelo OPEX ao por questões financeiras. Caso a empresa opte por arrendar e ou alugar instalações e ou equipamentos, em vez comprar (despesas de capital), o custo do arrendamento/aluguer será classificado como custo operacional, aumentando os gastos, mas reduzindo os impostos [74].

2.6.5. Software Que\$tor™

Com o objetivo de se analisar os custos associados ao desenvolvimento deste novo campo com alto teor de CO₂ no pré-sal brasileiro, campo este que não poderá ser identificado, será utilizado o *software* Que\$tor™.

O Que\$tor™ é uma ferramenta computacional líder do setor para estimativa de custos operacionais (OPEX) e de capital (CAPEX), também fornece uma triagem de conceito, otimização, estimativas detalhadas dos custos de projetos de petróleo e gás, além de modelar com precisão a produção de petróleo/gás. Possui um vasto banco de dados em geologia, reservatório, produção, equipamentos, tecnologias e seus custos associados, nos de vários países e regiões do mundo [75].

Onde no CAPEX serão incluídas a instalação de uma nova UEP própria, a perfuração, a completação e interligação de poços e a conceção e implantação dos sistemas de produção. E no OPEX serão considerados os custos de inspeção e manutenção de todo o sistema submarino de produção ao longo da vida produtiva do campo. Já o abandono, que corresponde ao processo realizado após a conclusão da vida útil de um campo de petróleo, será tratado como um elemento à parte ao OPEX e CAPEX por se tratar da remoção dos equipamentos, mesmo que parcial, que contempla um trabalho multidisciplinar envolvendo diversas áreas da engenharia, política e bem-estar social. O abandono será composto pelo custo de desmobilização dos equipamentos da perfuração e do sistema submarino após a conclusão da produção.

Para as bases de estimativas de custos realizadas neste projeto, é importante destacar que foram utilizados os dados de saída do Que\$tor e aplicadas informações de conhecimento de mercado da empresa para conseguir estimar com maior confiança e realismo as variáveis de custos que envolvem o projeto, como por exemplo impostos referentes a compra e importação de equipamentos. E que todos os custos de equipamentos, materiais, instalação, fabricação, certificação, seguro, frete, contingência, gerenciamento de projeto e custos operacionais como afretamento de embarcações de apoio a plataforma foram estimados com base no conhecimento de mercado da empresa e expressos em dólar.

3. Metodologia Científica

A metodologia utilizada neste trabalho está baseada em três partes: (1) A parte experimental, que envolve a caracterização de uma amostra do fluido condensado recebido de um campo do pré-sal brasileiro com mais de 50% de CO₂ utilizando técnicas analíticas para determinar seu peso molecular, densidade, grau API, viscosidade, teor de água e composição química e caracterização de uma amostra sintética de fluido de reservatório tipo gás condensado com alto teor de CO₂ também utilizando técnicas analíticas para determinar a razão gás/óleo, composição química, expansão a composição constante, depleção a volume constante, viscosidade de alta pressão e a tensão interfacial; e (2) Para a etapa de avaliação económica, primeiramente foi realizada a seleção de materiais e escopo submarino a ser utilizado, para assim, utilizando o modelo de estimativa de custos Que\$tor realizar uma estimativa dos custos de perfuração, das instalações de superfície, das linhas de transmissão e a estimativa dos custos das despesas operacionais do projeto.

3.1. Análise experimental

Os ensaios de laboratório do fluido condensado do pré-sal brasileiro e do fluido sintético foram realizados no laboratório LATCA – UFRJ no âmbito do presente contrato PETROGAL – SIMEROS durante os meses de fevereiro a março de 2021.

A amostra do fluido condensado foi rececionada em cilindro de amostragem de alta pressão equipado com pistão flutuante (Figura 3.1) e foi caracterizada assim que chegou ao laboratório e os procedimentos foram realizados como descrito nos próximos tópicos.

Posteriormente, a partir de dados fornecidos pelo parceiro Petrobras, foi preparada uma amostra sintética considerando que uma mistura de CH₄ (metano) e CO₂ (dióxido de carbono) representariam a composição do gás associado. Após preparada, esta amostra foi caracterizada e utilizada para comparação com o fluido condensado real e os procedimentos realizados estão descritos nos próximos tópicos.



Figura 3.1 - Cilindro de amostragem [76].

3.1.1. Peso molecular, densidade, °API e teor de água

O peso molecular da amostra condensada foi determinado através do osmómetro crioscópico do tipo OSMOMAT010 da marca Gonotec (Figura 3.2). Este experimento determina a força osmótica da solução em benzeno da amostra utilizando a depressão do ponto de congelamento, fazendo medidas comparativas dos pontos de congelamento da água pura e da solução [77].

Neste processo a temperatura da amostra é gradualmente diminuída até uma temperatura pré-determinada abaixo de seu ponto de congelamento. Quando essa temperatura é atingida, o equipamento injeta pequenos cristais de gelo na amostra, os cristais de gelo servem como núcleos que iniciam o processo de congelamento da amostra. Durante o congelamento a temperatura da amostra se eleva devido a liberação do calor latente de fusão e atinge um ponto igual a sua temperatura de congelamento na pressão do experimento (pressão atmosférica). A temperatura da amostra é monitorada durante todo o processo.



Figura 3.2 - Crioscópio [78].

A densidade e o grau API da amostra condensada recebida foi medida experimentalmente utilizando um densímetro digital de tubo vibratório modelo Anton – Paar modelo DMA 4500m (Figura 3.3) nas condições padrão do procedimento ASTM D5002 [78].



Figura 3.3 – Densímetro [76].

O teor de água na amostra de condensado recebido foi determinado utilizando o método de Karl-Fischer Coulométrico (Figura 3.4) segundo a norma ASTM D4928 utilizando o equipamento da marca Metrohm modelo Titrand 852 [79].



Figura 3.4 -Karl-Fisher coulométrico [76].

3.1.2. Composição química do fluido condensado recebido

Para uma análise detalhada de hidrocarbonetos gasosos dissolvidos na amostra de fluido condensado recebido, foi utilizado um cromatógrafo gasoso (CG) em fase líquida da Agilent modelo 7890^a equipado com injetor automático (Figura 3.5). Foi utilizado um detetor de ionização de chama (FID) e um sistema de criogenia capaz de fornecer as concentrações dos diferentes compostos presentes na amostra.



Figura 3.5 - Cromatógrafo de análise de gases (à esquerda) e cromatógrafo de análise de líquidos (à direita) [76].

3.1.3. Viscosidade

A viscosidade do fluido condensado recebido foi determinada experimentalmente pelo método ASTM D445 utilizando o viscosímetro capilar de vidro do tipo Capillar Cannon-Fenske Opaco de Fluxo Reverso (Figura 3.6). Com o objetivo de avaliar a influência da temperatura na viscosidade do fluido, foram efetuadas medições a várias temperaturas.



Figura 3.6 - Viscosímetro “Capillar Cannon-fenske” [80].

3.1.4. Razão gás/óleo (RGO)

Na análise volumétrica da razão gás/óleo (RGO), como a amostra sintética encontrava-se na forma bifásica (líquido-vapor), foi recombinada num pistão-cilindro flutuante a 9000 psig do tipo Recombinador “Schlumberger” (Figura 3.7) para que assim esteja líquida e monofásica para a análise [77].



Figura 3.7 - Sistema de recombinação de amostras [76].

No final, este procedimento, o cilindro é desconectado do recombinador e acomodado em posição vertical por um período de 24 horas para a sedimentação de material sólido que possa estar presente na amostra. Após o repouso o cilindro é acoplado

a uma bomba de deslocamento positivo e é aquecido até à temperatura do separador trifásico de origem da amostra onde a temperatura é controlada por um controlador PID (proporcional integral derivativo), a pressão é controlada durante todo o processo de aquecimento para se evitar pressão excessiva.

Após estabilização da temperatura e da pressão, é conectado um picnómetro na parte superior do cilindro, e a válvula é aberta. A queda de pressão no cilindro é corrigida pela bomba e mantida constante em 800 psi.

O picnómetro contendo a alíquota é então conectado a um gasómetro do tipo “Schlumberger” equipado com medidor de temperatura, controlador de pressão e bomba de recirculação (Figura 3.8). O gás dissolvido é então libertado no gasómetro na condição de pressão atmosférica e o sistema é colocado em recirculação para que todo o gás dissolvido seja libertado durante o *flash*. A libertação do gás é concluída quando a pressão estabiliza, o líquido residual no picnómetro é guardado para ser analisado por CG, e o volume do gás libertado é calculado através da equação dos gases ideais.



Figura 3.8 – Gasómetro [76].

3.1.5. Composição química do gás sintético

Após a libertação *flash* ter sido realizada, as amostras do gás foram coletadas em tubos de ensaio com pistão flutuante, o líquido residual no picnómetro foi analisado por cromatografia gasosa.

O equipamento utilizado para a cromatografia gasosa foi o Cromatógrafo Agilent modelo 7890^a equipado com injetor automático (Figura 3.5).

3.1.6. Expansão a composição constante (CCE)

Após a caracterização do fluido, realizada na célula PVT (Pressão-Temperatura-Volume) do tipo “Schlumberger” com 12 estágios (Figura 3.9) foi possível prever o comportamento do fluido dentro do reservatório. Uma destas análises é a expansão a composição constante, que tem por finalidade determinar a pressão de saturação de uma mistura monitorando a sua expansão, ou seja, verificar o volume da mistura a partir de um estímulo de pressão ao manter a composição e temperatura constantes [81].



Figura 3.9 - Célula PVT [76].

O experimento consiste em preencher a célula de volume variável com uma certa quantidade da amostra a pressão inicial de 9000 psig e temperatura de reservatório de 64,5 °C e expandi-la isotermicamente de modo controlado registando pressões, volumes, e alterações visíveis, como o ponto de orvalho.

3.1.7. Depleção a volume constante (CVD)

Outra análise em célula PVT é a redução a volume constante (CVD) com o objetivo de reduzir a pressão até atingir o ponto de orvalho (temperatura que uma mistura atinge quando se forma uma gota líquida). Atingindo esta temperatura é efetuada a determinação da composição da fase gasosa, o fator de compressibilidade na pressão e temperatura do reservatório, recuperação de hidrocarbonetos em qualquer pressão e a saturação de líquido [82].

Nesta análise são efetuadas sucessivas expansões (gerando a redução de pressão) seguidas de libertações de gás a pressão constante, de modo a retornar à célula ao volume inicial da amostra, o qual corresponde ao volume da célula em que o fluido encontra o ponto de orvalho. As retiradas das amostras de gás foram realizadas com a célula a 5000 psig, 4000 psig, 3000 psig e 2000 psig. A pressão inicial foi 5900 psig, correspondente à

pressão do ponto de orvalho na temperatura de 64.5 °C, para a composição do fluido sintético.

Depois de retiradas da célula, estas amostras de gás foram encaminhadas para análise de composição química por cromatografia gasosa.

3.1.8. Viscosidade de alta pressão

As medidas de viscosidade de alta pressão foram realizadas num viscosímetro de alta pressão Cambridge Viscosity, VISCOpro 2000 (Figura 3.10), segundo a norma ASTM D7483-08.

A viscosidade do fluido condensado recebido foi medida a diferentes temperaturas como descrito na secção 3.1.3 e a viscosidade do fluido sintético foi medida como fluido de alta densidade de fase única utilizando o viscosímetro de alta pressão para 3 temperaturas incluindo a temperatura 64,5 °C.



Figura 3.10 - Viscosímetro de alta pressão [76].

3.1.9. Tensão interfacial

As medidas de tensão interfacial foram obtidas com o tensímetro Kruss Modelo DSA100S (Figura 3.11). Esta determinação consiste em colocar o fluido condensado em contato com uma amostra de gás sintético produzido especialmente para este ensaio, 80% CO₂ e 20% CH₄ em base molar. Após o equilíbrio em 3 pressões definidas, a tensão interfacial será medida na temperatura especificada de 64,5 °C.



Figura 3.11 - Tensímetro [83].

3.2. Viabilidade técnico económica

3.2.1. O Campo

O campo modelo para análise deste trabalho é baseado num campo real cujo nome não será revelado, que se encontra na Bacia de Santos. A Bacia de Santos se estende desde o litoral sul do estado do Rio de Janeiro ao norte do estado de Santa Catarina e possui uma área de cerca de 352 mil quilômetros quadrados sob lâmina d'água de até 3.000 metros. Para as bases do projeto, foi considerada a lâmina d'água de 2.183 metros. A temperatura média máxima ambiente de 28 °C e temperatura média do mar de 10 °C. Estas informações foram obtidas através do banco de dados de poços georreferenciados do *software* Que\$tor.

A composição química dos reservatórios petrolíferos varia expressivamente em função da profundidade e localização (tipo de bacia) dos mesmos. Neste trabalho, o reservatório considerado é de óleo com gás associado e teve suas características estimadas pelo *software* Que\$tor com base em seu banco de dados em 8,27 km de comprimento e 4,14 de largura. Da mesma forma, a pressão no reservatório foi estimada em 549 bar com temperatura média de 75,2°C. A razão gás óleo (RGO) do óleo do reservatório é de 2831.81 m³Std/m³Std e sua densidade varia de 14 a 20 °API e já a densidade da capa de gás formada é de 35,5 °API. Baseada na RGO a taxa de produção de gás associado é de 15 milhões de metros cúbicos por dia.

O peso molecular da mistura é de 44,88 g/mol com percentual de CO₂ de com percentual molar de CO₂ de 82%. A presença de H₂S considerada foi de 3 ppmv, teor obtido nas análises experimentais e é relativamente baixo (3 – 10 ppmv). Para efeitos de projeto, a relação inicial entre o caudal de água e o caudal total de líquido (*watercut*) medido em uma condição padrão foi assumida como 10%.

O início da construção do primeiro poço produtor está previsto para outubro/2026, a sua interligação para março/2027 e o primeiro óleo para julho/2027. O prazo de produção, considerando a Declaração de Comercialidade em 2026, é de 27 anos, até dezembro/2053.

A reserva recuperável estimada é de 342 milhões de barris de óleo equivalente (boe) com o pico de produção de óleo prevista é de 50.000 bpd em 2028.

3.2.2. Escopo Submarino

Por se tratar de um reservatório complexo pois apresenta alta RGO, alto teor de CO₂ e não possuir análogos no mundo, para o seu desenvolvimento ser técnica e economicamente viável, foi necessário o desenvolvimento de estudos e qualificações de novas tecnologias que possibilitem a produção desta área, que garantam o escoamento considerando a composição parafínica do condensado e o processamento de gás em grandes volumes e elevada pressão, requerendo um FPSO de alta capacidade.

A configuração de poços assumida consiste numa malha de drenagem baseada em dados atuais do sistema de produção deste campo, portanto segundo a Agência Nacional de petróleo, Gás natural e bicombustíveis (ANP), são admitidos sete poços produtores e três poços injetores de água (Tabela 3.1).

Tabela 3.1 - Poços previstos no escopo submarino.

Poço	Nº Poços
Produtores	4
Injetores de gás	3
Total	7

Onde dos 4 poços produtores, 3 poços serão interligados diretamente à UEP (poços satélites) e 1 será interligado a um módulo da nova tecnologia da Petrobras, HISEP®. E de forma análoga, dos 3 poços injetores, 2 poços serão interligados diretamente à UEP (poços satélites) e 1 poço será interligado ao módulo HISEP®.

O módulo HISEP® é composto por uma unidade de separação em alta pressão dos fluidos produzidos em fase densa, um módulo de bomba de elevação de óleo condensado (*boosting*) e um módulo de bombas para reinjeção de CO₂ em fase densa e frações de hidrocarbonetos não separados no processo, bem como as interligações

submarinas entre poços. Será considerada uma eficiência termodinâmica de 92% e disponibilidade de 90% desta tecnologia.

Um dos grandes desafios deste campo está em se obter uma planta de alta capacidade de processamento de gás no FPSO. Pois mesmo com a utilização do HISEP para realizar a reinjeção submarina do gás produzido, o alto volume restante que será processado pela UEP, 15 milhões de m³ por dia de gás, faz-se necessária a construção de um FPSO que atenda as necessidades deste campo. Isso se deve ao fato de que atualmente em outros campos da Bacia de Santos, com baixo nível de contaminantes, as UEP utilizadas tem capacidade de processamento de gás muito inferior ao requisitado quando há alto teor de contaminantes. Como por exemplo o FPSO Cidade de Maricá instalado no campo de Lula, tem capacidade para processar, diariamente, 150 mil barris de óleo e apenas 6 milhões de m³ de gás natural. Já o FPSO Cidade de Paraty instalado na área do pré-sal da Bacia de Santos, tem capacidade de produção de cerca de 120 mil barris por dia de óleo e 5 milhões de m³ por dia de gás natural [84].

Para o campo em estudo neste presente trabalho, faz-se necessário a contratação de Engenharia, Aquisição, Construção e Instalação (EPCI) do FPSO a ser utilizado e que tenha capacidade de processamento da planta de 15 MM Sm³/dia de gás e de 50.000 bpd de óleo. Como não é esperada a produção de água proveniente da capa de gás, será considerada uma unidade de tratamento de água com capacidade de 12.000 bpd.

A exportação do condensado produzido será realizada por meio de navios aliviadores, com posicionamento dinâmico, até o terminal de escoamento da produção mais próximo localizado a 200 km do campo em estudo. Já o gás produzido será totalmente reinjetado, não sendo previsto portando a exportação através de um gasoduto.

3.2.3. Seleção de materiais

Conforme o escopo do arranjo submarino, são previstas a interligação de 7 poços, conforme mostrado na tabela 3.1 anteriormente e é importante realizar a correta seleção de materiais para as paredes da tubagem e seu revestimento, pois esta escolha afetará na espessura da parede das tubagens e, portanto, o custo do material, na velocidade e quantidade de dias necessários para instalação através da embarcação de suporte DSV.

O alto teor de CO₂ requer a utilização de linhas rígidas Full CRA (*Corrosion Resistant Alloy*) para todos os poços produtores e linhas interligadas ao HISEP®. Para os

poços injetores satélites será considera a utilização de linhas rígidas Full CRA, com revestimento integral de inconel 625.

O material Full CRA é uma liga metálica resistente à corrosão que contém metais como Aço inoxidável, Cobalto, Níquel, Ferro, Titânio e Molibdênio. Estes metais quando combinados, promovem a resistência à corrosão localizada mais do que outros componentes, como por exemplo, o aço carbono [85]. Também oferece uma proteção confiável, eliminando a necessidade de manutenção e reparos caros, além de ter custo reduzido ao se comparar com outros materiais disponíveis no mercado como CLAD 316 inoxidável, liga CLAD 825 e DUPLEX.

Para o revestimento a escolha do material inconel 625 se deu pelo fato de ser uma liga de níquel com elevada resistência à ambientes de alta temperatura, ambientes ácidos e alta resistência à corrosão e oxidação [85].

4. Avaliação dos resultados e das análises experimentais

4.1. Resultados das análises experimentais

Nesta secção são apresentados os resultados das análises físico-químicas realizadas na caracterização do óleo produzido pelo campo. Também são apresentados os resultados obtidos na realização da simulação computacional no *software* designado por Que\$tor para estimava de custos associados ao desenvolver este novo campo do pré-sal brasileiro.

4.1.1. Massa molar, densidade, °API e teor de água

O parceiro, Petrobras, forneceu dados de referência de uma amostra *bottom-hole*, que é uma amostra de fundo de poço que pode ser obtida através de ferramentas de amostragem altamente específicas da indústria de petróleo para fins de comparação dos resultados.

Os dados usados como referência foram a RGO de 2831,81 m³Std/m³Std, o °API a 35,72, pressão de amostragem igual a 607,44 kgf/cm² (8639,82 psi) e temperatura de amostragem a 64,5 °C.

A amostra recebida para análise foi um óleo leve de 35 °API e de coloração castanha, devido a oxidação com o tempo. Na tabela 4.1 encontram-se os dados obtidos de grau API, densidade, teor de água, massa molar da amostra de fluido condensado rececionado.

Tabela 4.1 - Densidade, teor de água e massa molecular do condensado.

Propriedade	Média	Desvio padrão
Massa molar (g/mol)	216.77	1.497
Densidade (g/cm ³)	0.846	1E-05
°API	35.533	0.00577
Teor de água (%vol)	0.006	0.000577

4.1.2. Composição química do fluido condensado

A partir da cromatografia gasosa foi possível realizar a análise composicional do fluido condensado recolhido. Os valores encontram-se na tabela 4.2 e representam a

média dos valores médios obtidos nas injeções realizadas em cada uma das amostras recolhidas.

Tabela 4.2 - Composição química encontrada para o fluido rececionado.

% Massa		Desvio	% mol		Desvio
C3	0.012	0.000	C3	0.060	0.000
IC4	0.030	0.000	IC4	0.110	0.001
NC4	0.135	0.000	NC4	0.504	0.001
IC5	0.244	0.000	IC5	0.737	0.001
NC5	0.411	0.000	NC5	1.238	0.001
C6	1.314	0.003	C6	3.402	0.007
C7	2.917	0.007	C7	6.608	0.017
C8	4.391	0.122	C8	8.924	0.248
C9	4.331	0.360	C9	7.785	0.647
C10	4.294	0.311	C10	6.969	0.504
C11	3.867	0.205	C11	5.722	0.303
C12	4.036	0.277	C12	5.452	0.374
C13	4.489	0.203	C13	5.579	0.252
C14	3.764	0.273	C14	4.309	0.312
C15	4.366	0.192	C15	4.609	0.203
C16	3.290	0.220	C16	3.223	0.216
C17	3.338	0.208	C17	3.063	0.191
C18	3.508	0.155	C18	3.039	0.134
C19	3.435	0.131	C19	2.841	0.108
C11+	81.922	0.803	C11+	63.663	1.423
C20+	47.828	2.666	C20+	25.826	3.516

Os resultados mostram que a amostra analisada é mais pesada do que a amostra informada pela Petrobras. Isso provavelmente deve-se à evaporação que inevitavelmente ocorre durante a manipulação da amostra líquida. Esta hipótese pode ser também reforçada devida à natureza leve do óleo (°API 35).

4.1.3. Viscosidade

O viscosímetro usado mede a viscosidade cinemática, para diferentes temperaturas, para determinar os valores de viscosidade dinâmica usaram-se os valores da massa volúmica para as correspondentes temperaturas. As duas viscosidades podem ser relacionadas pela Equação 2 abaixo.

$$\mu = \frac{\nu}{\rho} \quad (2)$$

Onde,

μ – Viscosidade dinâmica do fluido, N.s/m²

ν – Viscosidade cinemática do fluido, m²/s

ρ – Massa específica do fluido, kg/m³

Dessa forma, a relação entre a viscosidade cinemática e a viscosidade dinâmica é uma função linear e assim foi possível estabelecer uma equação da reta como mostrado abaixo na Figura 4.1, a partir dos dados mostrados na Tabela 4.3.

Tabela 4.3 – Massa volúmica do condensado em função da temperatura.

T (°C)	ρ (kg/m³)
20	0.84758
21.5	0.84665*
30	0.84055
40	0.83349
41	0.833*
50	0.8267*
64.5	0.81655*

*Encontradas através de interpolação linear pela equação da reta densidade *versus* temperatura.

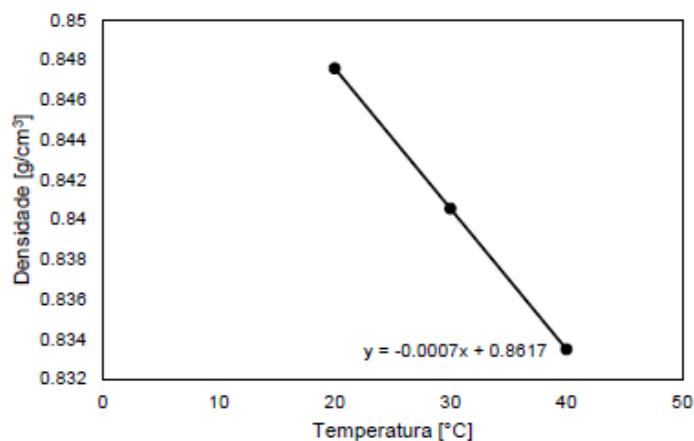


Figura 4.1 - Equação da reta da densidade versus temperatura.

Os resultados da variação da viscosidade cinemática e dinâmica, para diversas temperaturas, são apresentados na Tabela 4.4 e na Figura 4.2.

Tabela 4.4 - Viscosidades do líquido condensado estabilizado em função da temperatura.

Viscosidades (ν - cinemática e μ - dinâmica)				
T (°C)	ν_1 (mm ² /s)	ν_2 (mm ² /s)	$\nu_{média}$ (mm ² /s)	$\mu_{média}$ (cP)
21.5	8.781	8.936	8.858	7.500
30	6.091	6.053	6.072	5.104
41	4.633	4.720	4.677	3.896
50	3.894	3.898	3.896	3.221
64.5	3.012	2.995	3.003	2.452

Os valores das viscosidades cinemáticas e dinâmicas do fluido recolhido foram obtidos para um valor de pressão acima de 7000 psig (acima do ponto de orvalho), com amostra de gás monofásica.

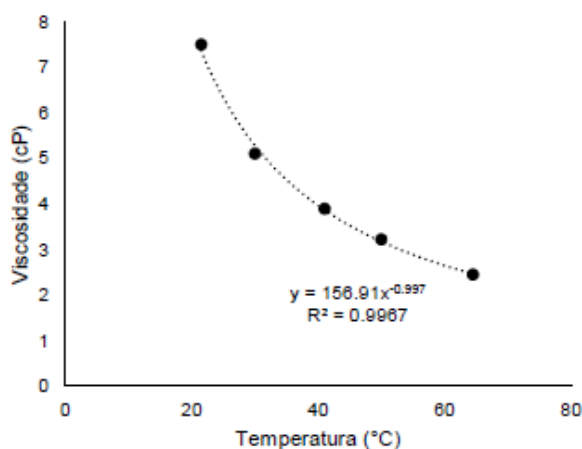


Figura 4.2 - Temperatura versus viscosidade.

Devido à viscosidade ser inversamente proporcional à temperatura, a viscosidade diminui quando a temperatura aumenta e varia com os teores dos componentes (leves, intermediários, pesados) do petróleo, assim como era esperado. Os óleos que possuem maioritariamente compostos pesados, como é o caso da amostra de fluido condensado, são mais viscosas que aquelas contendo mais compostos intermediários e estas, são mais viscosas que óleos contendo maior parte de componentes leves [86].

4.1.4. Razão gás/óleo (RGO)

A amostra de fluido sintético foi criada em laboratório a partir dos dados informados pela Petrobras e tendo como base uma mistura de CH₄ (metano) e CO₂ (dióxido de oxigénio) representativa do gás em estudo. Também foram consideradas na preparação do fluido sintético a razão gás/óleo RGO (v/v) e a composição informadas.

A composição real da amostra de fluido condensado e do fluido sintético foram comparadas e mostraram ser semelhantes. O gás obtido na recombinação para formação do fluido sintético é um gás retrógrado.

As massas molares (g/mol) encontram-se na Tabela 4.5.

Tabela 4.5 - Valores das massas molares fornecidos pela Petrobras

Líquido	Gás	Mistura	C20+
210.49	39.25	44.81	404

Na perspetiva inicial, esta mistura seria 80% molar de CO₂ e 20% molar de CH₄. Contudo, após alguns cálculos, percebeu-se que, ao utilizar esta proporção, o metano estaria substituindo os compostos intermediários (C2, C3, C4), e isso não seria coerente pois o metano é muito leve. Dessa forma, foram realizados os cálculos para uma mistura gasosa 82% molar de CO₂ e 18% molar de CH₄. E assim, os componentes intermediários foram substituídos por CO₂ em alta proporção, e condensado e metano em baixa proporção.

Na Tabela 4.6 é apresentada a comparação entre as composições dos dois fluidos. A massa molar obtida no fluido sintético, 44,88 g/mol, ficou bem próxima da massa molar de mistura relatada pela Petrobras, de 44,81 g/mol.

Tabela 4.6 - Comparação entre as composições do fluido sintético produzido e do fluido informado pelo parceiro.

Composição do fluido sintético		Composição do parceiro	
Zliq	0.03329	ZC ₅₊	0.0299
ZCO ₂	0.7917	ZCO ₂	0.7676
ZCH ₄	0.1738	ZCH ₄	0.1647
		Z(C ₂ ,C ₃ ,C ₄)	0.0339
ZN ₂	0.00121	ZN ₂	0.0039
MM	44.882	MM	44.81

A razão gás/óleo (RGO) foi avaliada para a amostra sintética preparada como mostra a tabela 4.7.

Tabela 4.7 - RGO da amostra sintética preparada.

	Média	Desvio entre as medidas
RGO (m ³ Std/m ³ Std)	3116.14	89.22

A partir dos resultados, obtido a partir de uma média entre dois valores obtidos por diferentes amostragens realizadas no cilindro que acomodava a amostra, foi observada uma diferença a partir do RGO amostra *bottom-hole* (2831.81 Sm³/Sm³) e da amostra de fluido sintético (3116.14 Sm³/Sm³), isso é possivelmente devido ao erro intrínseco das medições, mas também devido a diferentes composições (fluidos obtidos a partir de diferentes procedimentos, um de fundo de poço e o outro na superfície).

4.1.5. Composição química do gás sintético

O resultado da cromatografia do gás liberado no *flash* está abaixo na Tabela 4.8 e é expresso como uma média das triplicatas. Verifica-se que alguns componentes leves do líquido migraram para a fase gás.

Tabela 4.8 - Resultado de cromatografia do gás do *flash*.

	Média	Desvio padrão
CO₂	81.502	0.462
O₂	0.000	0.000
N₂	0.370	0.372
C1	17.986	0.087
C2	0.000	0.000
C3	0.000	0.000
IC4	0.003	0.006
NC4	0.003	0.006
IC5	0.020	0.000
NC5	0.030	0.000
C6	0.037	0.006
C7	0.032	0.004
C8	0.022	0.007
C9	0.000	0.000
C10	0.000	0.000

O líquido residual no picnómetro também foi analisado na cromatografia. O resultado está abaixo na Tabela 4.9 e representa duas injeções da mesma amostra. Pouca amostra foi coletada pois pouco líquido aparece durante o *flash* em virtude da natureza do fluido.

Tabela 4.9 - Resultado de cromatografia do líquido restante a pressão atmosférica.

	Massa	Desvio	% mol	Desvio
C3	-	-	-	-
IC4	-	-	-	-
NC4	0.005	0.000	0.019	0.000
IC5	0.034	0.000	0.105	0.001
NC5	0.081	0.001	0.248	0.002
C6	0.814	0.016	2.138	0.041
C7	2.414	0.023	5.547	0.052
C8	4.852	0.049	10.004	0.101
C9	5.369	0.042	9.789	0.076
C10	5.538	0.081	9.118	0.134
C11	5.121	0.082	7.686	0.124
C12	4.932	0.204	6.758	0.280
C13	5.726	0.055	7.219	0.069
C14	5.320	0.098	6.177	0.114
C15	5.397	0.206	5.780	0.220
C16	4.023	0.082	3.998	0.081
C17	3.977	0.145	3.702	0.135
C18	4.424	0.065	3.889	0.057
C19	3.929	0.066	3.296	0.056
	-	-	-	-
C11+	80.893	0.212	63.032	0.407
C20+	38.045	1.216	14.528	1.544

4.1.6. Expansão a composição constante (CCE)

Neste teste foi utilizada a amostra sintética para se observar os volumes e a transição de fases com expansão isotérmica. A pressão inicial foi de 9000 psig e a temperatura do reservatório é de 64,5 °C.

Abaixo, estão contidas na tabela 4.10 as condições iniciais para o experimento de expansão a composição constante.

Tabela 4.10 - Condições iniciais para o teste.

Pressão de trabalho (Psig)	9000
Pressão de saturação (Psig)	5900
Temperatura (°C)	64.5
Massa molar (g/mol)	44.88
Massa específica inicial (g/cm³)	0.82484
Massa inicial (g)	19.498
Volume inicial (cm³)	23.546
Número de mols (mol)	0.4327

A partir deste experimento, observou-se que o volume de líquido liberado da fase gasosa esta abaixo do ponto de orvalho, que foi por volta de 5900 psig.

Também foi observado que a compressibilidade entre a pressão inicial e a pressão do ponto de orvalho foi baixa, o que representa que o volume total dentro da célula não muda significativamente com a variação de pressão. Adicionalmente, um resultado importante obtido foi que mesmo a pressões inferiores ao ponto de orvalho, a queda de líquido ainda é pequena, 4 ml, o que representa uma baixa compressibilidade da amostra e pode estar relacionado com o alto valor de RGO obtido.

Os resultados da expansão isotérmica estão listados na tabela 4.11.

Tabela 4.11 - Resultados CCE.

Pressão (Psig)	Volume (cm ³)	Volume gás	Volume líquido	% líquido	Massa especif. (g/cm ³)	%liq Vd	V/ Vsat	Z
9000	23.544	23.544	0.000	0.000	0.825	-	0.910	1.204
8500	23.749	23.749	0.000	0.000	0.818	-	0.918	1.147
8000	24.152	24.152	0.000	0.000	0.804	-	0.933	1.098
7500	24.500	24.500	0.000	0.000	0.793	-	0.947	1.044
7000	24.982	24.982	0.000	0.000	0.777	-	0.965	0.994
6500	25.346	25.346	0.000	0.000	0.766	-	0.979	0.936
6300	25.567	25.567	0.000	0.000	0.760	-	0.988	0.915
6000	25.789	25.789	0.000	0.000	0.753	-	0.996	0.879
5900	25.884	25.857	0.027	0.104	-	-	1.000	0.868
5800	26.002	25.927	0.075	0.288	-	0.290	1.005	
5700	26.089	25.965	0.124	0.477	-	0.481	1.008	
5600	26.231	26.056	0.176	0.670	-	0.679	1.013	
5500	26.397	26.209	0.188	0.713	-	0.727	1.020	
5400	26.540	26.267	0.273	1.029	-	1.055	1.025	
5000	27.172	26.666	0.506	1.862	-	1.955	1.050	
4500	28.113	27.278	0.835	2.971	-	3.227	1.086	
4000	29.417	28.064	1.353	4.600	-	5.229	1.137	
3000	34.247	31.374	2.873	8.390	-	11.101	1.323	
2500	39.947	36.473	3.474	8.697	-	13.423	1.543	
2200	46.231	42.449	3.783	8.182	-	14.614	1.786	
2000	52.832	48.915	3.917	7.414	-	15.133	2.041	
1700	66.895	62.876	4.020	6.009	-	15.530	2.584	

A Figura 4.3 mostra a evolução do volume total da célula durante o experimento de expansão isotérmica.

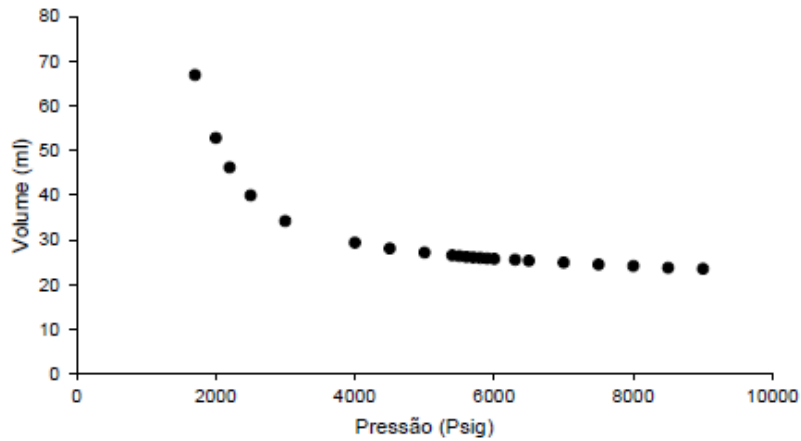


Figura 4.3 - Volume total da célula ao longo do experimento CCE.

A Figura 4.4 mostra o volume total de líquido que é formado dentro da célula durante o experimento.

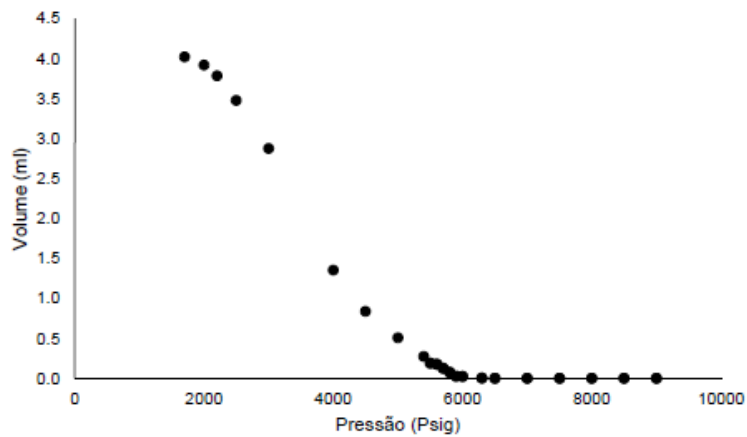


Figura 4.4 - Volume total de líquido condensado durante o experimento.

A Figura 4.5 mostra a variação do volume relativo ao volume da célula no ponto de saturação (ponto de orvalho). Para o fluido monofásico, o valor é menor do que 1. No ponto de saturação, esse valor é 1, enquanto para os fluidos saturados este valor é maior do que 1.

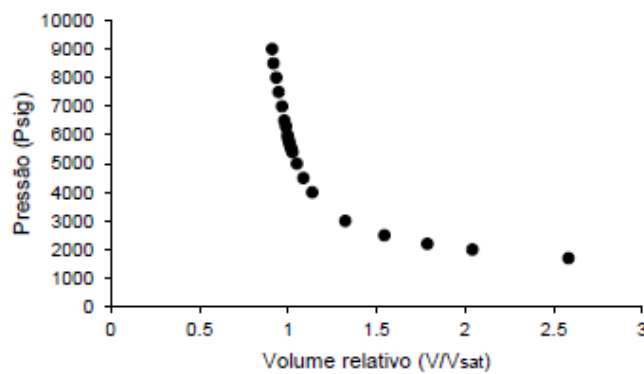


Figura 4.5 - Volume relativo ao volume de saturação.

A Figura 4.6 mostra o fator de compressibilidade do fluido monofásico como função de pressão a 64.5°C. Percebe-se que o fator de compressibilidade cruza a magnitude de uma unidade para a temperatura de 64.5°C e pressão próxima de 7000 psig.

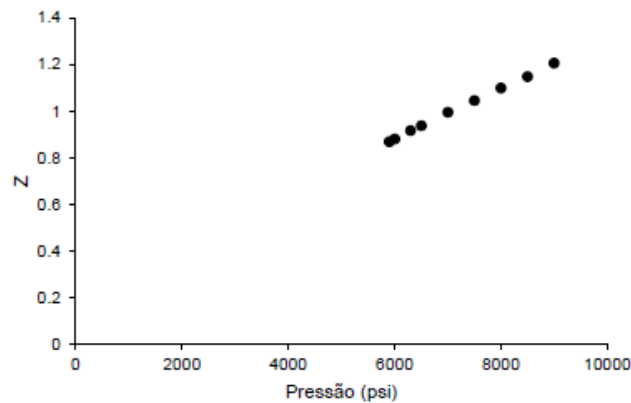


Figura 4.6 - Fator de compressibilidade do fluido monofásico.

Durante o experimento de expansão a composição constante, uma transição de fases do tipo ponto de orvalho (fluido tipo gás denso \rightarrow gás denso + líquido) foi observada. Acima do ponto de orvalho, o fluido se apresentava como uma única fase fluida de coloração marrom clara (Figura 4.7 (a)). O líquido que apareceu na célula abaixo do ponto de orvalho mostrou aspeto negro (Figura 4.7 (b)), e com o decréscimo da pressão a fase de vapor foi adquirindo cada vez mais um aspeto claro, o qual mostrou-se mais turvo na região de baixa compressibilidade (pressões entre \approx 5900 e 3000 Psig) e mais translúcido na região de alta compressibilidade (pressões abaixo de \approx 3000 Psig).

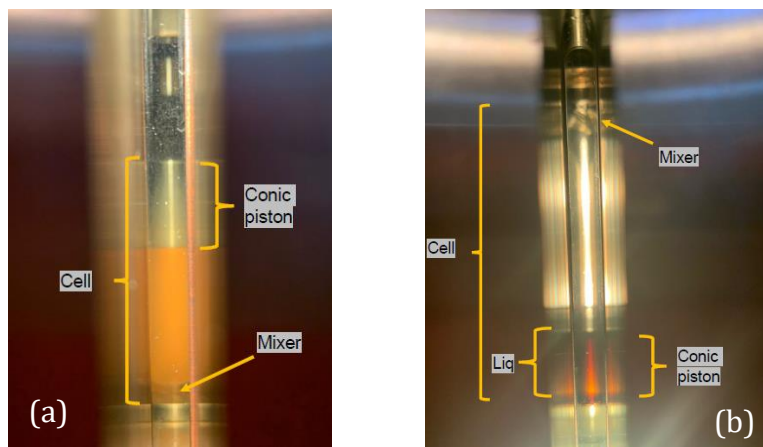


Figura 4.7 - (a) Início do experimento nas condições iniciais, a 9000 psig. (b) Fim do experimento, a 1700 psig.

A Tabela 4.12 relata o ponto de orvalho aferido e outras informações pertinentes.

Tabela 4.12 - Condições iniciais para expansão e ponto de orvalho aferido.

Pressão de trabalho (psig)	9000
Temperatura (°C)	64.5
Massa molar (g/mol)	44.88
Pressão de saturação (psig)	5900

A figura 4.8, é uma ilustração para a compreensão do caminho de depleção seguido pelo fluido no diagrama PT. Como a expansão é isotérmica, uma reta vertical representa a queda de pressão neste diagrama.

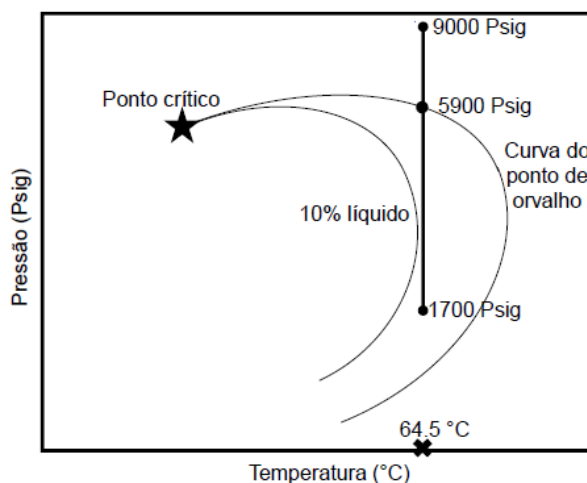


Figura 4.8 - Representação esquemática da depleção do fluido no CCE para melhor demonstrar o evento de expansão isotérmica.

4.1.7. Depleção a volume constante (CVD)

A determinação de CVD, depleção a volume constante, é caracterizado por sucessivas expansões (gerando a depleção) seguidas de libertações de gás a pressão constante de modo a retornar a célula ao volume inicial, o qual corresponde ao volume da célula em que o fluido encontra o ponto de orvalho. As retiradas das amostras de gás foram realizadas com a célula a 5000 Psig, 4000 Psig, 3000 Psig e 2000 Psig.

A pressão inicial do experimento foi 5900 Psig, correspondente a pressão do ponto de orvalho na temperatura de 64.5 °C para a composição do fluido modelo referida na Tabela 4.12. Depois de retiradas da célula, estas amostras de gás foram encaminhadas para análise composicional por cromatografia.

A tabela 4.13 abaixo mostra os resultados do CVD na célula.

Tabela 4.13 - Resultados CVD.

Pressão (psig)	Vol. liq. (cm ³)	% liq. Vd
5900	0.14	-
5000	0.32	1.295
4000	1.26	5.082
3000	2.9	11.656
2000	3.75	15.091

A figura 4.9 mostra uma comparação entre o CCE e o CVD para a percentagem de volume de líquido em relação ao volume da célula no ponto de orvalho (%liq. Vd).

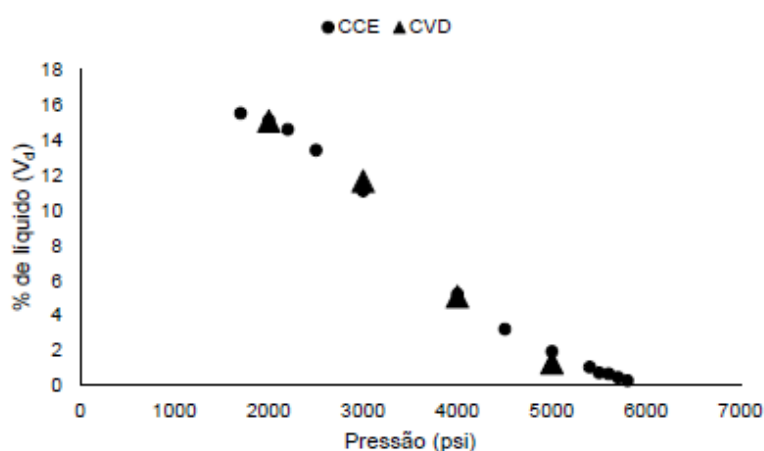


Figura 4.9 - Comparação da % liq. Vd entre o CCE e o CVD.

Na figura 4.10 é apresentada a comparação entre CCE e CVD do volume total de condensado. Em relação aos volumes de líquido, conforme esperado, foi observada uma diferença entre a quantidade de líquido caído para uma mesma pressão em ambos os testes (CVD e CCE). Para a mesma pressão, nos testes de CVD, a quantidade de líquido derramado é menor que no CCE, devido a alguns compostos mais pesados serem liberados junto com o gás removido. Normalmente, espera-se encontrar uma diferença maior. Porém, como neste ensaio os compostos intermediários não estão presentes (C2, C3, C4, aqueles que mais “se movem” entre as fases gasosa e líquida), os resultados ficaram mais próximos.

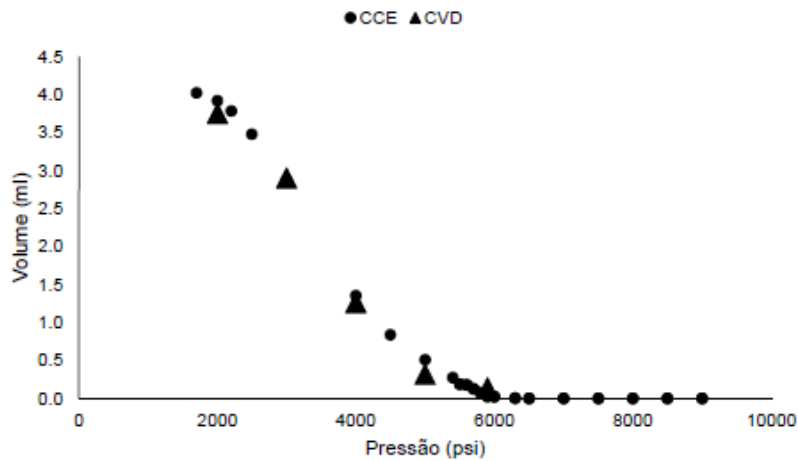


Figura 4.10 - Comparação CCE versus CVD para o total de condensado durante o experimento.

Devido à baixa concentração de compostos C5 + na fase gasosa ricos em CO₂ e CH₄, decidiu-se apresentar os resultados (% composição molar na fase gasosa) unificando os compostos C5+, para um melhor resultado representativo exposto na tabela 4.14.

Tabela 4.14 - Resultados CVD para o grupo C5-C8.

Pressão (Psig)	%C5-C10
5000	1.260
4000	0.777
3000	0.435
2000	0.275

A Figura 4.11 mostra o resultado considerando todos os componentes de C₅ até C₁₀. A determinação de CVD usual rastreia principalmente os componentes que particionam razoavelmente no vapor e no líquido em ambiente pressurizado.

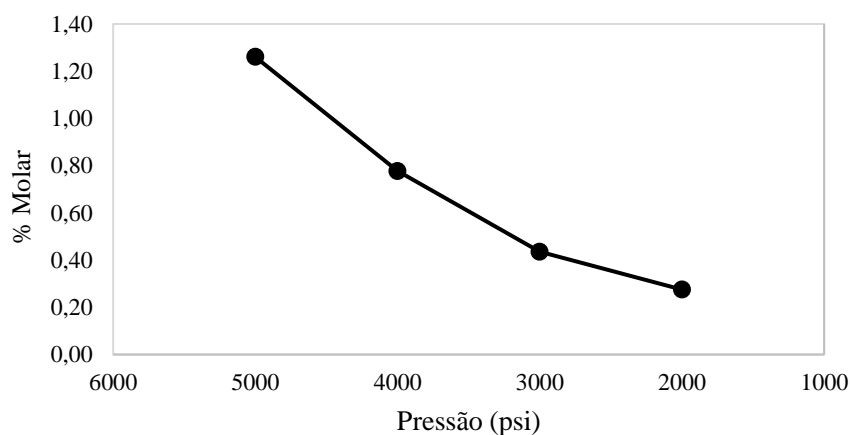


Figura 4.11 - Percentagem molar C5-C10 na fase gás retirada da célula.

A Tabela 4.15 resume os dados obtidos nas cromatografias. O resultado representa uma média entre 3 injeções da mesma amostra.

Tabela 4.15 -Resultados da cromatografia em cada pressão.

Componente	Pressão (Psig)			
	5000	4000	3000	2000
CO₂	80.803	81.537	81.286	81.362
O₂	0.000	0.000	0.000	0.000
N₂	0.000	0.086	0.132	0.106
C1	17.915	17.577	18.128	18.240
C2	0.000	0.000	0.000	0.000
C3	0.007	0.000	0.000	0.000
IC4	0.000	0.005	0.004	0.004
NC4	0.015	0.018	0.015	0.013
IC5	0.029	0.035	0.028	0.023
NC5	0.046	0.056	0.042	0.035
C6	0.098	0.122	0.079	0.060
C7	0.149	0.163	0.101	0.064
C8	0.931	0.379	0.186	0.093
C9	0.006	0.021	0.000	0.000
C10	0.000	0.000	0.000	0.000
MM	39.73	39.50	39.14	39.03
Densidade	1.372	1.364	1.352	1.348

4.1.8. Viscosidade de alta pressão

Os resultados obtidos das medidas de viscosidade dinâmica de alta pressão estão na Tabela 4.16.

Tabela 4.16 - Resultados das medidas de viscosidade da amostra pressurizada.

Pressão (Psig)	Viscosidade (cP)	Desvio Padrão	Temperatura (°C)
9000	0.119	0.50%	64.2
8500	0.118	0.20%	64.3
8000	0.115	0.40%	64.5
7500	0.114	0.40%	64.5
7000	0.113	0.50%	64.5

Os valores de viscosidades (cinemática e dinâmica) foram obtidos com uma faixa de pressão acima de 7000 psig (estando acima do ponto de orvalho), com amostra de gás monofásica. As viscosidades são muito semelhantes às viscosidades de CO₂ encontradas na literatura para CO₂ puro [87].

4.1.9. Tensão interfacial

Em base molar (%), a mistura gasosa ficou com a seguinte composição: CO₂ 81.85%; CH₄ 18.15%. Contando com a contaminação proveniente da impureza do gás, ficou CO₂ 81.726 %; CH₄ 18.149 % e N₂ 0.124 %. Os resultados obtidos na temperatura de 64.5°C para 3 pressões estão na Tabela 4.17 e na Figura 4.12.

Para pressões superiores, a solubilidade entre os dois fluidos aumentou, o que tornou a obtenção das medidas inviáveis.

Tabela 4.17 - Resultados de tensão interfacial.

Pressão (Psig)	IFT Média (mN/m)	Desvio padrão
500	14.548	0.179
1000	10.695	0.239
1500	6.825	0.366

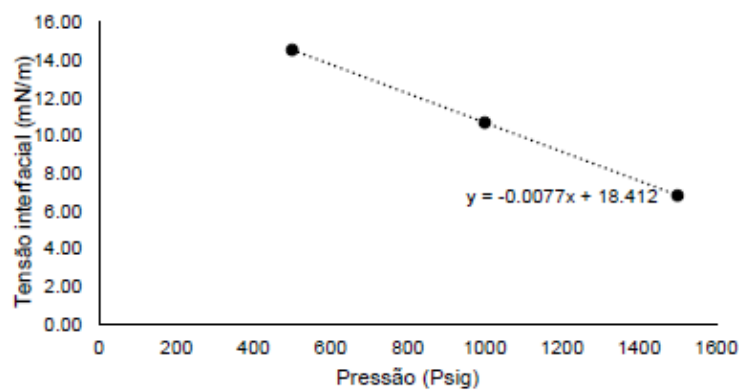


Figura 4.12 - Resultados da tensão interfacial em função da pressão.

5. Análise de viabilidade económica

Esta secção tem por objetivo apresentar a modelagem do campo em questão e a análise económica do campo estudado onde serão apresentadas as estimativas dos investimentos e de todos os associados.

5.1. Modelagem do Campo

Com base na reserva recuperável de petróleo presente no reservatório, na densidade do petróleo, pressão média do reservatório e no pico de produtividade anual, no ciclo de vida produtivo do reservatório, o tempo para o plateau e sua duração do Campo em estudo, foi possível realizar definir o perfil da curva de produção a partir do *software* Que\$tor.

Os dados iniciais inseridos no *software* Que\$tor estão apresentados no Anexo A.

5.1.1. Perfil da Produção

A partir de estudos internos da Petrobras e em parceria com a Galp, partiu-se da premissa de que o pico de produção de óleo é de 43 mil barris por dia no ano de 2028. Sendo seu *plateau* após 1 ano do início da produção e com duração de 3 anos. A vida produtiva da reserva é de 27 anos até o esgotamento.

Os sistemas de produção, processamento e exportação dos produtos extraídos são dimensionados pelo QUE\$TOR segundo a taxa de escoamento de óleo definida como 50 mil barris de óleo por dia, a taxa de gás associado de 15 milhões de metros cúbicos por dia (baseado na razão gás óleo) e a taxa de escoamento de líquido de 62 mil barris por dia.

Na figura 5.1 pode ser vista a curva do perfil de produção de petróleo definida no QUE\$TOR em milhões de barris por dia.

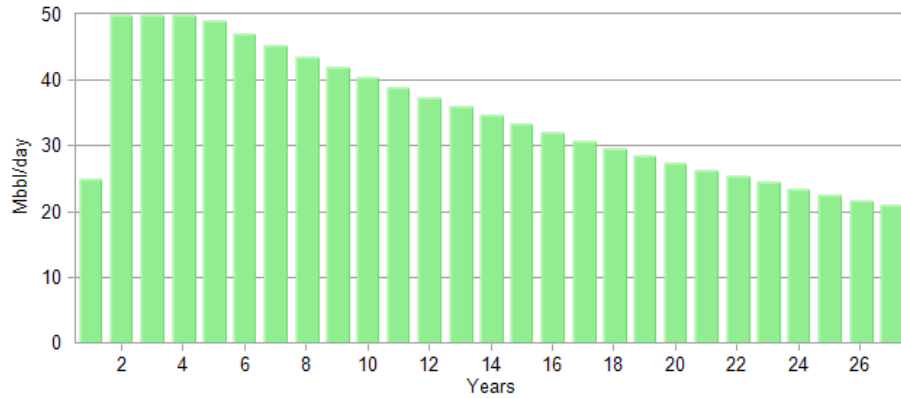


Figura 5.1 - Perfil de produção de óleo em Mbbbl por ano.

Na figura 5.2 pode ser vista a curva do perfil de produção de gás definida no QUESTOR em milhões de metros cúbicos por dia.

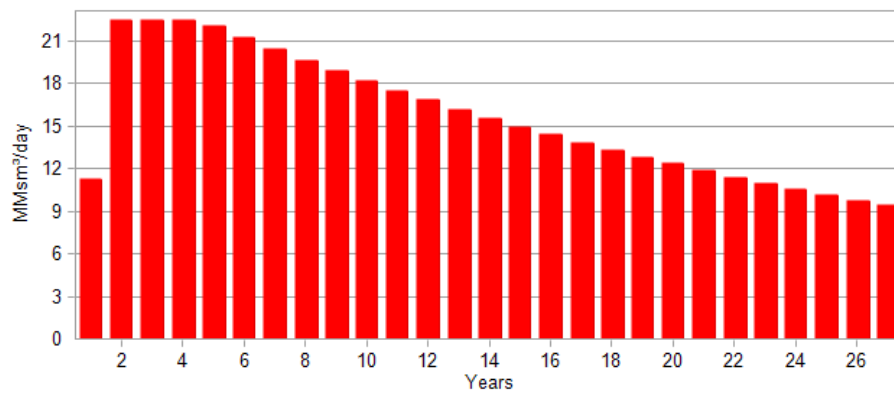


Figura 5.2 - Perfil de produção de gás em MMsm³ por ano.

Na figura 5.3 pode ser vista a curva do perfil de produção de água definida no QUESTOR em milhões de barris por dia.

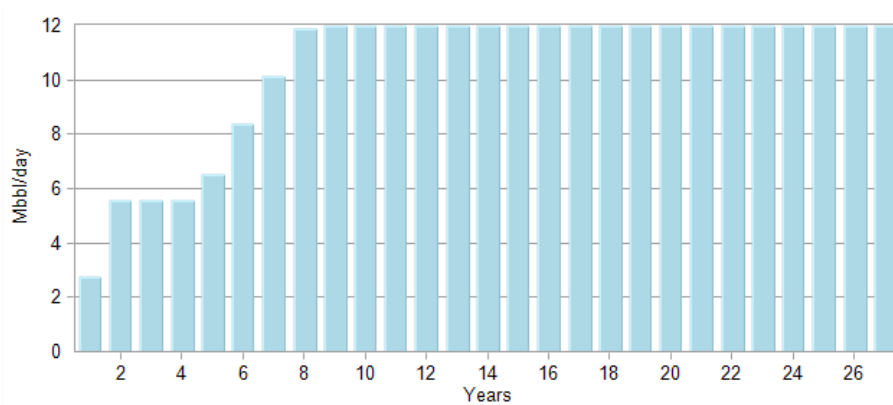


Figura 5.3 - Perfil de produção de água em Mbbbl por ano.

5.1.2. Modelagem do Sistema Convencional com UEP

No sistema de exploração e produção convencional, a unidade estacionária de produção é um Floating, Production, Storage and Offloading (FPSO), ou seja, um sistema flutuante de produção, armazenamento e escoamento. O sistema de ancoragem é do tipo turrent interno com 8 linhas de ancoragem. No arranjo submarino idealizado, a produção dos sete poços satélites produtores é enviada para o manifold de produção. Os poços produtores encontram-se a 1 km do manifold de produção, responsável por direcionar a produção total dos sete poços ao *topside* do FPSO.

No *topside*, a complexa planta de processo permite a separação do fluido e gás por meio de três separadores trifásicos horizontais, dois aquecedores, dois desidratadores e um resfriador para, ao fim do processo, o gás produzido e a água de formação sejam separados do óleo. Periodicamente após armazenado, o petróleo é escoado pelo método de exportação *offloading*, que é o escoamento por linhas através de um navio aliviador.

Quanto ao processo de tratamento do gás separado do fluido de produção, este passa por um desidratador para retirada de todo o traço de vapor d'água e assim reduzir a possibilidade de formação de hidratos nos *pipelines* ao ser novamente injetado no reservatório. No desidratador, é utilizada a técnica de absorção por TEG (Trietilenoglicol), a fim de garantir que o teor de humidade na mistura seja menor que 400 ppmv.

A injeção de gás tem importante contribuição para manter a pressão no reservatório adequada à manutenção da eficiência produtiva. É nesta etapa do processo de separação da fase gasosa que a tecnologia HISEP® se faz necessária para o campo em estudo, sem esta tecnologia de separação e reinjeção de CO₂ no sistema submarino sem passar pelo *topside* e dado o alto volume de gás produzido, o *topside* não teria como processar toda a quantidade de gás e obstruiria a capacidade de produção.

Já no processo de tratamento de água, a água de formação separada é misturada à água do mar captada através de *risers* ligados à plataforma e necessita ser tratada para que não haja incompatibilidade entre esta e a água de formação. À medida que o poço perde sua capacidade de produção de óleo, a geração de água aumenta gradativamente de modo que quanto maior o tempo de produção, mais água é gerada.

A Figura 5.4 mostra o *layout* da modelagem do sistema convencional no QUE\$TOR subdividido em grupos de *topside* com a planta de processo, FPSO com o casco, poços de perfuração, sistemas submarinos produtores e injetores.

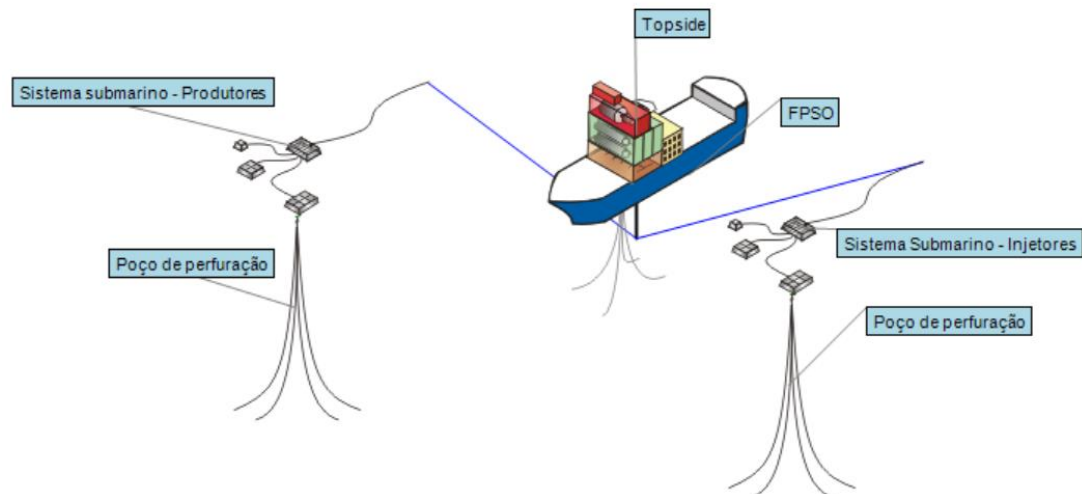


Figura 5.4 - *Layout* da modelagem do sistema convencional.

5.1.3. Instalações Submarinas

Nesta seção são apresentados os dados técnicos da arquitetura e operacionais das instalações submarinas referentes às linhas de escoamento (*flowlines*), *risers*, umbilicais e árvores de natal molhadas.

Dos 4 poços produtores, 3 serão interligados à UEP através de uma linha de produção rígida de 8 polegadas de diâmetro e uma linha de serviço flexível de 4 polegadas de diâmetro ao longo de 5,0 km. O poço produtor restante será interligado ao separador submarino HISEP®, por meio de uma linha de produção rígida de 6,5 polegadas de diâmetro, também ao longo de 5,0 km.

Para os poços de injeção de gás, 2 serão interligados através de uma linha de injeção de gás rígida de 8 polegadas de diâmetro. O poço injetor restante será interligado ao separador submarino HISEP® por meio de uma linha de injeção rígida de 8 polegadas de diâmetro. Este separador por sua vez, será interligado ao FPSO através de uma linha de produção de 6,5 polegadas de diâmetro.

O HISEP® fará a separação do fluido produzido em uma corrente de líquido e outra de gás rico em CO₂ (que será injetada no poço injetor interligado ao HISEP®). O

par de poços interligados ao HISEP® (um produtor e um injetor) terá um único riser de umbilical através de uma SDU (*Subsea Distribution Unit*).

A Figura 5.5 mostra o *layout* mais detalhado do sistema submarino de produção no cenário convencional diretamente do QUESTOR, onde podem ser vistos a base do riser, os quatro poços de produção em verde, o HISEP e os *flowlines* de produção.

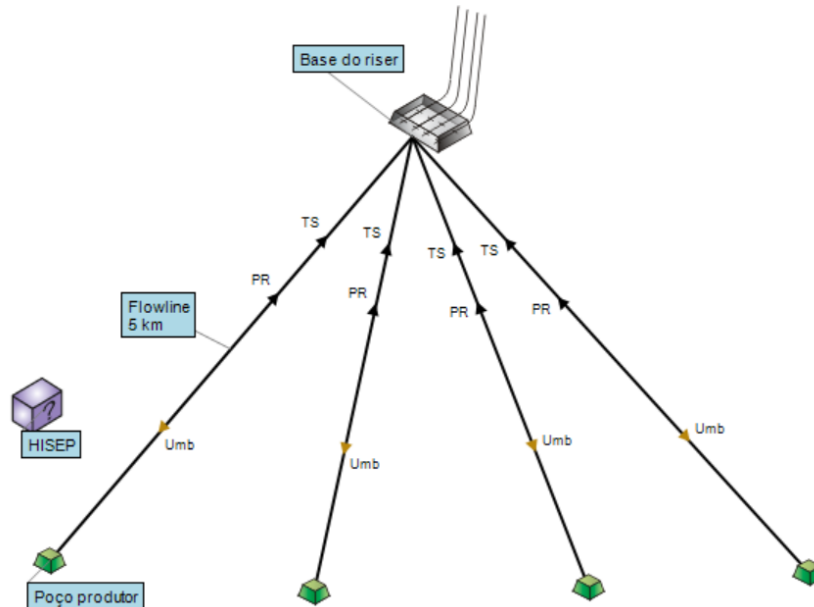


Figura 5.5 - *Layout* do sistema submarino de produção no cenário convencional.

A Figura 5.6 mostra o *layout* mais detalhado do sistema submarino de injeção no cenário convencional diretamente do QUESTOR, onde podem ser vistos a base do riser, os poços de injeção em vermelho, além dos *flowlines* de injeção de gás.

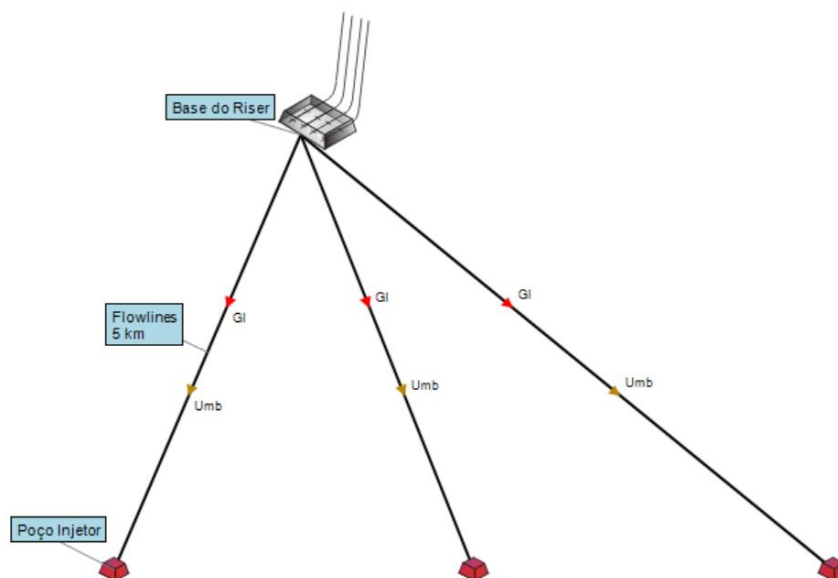


Figura 5.6 - *Layout* do sistema submarino de injeção no cenário convencional.

5.2. Pressupostos adotadas para análise económica

Antes da abordagem e descrição dos custos para a análise económica, faz-se necessário definir as premissas admitidas para o projeto. Primeiramente, a análise dos custos neste trabalho não levou em consideração os custos relacionados às fases anteriores ao desenvolvimento do campo, sendo estes considerados custos da empresa e não do projeto em estudo. Visto que antes de iniciar qualquer projeto, são realizadas diversas análises técnicas, políticas, económicas, sociais e ambientais às possíveis áreas de interesse da empresa em investir e assim conquistar o acesso à área a ser explorada por meio de concessões com o governo do país em que o projeto será realizado.

Sabe-se que a simulação da evolução do preço do petróleo é um fator crítico em cenários de incerteza de projetos de produção petrolífera, desta maneira, utilizou-se a projeção do preço do petróleo para o ano base do projeto, 2024, que é quando se inicia de fato a produção no campo em estudo. Onde de acordo com uma das maiores agências de classificação de risco de crédito mundial e avaliação de investimentos, Fitch Ratings, a projeção do preço do barril de petróleo em termos reais, ou seja, sem influência da inflação em 2024 esta estimado em US\$ 53 por barril [88].

O CAPEX e OPEX no projeto do sistema convencional compreendem a fase de desenvolvimento e produção do campo. As atividades de perfuração iniciam-se em 2022 e serão concluídas em 2024. A instalação do *pipeline* de exportação de gás, dos sistemas submarinos no leito marinho, do FPSO e seu *topside* serão, igualmente, realizadas, no mesmo período. A produção terá início em 2027 com uma previsão de 27 anos de exploração do campo.

Para avaliação deste projeto também não foram considerados os custos referentes à fatia governamental como participação em Royalties, Imposto de Renda de Pessoa Jurídica (IRPJ), Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social (COFINS) e outros impostos do sistema tributário brasileiro. Embora esta parcela de custos seja relevante, não foram obtidas informações para tratá-la.

Para o cálculo de empréstimo e taxa de juros do projeto, foi adotada a premissa que 80% de todo investimento será de capital próprio e que os 20% restantes capital de terceiros. Essa proporção foi definida ao realizar o levantamento entre capitais de terceiros e capitais próprios de grandes empresas produtoras de petróleo, sendo utilizada a média arredondada. O tipo de empréstimo será o de longo prazo e será adquirido no

quarto ano do projeto, tendo sua primeira parcela de pagamento no ano seguinte. Essa escolha foi tomada baseado que no quinto ano de projeto já haverá receita evitando ter de pagar empréstimo nos primeiros anos sem receita e impedir um prejuízo operacional.

E por fim, os riscos desconhecidos não foram considerados, que seria o risco associado à incerteza de ocorrência de um evento que, embora não se tenha controle se acontecerá ou não, sabe-se que devido às condições operacionais (alta pressão e baixa temperatura) são muito prováveis de ocorrer. Como por exemplo, o risco da rutura de um duto submarino que impeça a produção ou o risco da formação de hidratos nos dutos que podem reduzir o caudal da produção ou até mesmo obstruí-la.

5.3. Descrição dos Custos

Neste capítulo serão descritas simplificadaamente as bases para estimativas dos diversos custos fornecidos pelo *software* QUESTOR, ferramenta utilizada para modelagem e estimativa do OPEX, CAPEX e custos de abandono.

A tabela detalhada com todos os custos está contida no Anexo B.

5.3.1. Custos de capital (CAPEX)

Nesta secção serão descritos os custos de capital aplicados nos poços de perfuração, nos demais sistemas submarinos produtor e injetor levando em consideração a utilização de *manifold*, *flowline* de escoamento e HISEP®, no *topside* que compreende toda a planta de processo com os módulos de produção e no FPSO referente ao casco do navio utilizado. A quantidade de dias necessária de utilização da embarcação de apoio à instalação de equipamentos e componentes da plataforma e os seus custos diários de afretamento associados são fundamentados na base de dados do QUESTOR.

O CAPEX do sistema em estudo com FPSO foi estimado em US\$ 3,024 bilhões e subdividido segundo a Tabela 5.1.

Tabela 5.1 - Descrição do CAPEX do sistema em estudo.

CUSTOS	TOTAL (US\$)
Poço de perfuração	277.178.000
Sistema submarino – Produtores	864.202.000
Sistema submarino – Injetores	241.642.000
<i>Topside</i>	1.302.046.000
FPSO	339.856.000
CAPEX TOTAL	3.024.924.000

- Poços de perfuração

As estimativas dos custos de perfuração incluem o aluguel da sonda, a tripulação relacionada às operações de perfuração, os equipamentos utilizados nos poços, a utilização de consumíveis ao longo do processo, os custos dos materiais para fabricação dos equipamentos e ferramentas. Esta parte da análise de custos, além da perfuração, inclui também a operação de completação dos poços e foi estimado pelo *software* Que\$tor é de US\$ 277,178 milhões.

Os custos de equipamentos relacionados à perfuração são determinados pelo custo da unidade e são estabelecidos com base na estratégia de aquisição e do material de construção e estão mostrados na tabela 5.2.

Tabela 5.2 - Custo de equipamentos de perfuração de poços.

EQUIPAMENTO	QUANTIDADE	UNIDADE (US\$)	CUSTO (US\$)
Poços produtores – <i>Wellhead</i>	4	2.213.800	8.855.000
Poços produtores - Completção	4	111.800	447.000
Poços injetores – <i>Wellhead</i>	3	1.141.100	3.423.000
Poços injetores – Completção	3	42.500	128.000
Frete	3,00%	-	386.000
Total Equipamento (US\$)			13.239.000

O custo de materiais é calculado ao considerar o comprimento em metros de cada tamanho de revestimento ou tubagem por unidade descidos no poço com base na profundidade dos poços individuais e dos itens necessários para a perfuração e completção. Para os custos de cimento, salmoura e lama são tomados como base a profundidade da broca, como indicado na Tabela 5.3.

Tabela 5.3 - Custo de materiais de perfuração de poços.

MATERIAIS	QUANTIDADE	UNIDADE (US\$)	CUSTO (US\$)
30 in revestimento	750 m	1.010	758.000
20 in revestimento	2.450 m	310	760.000
13 3/8 in revestimento	10.000 m	152	1.520.000
9 5/8 in revestimento	17.390 m	118	2.052.000
7 in liner	4.770 m	66	315.000
5 in tubo de produção	21.740 m	94	2.043.000
Cimento	21.740 m	81	1.761.000
Lama de perfuração	21.740 m	144	3.131.000
Salmoura	21.740 m	73	1.587.000
Broca	21.740 m	184	4.000.000
Template de perfuração	140 te	12.000	1.680.000
Frete	2,00%	-	392.000
Total Materiais (US\$)			19.999.000

Os consumíveis necessários para o funcionamento da plataforma e das operações como água, alimentos e combustível foram considerados para estimar os custos de instalação. Os serviços de transporte com helicóptero estão relacionados com o custo de transportar a tripulação base e a locação.

Para a atividade de perfuração e completação dos poços foi considerado o aluguel de um navio sonda e que foi considerado o tempo de espera aos eventuais problemas operacionais previsíveis ou não, condições de mar e de tempo, além dos dias necessários para mobilização e desmobilização. Como os poços foram revestidos ao longo de toda a sua extensão durante a perfuração e para a operação de cimentação de cada poço foi considerada a contratação de especialistas nesta atividade este custo também foi incluído nesta etapa.

Os custos das embarcações de apoio referente a atividade de perfuração e completação dos poços incluem o transporte dos materiais e equipamentos de perfuração e os consumíveis por navios chamados *Platform Supply Vessels* (PSV) durante 664 dias totais. A base de apoio além de possuir escritório para o trabalho de engenharia e *design* das operações, recursos humanos, setor de compras, contabilidade e administração, também é onde são estocados os equipamentos e materiais.

A tabela 5.4 mostra os custos referentes a perfuração de poços.

Tabela 5.4 - Custo de perfuração de poços.

INSTALAÇÃO	QUANTIDADE		UNIDADE (US\$)	CUSTO (US\$)
Taxa de arrendamento de sonda	664	dias	147.000	97.608.000
Equipe de perfuração	664	dias	31.100	20.650.000
Tripulação de embarcação	664	dias	6.800	4.516.000
Consumíveis	664	dias	28.200	18.724.000
Serviços de helicóptero	664	dias	5.100	3.386.000
Embarcação de apoio	664	dias	260.000	172.640.000
Arrendamento base de apoio	664	dias	5.800	3.852.000
Mob./Desmob. da sonda	14	dias	312.000	4.368.000
Tempo de espera	28	dias	270.900	7.585.000
Especialista em cimentação	7		240.000	1.680.000
Equipamentos <i>Wellhead</i>	664	dias	1.610	1.069.000
Equipamentos árvore de natal	664	dias	5.600	3.718.000
Suporte de sonda de perfuração	664	dias	7.300	4.848.000
Arrendamento de equipamentos	664	dias	4.350	2.889.000
Transporte do navio de pesquisa	4	dias	55.000	220.000
Navio de pesquisa	7	dias	55.000	385.000
Mob/Desmob. navio de pesquisa	4	dias	55.000	220.000
Total Instalação (US\$)				348.358.000

Referente aos custos de *design* e gerenciamento do projeto a unidade é em homem-hora (mhr) necessário para a realização da perfuração e levam em consideração os estudos, o projeto detalhado, os serviços de inspeção e controlo de projeto, gerenciamento e monitoramento todas as fases de desenvolvimento contabilizando os salários e instalações de escritórios. Ainda neste grupo, são relevantes o seguro e a contingência como 4% e 20% do custo total dos componentes de perfuração, respetivamente, como mostra a tabela 5.5.

Tabela 5.5 - Custos com *design* e gerenciamento de projetos, seguro e contingência.

DESIGN E GERENCIAMENTO DE PROJETO	QUANTIDADE (mhr)	UNIDADE (US\$)	CUSTO (US\$)
Design	7.700	118	909.000
Gerenciamento de projeto	5.900	160	944.000
Total Design e gerenciamento de projeto (US\$)			1.853.000

SEGURO	QUANTIDADE	UNIDADE (US\$)	CUSTO (US\$)
Seguro	4,00%	-	15.338.000
Total Seguro (US\$)			15.338.000

CONTINGÊNCIA	QUANTIDADE	UNIDADE (US\$)	CUSTO (US\$)
Contingência	20,00%	-	79.757.000
Total Contingência (US\$)			79.757.000

- Sistemas Submarinos - Produtores

Serão abordados os custos referentes ao sistema submarino de produção considerando os equipamentos e os materiais necessários, a instalação do sistema submarino na locação, o *design* e o gerenciamento do projeto, seguros necessários e custos de contingência para eventuais gastos não previstos no início do projeto. O custo total estimado pelo *software* Que\$tor é de US\$ 864,202 milhões.

Os custos de equipamentos do sistema submarino de produção incluem os custos do *riser* e umbilicais, HISEP®, equipamentos de intervenção, além das unidades de controlo principal e adicional na plataforma em cada poço como mostra a tabela 5.6 abaixo.

Tabela 5.6 - Custo dos equipamentos do sistema submarino de produção.

EQUIPAMENTO	QUANTIDADE	UNIDADE (US\$)	CUSTO (US\$)
Poço produtor	4	10.598.000	42.392.000
Base do riser	-	-	14.439.000
HISEP®	1	350.000.000	350.000.000
Equipamentos de intervenção	-	-	4.100.000
Controlo principal da plataforma	1	568.000	568.000
Controlo adicional da plataforma	4	83.600	334.000
Frete	4,00%	-	16.473.000
Total Equipamento		\$	428.306.000

Para se calcular os custos de materiais levou-se em consideração o comprimento das linhas de escoamento satélite associados aos custos dos *flowlines* de produção, de serviço de teste e umbilicais, além dos custos de todas as conexões necessárias em cada *flowline*, *jumper* ou umbilical ligados a ANM. Também foram considerados os custos por tonelada do *pipe line and termination* (PLET) associados a cada *flowline*.

Os custos do sistema de *risers* contabilizam os *risers* de produção e serviço de testes, além de válvulas de fechamento do sistema presentes nos *risers* de produção e teste, tabela 5.7.

Tabela 5.7 - Custo dos materiais do sistema submarino de produção.

MATERIAIS	QUANTIDADE	UNIDADE (US\$)	CUSTO (US\$)
<i>Flowlines</i> teste e produção	4	24.004.000	96.016.000
<i>Riser</i>	-	-	82.796.000
Sistema de <i>riser</i> (boia)	4	280.000	1.120.000
Frete	3,00%	-	5.398.000
Total Materiais (US\$)			185.330.000

Baseado no valor diário da utilização das embarcações especializadas que fornecem o suporte na instalação dos sistemas submarinos, como *Dive Support Vessels* (DSV) para mergulho, *Pipe Laying Support Vessel* (PLSV) para instalação de linhas, os custos de instalação, foram estimados diretamente da base de dados do Que\$tor.

A tabela 5.8 mostra os custos referentes a instalação do sistema submarino de produção.

Tabela 5.8 - Custo de instalação do sistema submarino de produção.

INSTALAÇÃO	QUANTIDADE (dias)	UNIDADE (US\$)	CUSTO (US\$)
<i>Reel-lay</i>	214	195.000	41.730.000
Embarcação apoio à construção	121	75.000	9.075.000
Embarcação de pesquisa	15	55.000	825.000
<i>Supply vessel</i> (PSV)	19	32.000	608.000
Teste e comissionamento	21	48.000	1.008.000
Total Instalação (US\$)			53.246.000

Referente ao *design* e gerenciamento de projeto, a base de cálculo foi realizada em homem-hora (mhr) e engloba o tempo necessário desde a realização do projeto

detalhado até a instalação submarina (incluindo serviços de inspeção e controlo de projeto, gerenciamento e monitoramento todas as fases de desenvolvimento contabilizando os salários, instalações de escritórios, entre outros). O seguro e a contingência possuem 4% e 20% do custo total dos componentes de perfuração, respetivamente.

A tabela 5.9 mostra os custos referentes ao *design* e gerenciamento de projetos, bem como o custo com seguro e contingência do sistema submarino de produção.

Tabela 5.9 - Custos com *design* e gerenciamento de projetos, seguro e contingência do sistema submarino de produção.

DESIGN E GERENCIAMENTO DE PROJETO	QUANTIDADE (mhr)	UNIDADE (US\$)	CUSTO (US\$)
<i>Design</i>	136.300	118	16.083.000
Gerenciamento de projeto	59.400	160	9.504.000
Total Design & Gerenciamento de projeto (US\$)			25.587.000

SEGURO	QUANTIDADE	UNIDADE (US\$)	CUSTO (US\$)
Seguro	4,00%	-	27.699.000
Total Seguro (US\$)			27.699.000

CONTINGÊNCIA	QUANTIDADE	UNIDADE (US\$)	CUSTO (US\$)
Contingência	20,00%	-	144.034.000
Total Contingência (US\$)			144.034.000

- Sistemas Submarinos – Injetores

Nesta secção serão abordados os custos referentes ao sistema submarino de injeção onde considerou-se os equipamentos e materiais necessários, a instalação do sistema submarino, o *design* e gerenciamento do projeto, seguros necessários e custos de contingência para eventuais gastos não previstos no início do projeto. O custo total estimado pelo *software* Que\$tor é de US\$ 241,642 milhões.

Os custos de equipamentos do sistema submarino de injeção incluem os custos do *riser* e umbilicais e das unidades de controlo principal e adicional na plataforma em cada poço, como mostra a tabela 5.10.

Tabela 5.10 - Custo dos equipamentos do sistema submarino de injeção.

	QUANTIDADE	UNIDADE (US\$)	CUSTO (US\$)
Poço Injetor	3	9.434.000	28.302.000
Base do Riser	-	-	6.082.000
Controlo principal da plataforma	1	545.000	545.000
Controlo adicional da plataforma	3	76.000	228.000
Frete	4,00%	-	1.406.000
Total Equipamento (US\$)			36.563.000

Para se calcular os custos de materiais levou se em consideração o comprimento das linhas de escoamento satélite associados aos custos dos *flowlines* de injeção, de serviço de teste e umbilicais, além dos custos de todas as conexões necessárias em cada *flowline*, *jumper* ou umbilical ligados a ANM. Também foram considerados os custos por tonelada do *pipe line and termination* (PLET) associados a cada *flowline*.

Os custos do sistema de *risers* contabilizam os *risers* de injeção e serviço de testes, além de válvulas de fechamento do sistema presentes nos *risers* de produção e teste, Tabela 5.11.

Tabela 5.11 - Custo dos materiais do sistema submarino de injeção.

MATERIAIS	QUANTIDADE	UNIDADE (US\$)	CUSTO (US\$)
<i>Flowlines</i>	3	16.589.000	49.767.000
<i>Riser</i>	-	-	56.536.000
Sistema de <i>riser</i> (bóia)	1	485.000	485.000
Frete	3,00%	-	3.204.000
Total Materiais (US\$)			109.992.000

Baseado no valor diário da utilização das embarcações especializadas que fornecem o suporte na instalação dos sistemas submarinos, como *Dive Support Vessels* (DSV) para mergulho, *Pipe Laying Support Vessel* (PLSV) para instalação de linhas, os custos de instalação, foram estimados diretamente da base de dados do Que\$tor.

A tabela 5.12 mostra os custos referentes a instalação do sistema submarino de injeção.

Tabela 5.12 - Custo de instalação do sistema submarino de injeção.

INSTALAÇÃO	QUANTIDADE (dias)	UNIDADE (US\$)	CUSTO (US\$)
<i>Reel-lay</i>	132	195.000	25.740.000
Embarcação apoio à construção	81	75.000	6.075.000
Embarcação de pesquisa	14	55.000	770.000
<i>Supply vessel</i> (PSV)	15	32.000	480.000
Teste e comissionamento	20	48.000	960.000
Total Instalação (US\$)			34.025.000

Referente ao *design* e gerenciamento de projeto, a base de cálculo foi realizada em homem-hora (mhr) e engloba o tempo necessário desde a realização do projeto detalhado até a instalação submarina (incluindo serviços de inspeção e controlo de projeto, gerenciamento e monitoramento todas as fases de desenvolvimento contabilizando os salários, instalações de escritórios, entre outros). O seguro e a contingência possuem 4% e 20% do custo total dos componentes de perfuração, respetivamente.

A tabela 5.13 mostra os custos referentes ao *design* e gerenciamento de projetos, bem como o custo com seguro e contingência do sistema submarino de produção.

 Tabela 5.13 - Custos com *design* e gerenciamento de projetos, seguro e contingência do sistema submarino de injeção.

DESIGN E GERENCIAMENTO DE PROJETO	QUANTIDADE~ (mhr)	UNIDADE (US\$)	CUSTO (US\$)
<i>Design</i>	72.300	118	8.531.000
Gerenciamento de projeto	28.200	160	4.512.000
Total <i>Design</i> & Gerenciamento de projeto (US\$)			13.043.000

SEGURO	QUANTIDADE	UNIDADE (US\$)	CUSTO (US\$)
Seguro	4,00%	-	7.745.000
Total Seguro (US\$)			7.745.000

CONTINGÊNCIA	QUANTIDADE	UNIDADE (US\$)	CUSTO (US\$)
Contingência	20,00%		40.274.000
Total Continência (US\$)			40.274.000

- *Topside*

O custo total do *topside* pode ser subdividido em custos de *manifold*, equipamentos, materiais, fabricação, *hook-up* e comissionamento e os custos gerais de *design*, gerenciamento de projetos, seguro e contingência. Assim, o custo total do *topside* estimado pelo *software* Que\$tor foi de US\$ 1.302 milhões.

O sistema considerado de *topside* envolve um sistema de processamento de óleo, que possui separador, desidratador, aquecedor e arrefecedor, um sistema de exportação de óleo que possui bombas de óleo, um sistema de processamento e compressão de gás e um sistema de injeção de água com filtros e bombas, além do sistema de geração e distribuição de energia.

Assim o custo de equipamentos pode ser estimado com base no custo por tonelada de equipamento e levando em consideração também, a sua distinção além do tipo de material utilizado, como o aço inoxidável, como mostra a tabela 5.14.

Tabela 5.14 - Custo de equipamentos do *topside*.

EQUIPAMENTO	QUANTIDADE (te)	UNIDADE (US\$)	CUSTO (US\$)
Manifold			
<i>Manifolds</i> e acessórios	807	52.500	42.368.000
Lançadores e recetores de <i>pig</i> subm.	7	76.000	532.000
Sistema de processamento de óleo			
Separador	277	56.000	15.512.000
Desidratador	59	68.000	4.012.000
Aquecedor	29	75.000	2.175.000
Arrefecedor	9	75.000	675.000
Sistema de exportação de óleo			
Bomba de óleo, <i>drivers</i> e medidores	84	30.500	2.562.000
Glicol	137	39.000	5.343.000
Sistema de compressão de gás			
Compressor de gás <i>flash</i>	87	155.100	13.494.000
Purificador de gás <i>flash</i>	24	58.000	1.392.000
Arrefecedor de gás <i>flash</i>	26	75.000	1.950.000
Compressor de injeção de gás	231	123.300	28.482.000
Purificador de injeção de gás	784	58.000	45.472.000
Arrefecedor de injeção de gás	223	75.000	16.725.000
Sistema de injeção de água			
Sistema de controlo	14	685.400	9.596.000
Alojamento e heliporto	475	17.400	8.265.000
Parede de explosão (<i>Blast Wall</i>)	128	2.330	298.000
Utilitários de processamento	1.130	-	55.468.000
Estrutura do <i>flare</i>	359	10.300	3.698.000
Energia			
Gerador de energia	168	102.600	17.237.000
Distribuidor de energia	100	46.000	4.600.000
Instalações elétricas	299	21.000	6.279.000
Frete	5,00%	-	14.307.000
Total Equipamento (US\$)			300.442.000

O custo de materiais é estimado pelo custo da tonelada de cada material utilizado como aços primário e secundário, no peso volumétrico da tubulação e nos materiais elétricos como cabos e baterias, tabela 5.15.

Tabela 5.15 - Custo de materiais do *topside*.

MATERIAIS	QUANTIDADE (te)	UNIDADE (US\$)	CUSTO (US\$)
Aço primário	5.636	2.110	11.892.000
Aço secundário	8.764	2.140	18.755.000
Tubagem	5.010	54.700	274.047.000
Elétricos	598	22.000	13.156.000
Instrumentos	369	53.000	19.557.000
Outros	1.203	8.400	10.105.000
Frete	5,00%	-	17.376.000
Total Materiais (US\$)			364.888.000

Os custos de fabricação são estimados incluindo todas as atividades de fabricação, desde a receção e armazenamento de materiais, a fabricação, montagem, teste, pré-comissionamento e pesagem. Estes custos são estimados a partir da tonelagem de material, do número de homem-hora necessários para fabricação de cada tonelada como mostrada na tabela 5.16.

Foi considerada uma percentagem fixa de 5% sobre o total, denominada *Loadout and seafasten*, que tem como propósito de incluir todas as fixações, acessórios e preparação necessária para fabricar os equipamentos e módulos seguros para transporte marítimo do pátio de construção para o local de instalação *offshore*.

Tabela 5.16 - Custo de fabricação do *topside*.

FABRICAÇÃO	QUANTIDADE (te)	UNIDADE (US\$)	CUSTO (US\$)
Aço primário	5.636	6.320	35.620.000
Aço secundário	8.764	8.340	73.092.000
Equipamentos	4.196	1.720	7.217.000
Tubagem	5.010	14.400	72.144.000
Elétricos	598	29.300	17.521.000
Instrumentos	369	30.100	11.107.000
Outros	1.203	9.410	11.320.000
<i>Loadout and seafasten</i>	5,00%	-	11.401.000
Total Fabricação (US\$)			239.422.000

Os custos associados ao *hook-up* e comissionamento realizados no estaleiro, na costa (*atshore*) e no local de operação, no mar (*offshore*) também foram considerados e estes incluem as despesas com salários, subcontratos de especialistas, consumíveis e outros. Estes custos estão na tabela 5.17.

Tabela 5.17 - Custo de *hook-up* e comissionamento do *topside*.

HOOK-UP AND COMMISSIONING	QUANTIDADE (mhr)	UNIDADE (US\$)	CUSTO (US\$)
<i>Atshore</i>	570.749	52	29.679.000
<i>Offshore</i>	233.056	149	34.725.000
Total <i>Hook-up</i> e comissionamento (US\$)			64.404.000

Por fim, para os custos gerais referentes ao *desgin*, gerenciamento e execução do projeto em homem-hora foi considerada a conceção do *topside* em todas as fases de projeto que inclui salários, encargos de folha de pagamentos em todas as fases, despesas de equipamentos e taxas de entregas, serviços de inspeção e controlo de qualidade, seguro e contingência como 4% e 10% do custo total do *topside*, respetivamente.

A tabela 5.18 mostra os custos referentes ao *design* e gerenciamento de projetos, bem como o custo com seguro e contingência do *topside*.

 Tabela 5.18 - Custos com *design* e gerenciamento de projetos, seguro e contingência do *topside*.

DESIGN & PROJECT MANAGEMENT	QUANTIDADE (mhr)	UNIDADE (US\$)	CUSTO (US\$)
<i>Design</i>	1.271.520	118	150.039.000
Gerenciamento de projeto	118.480	160	18.957.000
Total <i>Design</i> & Gerenciamento de projeto (US\$)			168.996.000

SEGURO	QUANTIDADE	UNIDADE (US\$)	CUSTO (US\$)
Seguro	4,00%	-	45.526.000
Total Seguro (US\$)			45.526.000

CONTINGÊNCIA	QUANTIDADE	UNIDADE (US\$)	CUSTO (US\$)
Contingência	10,00%	-	118.368.000
Total Contingência (US\$)			118.368.000

- FPSO

A compra do próprio navio, o sistema de amarração, o alojamento para a tripulação marítima, a instalação de equipamentos, o *desgin* e o gerenciamento do projeto fazem parte dos custos associados ao FPSO e foram estimados pelo *software* Que\$tor em US\$ 339.856 milhões.

É necessário incluir também o custo de modificação do FPSO, para incluir um reforço estrutural necessário na embarcação devido à carga exercida no convés para a

instalação da planta de processo, a adição de um sistema de amarração e um elevador de convés.

Para além do próprio navio, os custos de equipamento contabilizam o custo das âncoras de arrasto que é estimado por tonelada de material, como mostra a tabela 5.19.

Tabela 5.19 - Custo dos equipamentos do FPSO.

EQUIPAMENTO	QUANTIDADE (te)	UNIDADE (US\$)	CUSTO (US\$)
Compra do navio	-	-	90.000.000
Âncora de arrasto	1.600	6.500	10.400.000
Total equipamento (US\$)			100.400.000

Os custos de materiais envolvem todos os custos necessários para modificação do navio, no elevador de convés interno e no sistema de amarração, assim como as correntes para as linhas de amarração e os materiais requeridos para reforço estrutural e do sistema *offloading*. Os itens estão discriminados na tabela 5.20.

Tabela 5.20 - Custo dos materiais do FPSO.

MATERIAIS	QUANTIDADE	UNIDADE (US\$)	CUSTO (US\$)
Reforçadores de casco	1.650	te 2.500	4.125.000
<i>Offloading</i>	200	te 33.700	6.740.000
Corrente	10.983	m 1.330	14.607.000
Linhas de amarração	44.309	m 380	16.837.000
Terminação de amarração	40	35.000	1.400.000
<i>Riser porch</i>	8	448.000	3.584.000
Elevador de convés	4.360	te 2.000	8.720.000
Sistema de <i>Offloading</i>	339	te 15.900	5.390.000
Frete	6,00%		3.684.000
Total Materiais (US\$)			65.087.000

Os custos de fabricação incluem todas as atividades de fabricação, desde a receção e armazenamento de materiais, fabricação, montagem, teste, pré-comissionamento e pesagem. Estes custos são estimados a partir da tonelagem de material, do número de homem-hora necessários para fabricação de cada tonelada, como mostra a tabela 5.21.

Tabela 5.21 - Custo de fabricação do FPSO.

FABRICAÇÃO	QUANTIDADE		UNIDADE (US\$)	CUSTO (US\$)
Reforçadores de casco	1.650	te	6.310	10.412.000
<i>Offloading</i>	200	te	7.950	1.590.000
<i>Riser porch</i>	8		58.100	465.000
Elevador de convés	4.360	te	8.450	36.842.000
Total Fabricação (US\$)				49.309.000

O transporte do navio petroleiro do estaleiro de fabricação ao local de instalação do *topside*, bem como, os custos de sua instalação, os custos das embarcações para instalação de âncoras e amarração fazem parte dos custos associados a instalação do FPSO.

Na mobilização e desmobilização o custo unitário incorpora a contratação de embarcações, mão-de-obra, combustível, consumíveis, tempo de inatividade e suporte *onshore*, como mostra a tabela 5.22 e a estimativa de dias para cada operação é fundamentada na base de dados do Que\$tor.

Tabela 5.22 - Custo de instalação do FPSO.

INSTALAÇÃO	QUANTIDADE (dias)	UNIDADE (US\$)	CUSTO (US\$)
Transporte do estaleiro de fabricação (mob/desmob)	88	280.000	24.640.000
Embarcação de suporte multiuso	45	70.000	3.150.000
Embarcação de apoio (mob/desmob)	8	70.000	560.000
Embarcação de Abastecimento de Rebocadores de Manuseio de Âncoras (AHTS)	141	55.000	7.755.000
Embarcação AHTS (mob /desmob)	24	55.000	1.320.000
Total Instalação (US\$)			37.425.000

Os custos de testes de mar e comissionamento dos sistemas marítimos no navio são baseados no custo unitário composto pela mão-de-obra, combustível e demais consumíveis e tem a quantidade de dias estimadas fundamentada na base de dados do Que\$tor de 15 dias (Tabela 5.23).

Tabela 5.23 - Custo de *Hook-Up* e comissionamento do FPSO.

HOOK-UP E COMISSIONAMENTO	QUANTIDADE (dias)	UNIDADE (US\$)	CUSTO (US\$)
Teste de Mar e Comissionamento Marinho	15	160.000	2.400.000
Total Hook-up e comissionamento (US\$)			2.400.000

Os custos referentes ao *design*, gerenciamento e execução do projeto são calculados em homem-hora. O seguro, é definido como a percentagem do custo total para cobrir o projeto até o primeiro óleo e a contingência é a percentagem dos custos totais do petroleiro, que inclui a certificação para a avaliação do projeto, equipamento, materiais e construção do petroleiro por uma autoridade certificadora e tem valores de 7 e 20% do custo total, respetivamente.

A tabela 5.24 mostra os custos referentes ao *design* e gerenciamento de projetos, bem como o custo com seguro e contingência do FPSO.

 Tabela 5.24 - Custos com *design* e gerenciamento de projetos, seguro e contingência do FPSO.

DESIGN E GERENCIAMENTO DE PROJETO	QUANTIDADE (mhr)	UNIDADE (US\$)	CUSTO (US\$)
<i>Design</i>	48.000	118	5.664.000
Gerenciamento de projeto	27.500	160	4.400.000
Total <i>Design</i> e Gerenciamento de projeto (US\$)			10.064.000

SEGURO	QUANTIDADE	UNIDADE (US\$)	CUSTO (US\$)
Seguro	7,00%		18.528.000
Total Seguro (US\$)			18.528.000

CONTINGÊNCIA	QUANTIDADE	UNIDADE (US\$)	CUSTO (US\$)
Contingência	20,00%		56.643.000
Total Contingência (US\$)			56.643.000

5.3.2. Custos Operacionais (OPEX)

Neste projeto, os custos operacionais são divididos em diretos e indiretos. Os custos diretos contabilizam os gastos com pessoal, inspeção e manutenção dos sistemas, intervenções nos poços, seguros, logística e consumíveis. Já os custos indiretos consideram os custos relacionados ao campo e do projeto.

Foram extraídas diretamente da base de dados *offshore* da América do Sul do *software* Que\$tor todas as estimativas de custos diários de utilização de embarcações tanto para manutenção quanto para reparo, também os valores do ordenado dos tripulantes das embarcações de apoio e da plataforma e os dias necessários para cada. Assim, o OPEX total do sistema em estudo foi estimado em US\$ 4.792.239.000 ao longo dos 27 anos de produção.

Os custos do pessoal operacional foram tratados como custos de mão-de-obra e foram estimados em US\$ 8.880.000 por ano. Neles estão incluídos os salários e despesas gerais com folha de pagamento e sendo o número de 60 tripulantes necessários estimado diretamente no Que\$tor com base no nível de controlo da planta de processamento do *topside*. Os gastos com a tripulação de perfuração e embarcações de apoio foram contabilizados na taxa diária de utilização das embarcações envolvidas nesta atividade.

Os custos de manutenção e inspeção cobrem as inspeções em andamento, manutenção, reparo e substituição de equipamentos e componentes. Estes custos são subdivididos em três áreas, reparo, inspeção e sobressalentes.

No *topside*, os custos de mão-de-obra incluem manutenção e inspeção realizadas por especialistas estimados em US\$ 167 por hora para 54.073 horas anuais desde o primeiro ano de produção. Já os custos industriais envolvem todas as peças de reposição de equipamento, instrumentação elétrica e revestimento de corrosão, sendo estimados como 1% custos totais de capital de equipamentos e materiais relevantes no que se refere ao *topside* e 3,5% para o FPSO. Os custos *offshore*, incluem a utilização de embarcações de mergulho, chamadas de *Dive Support Vessels* (DSV), que gera um custo diário de US\$ 85.000 e com utilização anual de 83 dias, estão inclusos também os custos de combustível, arrendamento da embarcação, utilização de ROVs e ferramentas de intervenção. Os custos de manutenção e inspeção dos sistemas submarinos incluem a utilização de DSVs e MSVs (embarcação de serviço multiuso). A utilização de DSVs é considerada por 10 dias anuais ao passo que a taxa de utilização de MSVs é estimada em US\$ 73.000 diários por 10 dias anuais.

Os custos que envolvem logística e consumíveis são subdivididos em custos de utilização de helicópteros, embarcações de apoio para fornecimento de consumíveis à plataforma e o custo dos próprios consumíveis. Os custos de helicópteros incluem o custo de US\$ 970 por hora de toda a tripulação do helicóptero em 156 viagens por ano à plataforma, tratado como custo de mão-de-obra, além do custo de afretamento permanente de US\$ 79.000 por semana durante 52 semanas por ano, este foi tratado como custo *offshore*.

O custo da utilização de embarcações de apoio é dado pelo custo de diesel e o próprio afretamento da embarcação. O custo de combustível foi tratado como custo industrial, e estimado em US\$ 614 por tonelada consumida e taxa de consumo de 25 toneladas por dia e 5 viagens por semana. Já a taxa de afretamento foi tratada como custo *offshore* e estimada como US\$ 25.000 por dia. A utilização de embarcação de regate foi tratada como custo *offshore* e inclui o custo de arrendamento de um barco permanentemente localizado no campo e consumíveis, sob uma tarifa diária de US\$ 11.500.

Os custos relacionados aos consumíveis envolvem o consumo do combustível, óleo diesel com valor estimado de US\$ 438 por tonelada e tratado como custo *offshore*, além do fornecimento de químicos para processamento do óleo, como antiespumante, desemulsificante e inibidores corrosivos. Os preços estimados dos consumíveis químicos têm como base o preço do barril e são tratados como custo industrial.

Ainda se referindo aos custos operacionais diretos, o custo referente à utilização de materiais para intervenção e reparos foi estimado em US\$ 561.000 por operação e tratado como custo industrial. Os custos de seguro são tratados como custos industriais e foram determinados como 0,8% do custo de capital em cada componente do sistema convencional de produção, garantindo a substituição completa de qualquer equipamento de modelo idêntico mediante falha ou quebra do mesmo, durante o período de produção do campo.

Em termos de custos indiretos, os custos próprios do campo e de projeto cobrem o suporte em terra (*onshore*) e os custos administrativos que incluem o custo de pessoal administrativo estimado como 10% do custo de pessoal presente na plataforma, sendo este estimado em US\$ 888.000 por ano e o custo de operações de suporte estimado em 25% dos custos diretos e o custo da base de apoio para armazenamento de válvulas,

tubulações e equipamentos estimados em US\$ 580.000. O custo de pessoal foi tratado como mão-de-obra enquanto os demais foram tratados como industriais.

Por fim, os custos relacionados a tarifas pagas são considerados custos variáveis, pois dependem do perfil de produção e da própria tarifa. Estes são considerados custos industriais e estimados em US\$ 1,15 por barril de petróleo.

Na tabela 5.25 está presente a descrição dos custos associados ao OPEX, custos diretos e indiretos, do sistema em estudo.

Tabela 5.25 - Descrição do OPEX do sistema em estudo.

CUSTOS	TOTAL (US\$)
Diretos	
Pessoal operacional	239.760.000
Inspeção e manutenção	1.370.241.000
Logística e consumíveis	948.053.000
Poços	232.518.000
Seguro	696.870.000
Indiretos	
Campo e projeto	911.498.000
Tarifas	393.299.000
TOTAL OPEX (US\$)	4.792.239.000

5.3.3. Abandono

A desmobilização, que também pode ser chamada de descomissionamento, é o processo que acontece no final da vida útil das instalações de exploração e produção de óleo e gás, refere-se ao desmantelamento e escolha do destino final para os equipamentos do leito marinho. Existem três alternativas para a desmobilização de plataformas: remoção completa, remoção parcial e a permanência definitiva da estrutura no lugar. Ao optar-se pela remoção (total ou parcial) da estrutura, deve ser decidido o que será feito com o que foi removido e entre as alternativas estão o seu transporte à terra para reciclagem ou sucateamento, descarte em águas profundas próximo à origem ou a criação de recifes artificiais em outras localidades [89].

É um processo que se inicia após a interrupção das operações, passa pela limpeza e remoção de acordo com os níveis requeridos e garantia da segurança das instalações. O processo é finalizado quando se concretiza a alternativa selecionada, destinação dos materiais e a correção do local, quando necessário [90].

No sistema de produção em estudo, a desmobilização será realizada após 12 meses da interrupção da produção e os custos estão associados ao desmantelamento, a remoção e o descarte dos componentes e equipamentos. O custo completo de desmobilização dos componentes no sistema convencional foi estimado pelo Que\$tor em US\$ 450,64 milhões. E foi considerado nesta fase do projeto que não haverá valor residual dos equipamentos após o tempo de produção (27 anos).

O custo total de desmobilização para o *topside* da plataforma estimado pelo Que\$tor foi de US\$ 140.906 milhões e sendo estes o mais complexo para a desmobilização por envolver além dos custos de desmobilização e remoção, mas também estes custos associados aos materiais, à fabricação, ao *design*, o seguro, ao gerenciamento de projeto e contingência, estes serão descritos detalhadamente a seguir.

Os custos associados com os materiais contabilizam os custos dos materiais em toneladas utilizados para toda a operação de desmobilização, como a elevação dos módulos. Os custos de fabricação são referentes à tonelada de material utilizado para a operação, como pode ser visto na Tabela 5.26.

Tabela 5.26 - Descrição dos custos de desmobilização de materiais e fabricação do *topside*.

MATERIAIS	QUANTIDADE (te)	UNIDADE (US\$)	CUSTO (US\$)
<i>Padeyes</i>	10	1.340	13.000
Tubagem temporária	501	6.110	3.061.000
<i>Bracing / lifting frames</i>	510	1.540	785.000
<i>Seafastenings</i>	1.352	1.560	2.109.000
Frete	5,00%	-	298.000
Total Materiais (US\$)			6.266.000

FABRICAÇÃO	QUANTIDADE (te)	UNIDADE (US\$)	CUSTO (US\$)
<i>Padeyes</i>	10	14.910	149.000
Tubagem temporária	501	7.770	3.893.000
<i>Bracing / lifting frames</i>	510	9.975	5.087.000
<i>Seafastenings</i>	1.352	9.240	12.492.000
Frete	5,00%	-	1.081.000
Total Fabricação (US\$)			22.702.000

Os custos de desmobilização e remoção de pequenos itens de estrutura secundária e equipamentos incluem a utilização de embarcações do tipo DSV que possuem taxas diárias de utilização que contabilizam a mão-de-obra para operações de descarga e elevação de componentes, combustíveis e aluguel das embarcações, como pode ser visto

na tabela 5.27. O custo em homem-hora de trabalho envolve a soldagem, montagem e desmantelamento de componentes e o custo de todas as embarcações necessárias para o transporte de módulos e grandes itens para o local de descarte em terra.

Tabela 5.27 – Descrição dos custos de remoção para desmobilização do *topside*.

DESMOBILIZAÇÃO / REMOÇÃO	QUANTIDADE		UNIDADE (US\$)	CUSTO (US\$)
Trabalho	23.400	mhr	81	1.895.000
Bombeamento / lavagem	225	dias	33.000	7.425.000
Inerte	89	dias	52.000	4.628.000
Dive Support Vessels (DSV)	338	dias	85.000	28.730.000
<i>Tanker</i>	225	dias	12.800	2.880.000
<i>Crane spread</i>	19	dias	590.000	11.210.000
<i>Transport spread</i>	23	dias	165.000	3.795.000
Desembarque / Despejo	3	dias	109.500	329.000
Total Desmobilização/remoção (US\$)				60.892.000

Por fim, existem os custos estimados como uma percentagem fixa do custo total de desmobilização sendo estes 2,5% em seguros e 20% em contingência, como mostra a tabela 5.28.

Tabela 5.28 – Descrição dos custos para *design* e gerenciamento de projetos, seguro e contingência para desmobilização do *topside*.

DESIGN E GERENCIAMENTO DE PROJETO	QUANTIDADE (mhr)	UNIDADE (US\$)	CUSTO (US\$)
<i>Design</i>	108.200	118	12.768.000
Gerenciamento de projeto	108.200	158	17.096.000
Total <i>design</i> e gerenciamento de projeto (US\$)			29.864.000

SEGURO	QUANTIDADE	UNIDADE (US\$)	CUSTO (US\$)
Seguro	2,50%	-	2.993.000
Total Seguro (US\$)			2.993.000

CONTIGÊNCIA	QUANTIDADE	UNIDADE (US\$)	CUSTO (US\$)
Contingência	20,00%	-	24.543.000
Total Contingência (US\$)			24.543.000

Os valores de recuperação são de US\$ 235 por tonelada sucateada para o *topside*, que totalizam 27.037 toneladas e o custo total está descrito na tabela 5.29.

Tabela 5.29 – Descrição dos custos de sucateamento do *topside*.

SUCATEAMENTO	QUANTIDADE (te)	UNIDADE (US\$)	CUSTO (US\$)
Sucateamento	27.037	-235	-6.354.000
Total Sucateamento (US\$)			-6.354.000

Para os demais componentes do sistema submarino de produção, perfuração e armazenamento como o FPSO, os custos de desmobilização foram estimados com a necessidade de cada sistema. A Tabela 5.30 mostra os custos de desmobilização no sistema de produção em milhões de dólares.

Tabela 5.30 - Descrição dos custos de desmobilização por setores.

SETORES	CUSTOS (MM US\$)				
	<i>Topside</i>	FPSO	Poço de perfuração	Sistema submarino	TOTAL
Materiais	6.266				6.266
Fabricação	22.702				22.702
Desmobilização	60.892	41.168	1042.507	174.542	381.109
<i>Design</i>	12.768				12.768
Gerência de projetos	17.096				17.096
Seguro	2.993				2.993
Contingência	24.543				24.543
Sucateamento	-6.354	-9.646		-835	-16.835
TOTAL (MM US\$)	140.906	31.522	104.507	173.707	450.642

5.4. Análise Fluxo de caixa (*Cash-flows*)

Para realização da análise de viabilidade é imprescindível calcular os fluxos de caixa associados ao projeto. Assim, tendo como fórmula de cálculo dos fluxos de caixa do projeto a diferença entre as receitas totais do projeto e o CAPEX e OPEX em termos reais, na Tabela 5.31 é apresentado os fluxos de caixa calculados, dado em milhões de dólares, relacionado à produção de óleo e gás.

Tabela 5.31 - Fluxo de caixa calculado para o sistema em estudo.

ANO	Produção de óleo e gás (MMbbl/ano)	Receita Total (M\$)	CAPEX (M\$)	OPEX (M\$)	Fluxo de caixa (M\$)
2024	0,00	0,00	3,85	0,00	-3,85
2025	0,00	0,00	576,03	0,00	-576,03
2026	0,00	0,00	1544,64	0,00	-1544,64
2027	4,18	221,46	1070,95	100,34	-949,83
2028	14,32	759,18	0,00	100,34	658,84
2029	20,33	1077,35	0,00	100,34	977,01
2030	20,33	1077,35	0,00	100,34	977,01
2031	20,16	1068,36	0,00	100,34	968,02
2032	19,62	1039,62	0,00	100,34	939,28
2033	18,86	999,61	0,00	100,34	899,27
2034	18,14	961,28	0,00	100,34	860,95
2035	17,44	924,24	0,00	100,34	823,90
2036	16,77	888,97	0,00	100,34	788,63
2037	16,12	854,30	0,00	100,34	753,96
2038	15,50	821,49	0,00	100,34	721,16
2039	14,90	789,79	0,00	100,34	689,45
2040	14,33	759,27	0,00	100,34	658,93
2041	13,77	729,93	0,00	100,34	629,59
2042	13,24	701,87	0,00	100,34	601,53
2043	12,73	674,91	0,00	100,34	574,57
2044	12,24	648,63	0,00	100,34	548,29
2045	11,76	623,54	0,00	100,34	523,20
2046	11,31	599,54	0,00	100,34	499,20
2047	10,87	576,23	0,00	100,34	475,89
2048	10,45	554,10	0,00	100,34	453,76
2049	10,05	532,57	0,00	100,34	432,23
2050	9,66	511,72	0,00	100,34	411,38
2051	9,28	491,96	0,00	100,34	391,63
2052	8,92	472,80	0,00	100,34	372,46
2053	8,57	454,23	0,00	100,34	353,90
2054	4,88	258,64	0,00	100,34	158,30
2055	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2056	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2057	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Total	398,67	20072,94	3195,47	2809,46	14068,01

Pela análise dos valores apresentados, pode-se constatar que, com exceção dos quatro primeiros anos iniciais do projeto, os fluxos de caixa gerados com a execução do projeto são sempre positivos. Tal exceção deve-se, sobretudo, à realização dos investimentos de perfuração, instalação do sistema submarino, *topside* e FPSO que

consomem o valor criado nesse período. Deste modo, verifica-se que o projeto contribui para a criação de valor e para a consolidação financeira da empresa.

5.5. Indicadores

Para realizar a tomada de decisão acerca do investimento, foi realizada uma avaliação quantitativa dos indicadores de viabilidade técnico económica. Os indicadores estimam os resultados possíveis e riscos inerentes ao processo.

Na tabela 5.32 estão expostos o resumo dos indicadores financeiros analisados neste estudo de viabilidade económica, o *Break even point*, o valor atual líquido (NPV), a taxa interna de rentabilidade (IRR) e o período de recuperação dos investimentos (*Payback*).

Tabela 5.32 – Indicadores financeiros de viabilidade económica.

<i>Break Even Point</i>	2028
NPV	2542,20 US\$
IRR	22,4%
<i>Payback</i>	5 anos

5.5.1. *Break even point*

O primeiro indicador avaliado foi o *break even point*, utilizado de modo a verificar a relação entre o volume de negócios e os custos de produção. Este seria o ponto de equilíbrio, onde o ponto em que os custos e as receitas são iguais, sem ocorrer perdas ou ganhos. Em outras palavras, é o facturamento mínimo necessário para que todos os custos e as despesas (fixos e variáveis) sejam cobertos, de modo a atingir o equilíbrio financeiro da atividade.

Na figura 5.7, está em evidência o *break even point* do projeto em avaliação, onde pela análise da equação das retas do gráfico é possível verificar que o ponto de equilíbrio será no ano de 2028.

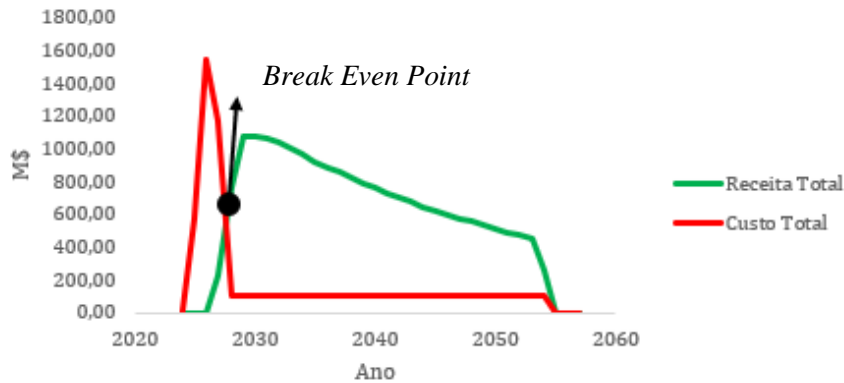


Figura 5.7 - Gráfico do *break even point* do projeto.

Este indicador é um indicador estático, ou seja, representa uma reprodução da estrutura de custos em relação aos preços de mercado num determinado tempo. Dessa forma, precisa ser constantemente atualizado, quando por exemplo ocorrem alterações dos preços do barril de petróleo, nos fatores de produção e até quando há ocorrência de variações de preço no próprio mercado.

5.5.2. Valor Atual Líquido (NPV)

O indicador NPV tem como finalidade medir o valor presente dos fluxos de caixa futuros gerados pelo tempo de exploração do campo em sua totalidade.

A taxa de desconto adotada para este trabalho será a WACC - *Weighted Average Capital Cost* (custo médio ponderado do capital). Que é a média ponderada do custo de capital próprio e custo de capital de terceiros, como mostra a equação 3 [91].

$$WACC = (R_f + \text{risco país} + [E_{Rm} - R_f] \cdot \beta) \cdot (\%e) + K_{ter} \cdot (\%d) \cdot (1 - T_c) \quad (3)$$

Onde, a taxa livre de risco (R_f) é a taxa representada por mercados considerados maduros. É prática do mercado adotar taxas de títulos do governo americano por ser considerado o investimento com menor risco no mundo. Sendo assim, foi adotado a taxa de 5,151%, que corresponde ao retorno dos “*Treasury bonds*” que são obrigações de dívida de longo prazo do governo norte-americano calculada com base nos dados dos retornos anuais desde 1987 até 2021 [92] [93].

O custo capital de terceiros (K_{ter}) é o retorno que os credores exigem em novos empréstimos e isto corresponde exatamente à taxa de juros que a empresa precisa pagar

para obter o novo empréstimo. A partir desta premissa, o custo de capital de terceiros deste trabalho foi definido pelo valor médio de empréstimos do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) a projetos de desenvolvimento, produção ou refino de petróleo. Portanto, a taxa considerada foi de 10,5% a.a [94].

A percentagem de capital próprio investido no projeto (%e) é de 80%. E a percentagem de capital de terceiros investidos no projeto (%d) é 20%.

Já para a média de retorno na carteira teórica das ações no mercado (E_{Rm}), foi considerada a média geométrica dos retornos anuais de 1928 a 2021, que corresponde a 8,13% [93].

O beta (β), que é uma medida estatística de risco de mercado da empresa que compara a volatilidade do preço de uma ação com a volatilidade do mercado corresponde a 1,13 [95].

O risco do país Risco país é uma medida criada pelo banco norte-americano JP Morgan, com o intuito de medir a percepção de risco dos investidores em relação a diversos países, tomando como base a cotação dos ativos da dívida externa destes países negociados no mercado internacional. Foi adotado o indicador Embi+ Brasil, que corresponde à média ponderada dos prémios pagos por esses títulos em relação a papéis de prazo equivalente do Tesouro dos Estados Unidos, tido como o país mais solvente do mundo, de risco praticamente nulo. Foi considerado cotação de 261 pontos para o Embi+ Brasil em 15/09/2022, o que nos gera uma taxa de risco país de 2,61% [96].

E por fim, a taxa de imposto corporativo (T_c) que é o imposto que incide sobre o rendimento das empresas que tenham uma atividade de natureza comercial, industrial ou agrícola em determinado país. No Brasil a alíquota cobrada é de 34%.

Substituindo os componentes na Equação 4 obtemos o WACC, conforme abaixo:

$$WACC = (1,51\% + 2,61\% + (8,13\% - 1,51\%) \cdot 1,13) \cdot 80\% + 10,5\% \cdot 20\% \cdot (1 - 34\%) \quad (4)$$

$$WACC = 10,67\%$$

O valor encontrado para a taxa de desconto, é semelhante ao usado na Galp para realização dos projetos. Uma vez obtido, foi utilizada a função “VPL” do Microsoft Excel sobre o fluxo de caixa gerado anteriormente para calcular o seu valor presente líquido. Verificou-se que o projeto apresentado gera um valor atual de 2542,20 US\$.

Em conclusão, mostra que o investimento é economicamente viável, uma vez que os fluxos gerados pelo projeto ($NPV > 0$) são suficientes para recuperar o investimento realizado, remunerar os capitais investidos à taxa do WACC e ainda gerar lucro no valor de 2542.20 US\$, aumentando assim, o valor de mercado da empresa.

5.5.3. Taxa interna de retorno (IRR)

Por sua vez, a taxa interna de retorno é o indicador relacionado ao rendimento da atividade por um período. Quanto maior a IRR, maior a viabilidade de realização do projeto em análise, pois representa que o projeto tem rentabilidade suficiente para recuperar o investimento despendido.

Ao realizar a análise, verifica-se que a taxa interna de retorno do projeto é de 22,4%, tornando-o assim, um projeto viável porque a TIR/IRR é superior ao custo de capital (WACC). Este projeto apenas deixaria de ser viável, caso a taxa de retorno exigida pelos acionistas fosse superior a obtida.

5.5.4. *Payback*

Esse é um dos principais indicadores utilizados pelos investidores para a tomada de decisão em relação à estratégia financeira, pois quanto menor o tempo de retorno do investimento, menores serão os riscos e melhor será a liquidez do investimento.

Para as condições adotadas e já explicitadas no presente trabalho, segundo o fluxo de caixa que pode ser verificado na Tabela 5.32, o *payback* do campo será alcançado em 2028, 5 anos após o início de sua exploração.

5.6. Incertezas do Projeto de Desenvolvimento e Produção

A percepção de cenários possíveis sobre investimentos é um componente importante no estudo das operações e tomada de decisão de projetos de uma empresa. Quando uma situação de incerteza possa ser quantificada por meio de uma distribuição de probabilidades dos resultados previstos, diz que a decisão está sendo tomada sob uma situação de risco [97].

Ao se considerar os aspetos de incerteza desse projeto, um investidor deve levar em consideração primeiramente que a incerteza tecnológica pode ter um grande peso no risco do projeto, uma vez que se trata do risco do desconhecido, como por exemplo, o risco

associado à implantação de equipamentos inovadores recentemente desenvolvidos e, portanto, não apresentam um histórico de utilização e ainda não foram plenamente integrados, como é o caso da implementação do HISEP®. Logo, as incertezas tecnológicas sobre este equipamento quando posto em operação geram riscos desconhecidos e de difícil tratamento.

O risco da produção representa um relevante componente de incerteza do projeto, uma vez que são muitas as variáveis que podem levar a redução brusca das taxas de produção de um ano para o outro, como a quebra de um equipamento de um determinado poço, a depleção do reservatório, obstrução de dutos por formação de hidratos, instabilidade legislativa de determinada região ou a manutenção do preço do petróleo em níveis muito baixos por muitos anos. É importante dizer que o risco da produção, assim como o risco do preço do petróleo são componentes críticos na incerteza de projetos por influenciarem diretamente nas receitas aumentando o risco associado à variável de interesse, o NPV.

A incerteza quanto ao método de obtenção dos custos também deve ser levada em consideração, uma vez que o investidor hoje tenha pleno conhecimento do custo do equipamento a ser instalado daqui a um ano, certamente não poderá afirmar com precisão quanto o fabricante cobrará daqui a 10 anos, por exemplo.

Outro ponto relevante que deve ser tratado envolvem as incertezas nos custos de abandono, pois são operações recentes, principalmente nos campos brasileiros, onde somente agora a indústria nacional começou a lidar com o fim da vida produtiva de seus campos. Os riscos associados a esta atividade são variados, pois exige distintas estratégias para consideração de permissões de autoridades (avaliação da remoção completa de equipamentos ou não), preparação de plataforma para desativação, fechamento de poços, limpeza e remoção de *risers*, abandono de dutos e umbilicais, mobilização de desmobilização de guindastes, remoção ou não da plataforma e disposição dos materiais removidos, além da necessidade de se considerar fatores ambientais e políticos de cada legislação neste processo. Estas variáveis podem ser bastante restritivas na escolha da estratégia de remoção, influenciando nos custos e conseqüentemente na incerteza associada.

6. Conclusões

O presente estudo possibilitou avaliar a influência do contaminante CO₂ na caracterização do petróleo.

Os dados obtidos a partir dos experimentos foram °API 35,53, sendo considerado como um óleo leve, densidade 0,846 g/cm³ e 0.006% teor de água em volume. O dado obtido para a massa molar da mistura gasosa foi de 44,88 g/mol sendo 82% molar de CO₂ e 18% molar de CH₄.

O procedimento de recombinação para obter RGO, definido através do ensaio de liberação *flash*, mostrou uma diferença de 9,12% (entre a amostra *bottom-hole* e amostra de fluido sintético), sendo o valor esperado do RGO, para o óleo do reservatório, de 3116.14 Sm³/Sm³ e o valor atingido de 2831.81 Sm³/Sm³.

O comportamento do volume de gás a partir da expansão a composição constante se justifica pela mudança na composição, que faz com que ocorra um abrupto aumento do volume no intervalo de pressão entre 9000 e 1700 psig, pressão onde há um aumento da concentração molar de propano, pentano e butano, seguido pela queda elevada do conteúdo de metano.

Em relação aos volumes de líquido, para a mesma pressão, nos testes de depleção a volume constante, a quantidade de líquido derramado é menor que na expansão a composição constante, e isso se deve a alguns compostos mais pesados serem liberados junto com o gás removido, o que era o esperado.

Os dados da viscosidade de alta pressão mostraram uma diminuição constante e suave, com a redução da pressão que se encontra acima do ponto de orvalho, o que é consistente com a progressiva solubilização do gás CO₂ no líquido.

A partir dos dados experimentais obtidos foi possível realizar a seleção de material ideal para a tubagem do escopo submarino. É importante a correta seleção, pois esta afeta a espessura da parede das tubagens e, portanto, o custo do material e a velocidade de instalação pela embarcação de suporte DSV. O alto teor de CO₂ presente no petróleo contido neste campo faz-se necessária a utilização de linhas rígidas com o material CRA e para o revestimento a escolha do material Inconel 625.

A modelagem dos sistemas de produção permitiu reconhecer o Que\$tor como uma poderosa ferramenta de suporte em análises de investimentos em projetos de desenvolvimento e produção em campos petrolíferos, e a utilização dos indicadores sobre

as estimativas do Que\$tor se mostrou uma abordagem adequada no sentido da realização de análises económicas.

A partir dos estudos dos indicadores para verificação da viabilidade económica, conclui-se que o investimento na exploração e produção deste campo com alto teor de CO₂ e utilização da tecnologia HISEP terá um *payback* de apenas 5 anos que é também seu ponto de equilíbrio, 2028. Possui um valor atual líquido de 2542,20 US\$ a partir de uma taxa de desconto de 10,67% e IRR relevante (22,4% ao ano). Assim, pode ser considerado um excelente investimento. Essa análise foi feita considerando a projeção do preço do barril de petróleo em termos reais, para 2024.

No entanto, o preço do petróleo envolve cenários geopolíticos complexos e é extremamente volátil, o que faz com que seja um risco muito elevados, principalmente para projetos de altos investimentos. Assim, da mesma maneira que um aumento do valor do barril pode gerar ganhos assustadores, a queda brusca desses valores pode causar prejuízos sem precedentes.

Os riscos associados ao desenvolvimento e exploração de petróleo num campo do pré-sal brasileiro são complexos, primeiramente por haver o risco desconhecido da incerteza tecnológica do uso do HISEP®, o risco da produção e dos custos que representam um relevante componente de incerteza do projeto, uma vez que são muitas as variáveis que podem levar a redução brusca das taxas de produção de um ano para o outro, como a quebra de um equipamento, a depleção do reservatório, obstrução de dutos ou a manutenção do preço do petróleo e por fim as incertezas relacionadas aos custos de abandono que é um processo que envolve tantas variáveis que deve ser tratado como um processo de natureza própria merecendo assim, uma abordagem mais detalhada que não foi o escopo deste trabalho.

Assim, a consideração de todos estes riscos, certamente resultariam numa distribuição de probabilidade do NPV de variância muito mais expressiva, retratando a combinação acumulada de riscos devido aos componentes de incerteza agora tratados.

Logo, com este trabalho foi possível reconhecer os múltiplos componentes compõem um projeto de produção de petróleo, a relevância do CAPEX e OPEX na avaliação do investidor quanto à opção do abandono ou do investimento neste processo decisório e por outro lado a elaboração deste estudo com diferentes configurações no sistema de produção e com adição de mais unidades HISEP® poderia trazer resultados diferentes em favor ao sistema e complementaria as análises realizadas neste trabalho.

Referências

- [1] <https://www.apetro.pt/setores-de-atividade/refinacao/20>. Acesso a 22 de outubro de 2021.
- [2] https://agenciapetrobras.com.br/Materia/ExibirMateria?p_materia=983012. Acesso a 17 de novembro de 2021.
- [3] galp.com/corp/pt/sobre-nos/a-galp. Acesso a 22 de outubro de 2021.
- [4] THOMAS, J. E. (2014). *Fundamentos de engenharia de petróleo*. 2.ed. Rio de Janeiro: Interciência.
- [5] ROSA, A.J.; CARVALHO, R.; XAVIER, J.A.D. (2006). *Engenharia de Reservatórios de Petróleo*. Rio de Janeiro: Editora Interciência.
- [6] <https://www.dgeg.gov.pt/media/jbwb5fct/doc-8.pdf> - O Livro Verde sobre a prospeção, pesquisa, desenvolvimento e produção de hidrocarbonetos em território nacional. Acesso a 28 de dezembro de 2021.
- [7] BAUMAN, S. (2011). *National Energy Education Development*. Secondary Energy Infobook Manassas, VA.
- [8] NGHIEM, L.X.; KOHSE, B.F. (2006). *Asphaltenes e Waxes*. Society of Petroleum Engineers, Vol. 1, Chapter 9, p. I-404 – I-871.
- [9] ERNEST, L., JAMES, J., MORAN, D., et al. (1959). *Measurement problems in the instrument and laboratory apparatus fields, in systems of units*. National and International Aspects, American Association for the Advancement of Science, Washington, DC.
- [10] WAUQUIER, J. P. (1995). *Petroleum Refining: Crude oil, petroleum products, process flowsheets*. v. 1. Éditions Technip.
- [11] SPEIGHT, J. G. (2002). *Handbook of Petroleum Product Analysis*. New Jersey, USA: John Wiley & Sons, 461 p.
- [12] MOTHÉ, C.G., JÚNIOR, C.S. (2007). *Petróleo Pesado e Ultrapesado - Reservas e Produção Mundial*. TN Petróleo, Número 57, pp 76.
- [13] www.anp.gov.br. Acesso a 28 de dezembro de 2021.
- [14] <https://comunicabaciadesantos.petrobras.com.br/glossario/g>. Acesso a 28 de dezembro de 2021.
- [15] FILGUEIRAS, P. R.; SAD, C. M. S.; LOUREIRO, A. R.; SANTOS, M. F. P.; CASTRO, E. V. R.; DIAS, J. C. M.; POPPI, R. J. (2014). *Determination of*

- API gravity, kinematic viscosity, and water content in petroleum by ATR-FTIR spectroscopy and multivariate calibration.* Fuel, v. 116, p. 123–130.
- [16] Barcza, M. V. (2012). *Petróleo. Processos Químicos Industriais III.*
- [17] MELLO, P. D. A. (2007). *Determinação de Enxofre em Petróleo Pesado Resíduo de Vácuo e Coque por ICP OES após Combustão Iniciada por Microondas em 121 Sistema Fechado.* Dissertação de Mestrado, Universidade Federal de Santa Maria.
- [18] SCHULZ, H.; BÖHRINGER, W.; OUSMANOV, F.; WALLER, P. (1999) *Refractory sulfur compounds in gas oils.* Fuel Processing Technology, v. 61, p. 5-41.
- [19] MÜLLER, A. L. H.; PICOLOTO, R. S.; MELLO, P. D. A.; FERRÃO, M. F.; DOS SANTOS M. D. F. P.; GUIMARÃES, R. C. L.; FLOR ES, E. M. M. (2012). *Total sulfur determination in residues of crude oil distillation using FT-IR/ATR and variable selection methods.* Spectrochimica Acta - Part A: Molecular and Biomolecular Spectroscopy, v. 89, p. 82–87.
- [20] GAUTO, M. A., DE MELO APOLUCENO, D., AMARAL, M. C., & AURÍQUIO, P. C. (2016). *Petróleo e Gás: princípios de exploração, produção e refino.* Bookman Editora.
- [21] MATHIASSEN, O. M. (2003). *CO₂ as Injection Gas for Enhanced Oil Recovery and Estimation of the Potential on the Norwegian Continental Shelf.* Technical report, NTNU - Norwegian University of Science and Technology.
- [22] WOLSCHLAG, L. M., COUCH, K. A., ZHU, F. X., & ALVES, J. (2009). *UOP FCC design advancements to reduce energy consumption and CO₂ emissions.* UOP LCC, USA.
- [23] LIMA I. J. F., DOS SANTOS, V. C. P., & MEDEIROS, F. (2018). *Formação de hidratos em perfurações de poços em águas profundas e ultra profundas.*
- [24] <https://petrobras.com.br/fatos-e-dados/novas-tecnologias-vaio-tornar-a-producao-da-petrobras-mais-sustentavel.htm>. Acesso a 27 de fevereiro de 2022.
- [25] DANESH, A. (1998). *PVT and Phase Behaviour of Petroleum Reservoir Fluids*, Elsevier Science B.V., Holanda.
- [26] ANTONIO, E. J. (2015). *Caracterização PVT de petróleo contendo CO₂.* Campinas, SP. Tese (doutorado) - UNICAMP.

- [27] <https://www.enauta.com.br/onde-estamos/enciclopedia-og/>. Acesso a 28 de fevereiro de 2022.
- [28] VASSILIOU, M. S. (2009). *The A to Z of the Petroleum Industry*. Scarecrow press.
- [29] HENDERSON, H. (2003). *Além da globalização: modelando uma economia global sustentável*. Editora Cultrix.
- [30] FARAH, M. A.; ARAÚJO, M. A. S. (2012). *Petróleo e seus Derivados*. 1 ed. Rio de Janeiro, Editora Livros Técnicos e Científicos.
- [31] BLACK, B. C. (2020). *Crude reality: petroleum in world history*. Rowman & Littlefield Publishers.
- [32] BORBA, R. C.; OLIVEIRA, V. M.; NETO, R, S. (2007). *A influência do petróleo na dinâmica econômica das cidades: um estudo comparativo entre Macaé (Brasil) e Aberdeen (Reino Unido)*. II Jornada Nacional da Produção Científica em Educação Profissional e Tecnológica, São Luís – MA.
- [33] LUCCHESI, C. F. (1998). Petróleo. *Estudos avançados*, 12, 17-40.
- [34] DIAS, J. L. M.; QUAGLINO, M. A. (1993). *A questão do petróleo no Brasil: uma história da Petrobras*.
- [35] MORAIS, J. M. (2013). *Petróleo em águas profundas: uma história tecnológica da Petrobras na exploração e produção offshore*.
- [36] PINHEIRO, M. B. (2011). *Análise da viabilidade econômica do desenvolvimento e produção de um campo de petróleo e gás natural: um estudo de caso do campo de marlim leste*. Tese. Rio de Janeiro.
- [37] RICCOMINI, C., SANT, L. G., & TASSINARI, C. C. G. (2012). *Pré-sal: geologia e exploração*. Revista USP, (95), 33-42.
- [38] <https://petrobras.com.br/pt/nossas-atividades/principais-operacoes/bacias/bacia-de-santos.htm>. Acesso 28 de fevereiro de 2022.
- [39] VILAMEÁ. E. (2017). *Estudo de viabilidade técnica aplicado ao desenvolvimento do conceito de plataforma ULFPSO com utilização de riser rígido em catenária livre*. Dissertação (Mestrado) – Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. 124 p. São Paulo.
- [40] <https://oglobo.globo.com/economia/gas-natural-contaminantes-sao-desafios-do-pre-sal-3833369>. Acesso a 28 de fevereiro de 2022.

- [41] COUTANT, R. M. S. (2015). *A Influência do Pré-Sal na Política Externa Brasileira 2003-2014*. (Doctoral dissertation), Instituto Superior de Ciências Sociais e Políticas.
- [42] <https://petrobras.com.br/fatos-e-dados/registramos-records-na-producao-anual-de-2020.htm>. Acesso 05 de novembro de 2021.
- [43] Paik, J. K., & Thayamballi, A. K. (2007). *Ship-shaped offshore installations: design, building, and operation*. Cambridge University Press.
- [44] FURTADO, A. M. (2011). *Manuseio de Petróleo em FPSO – desde a captação até a transferência para navios aliviadores*. Rio de Janeiro.
- [45] <https://petrobras.com.br/pt/>. Acesso a 28 de fevereiro de 2022.
- [46] SILVA, P. T. C. (2015). *Estudo de Alternativas de Arranjos Submarinos de Produção com o uso de Manifolds e Bombas Multifásicas: Otimização da Vazão e Análise Financeira*, Rio de Janeiro: Universidade Federal do Rio de Janeiro.
- [47] OPERACIONAL, B. N. E. (2005). *Metodologia Para A Seleção De Arranjos Submarinos* (Doctoral Dissertation), Universidade Federal Do Rio De Janeiro.
- [48] BAI, Y., BAI Q., (2010). *Subsea Engineering Handbook*. 1ed. Houston, EUA.
- [49] EUPHEMIO, M.L.L., KUCHPIL, C., FIGUEIREDO, M.W. (2007). *Subsea Processing and Boosting - Building Blocks for Scenarios*. Offshore Technology Conference, 20186, Houston, Texas, USA, 4–7 May.
- [50] DE LEÃO, A. P. C., SARDINHA, C. C., AMARAL, M., & SANTANA, A. P. (2014). *Análise dos sistemas de Risers utilizados na produção de óleo em sistemas submarinos*. Caderno de Graduação-Ciências Exatas e Tecnológicas-UNIT-SERGIPE, 2(2), 23-36.
- [51] CARVALHO, A. (2016). *Análise do modelo de desenvolvimento de campos de hidrocarbonetos aplicado à bacia do Alentejo* (Doctoral dissertation, Master thesis, Universidade de Aveiro, Aveiro, Portugal).
- [52] <https://nossaenergia.petrobras.com.br/pt/energia/cidades-submarinas-nossa-tecnologia-no-fundo-do-oceano/>. Acesso a 28 de fevereiro de 2022.

- [53] PORTO, A. C. C. H. (2013). *Estudo de Implantação de Processamento Submarino com Exportação para a Costa – Rio de Janeiro*: UFRJ/COPPE. XV, 152 p.: il.; 29,7 cm.
- [54] LABLANCA, E. L. (2005). *Metodologia para a Seleção de Arranjos Submarinos baseada na Eficiência Operacional*. Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, Brasil.
- [55] HERDEIRO, M. A. N. (1997). *Instalação de Sistemas Submarinos de Produção em Águas Remotas*. (Dissertação Mestrado), COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil.
- [56] <https://www.galp.com/corp/pt/sobre-nos/o-que-fazemos/upstream/fundamentos-de-exploracao-producao>. Acesso a 24 de abril de 2022.
- [57] BARROS, C.P. (2007). *Avaliação financeira de projetos de investimento*. Lisboa: Escolar Editora
- [58] CEBOLA, A. (2017) - *Projetos de Investimento de Pequenas e Médias Empresas – Elaboração e Análise*. Edições Sílabo, Lda. 333p.
- [59] NEVES, J. (2000). *Análise financeira. Volume I - Técnicas fundamentais*. Lisboa: Texto Editora.
- [60] NEVES, J. (2000). *Análise financeira. Volume II - Avaliação do desempenho baseado no valor*. Lisboa: Texto Editora.
- [61] GITMAN, LAWRENCE J. (1997). *Princípios de administração financeira*. São Paulo, HARBRA.
- [62] LOPES, M. D. S. (2012). *Elaboração e Análise de Projetos de Investimento*. 2a Edição. Porto: FEUP edições.
- [63] MARQUES, A. (2006). *Conceção e análise de Projetos de Investimento*, 3ª edição. s.l. : edições Silabo.
- [64] BARROS, H. (2002). *Análise de Projetos de Investimento*. s.l.: Edições Silabo. p. 180.
- [65] GALEANO, Y. D. (1998). *Metodologia para o desenvolvimento de campos de petróleo*. Campinas, SP: [s.n.].
- [66] ROSS, STEPHEN A. (2000). *Princípios de administração financeira*. São Paulo, Atlas.

- [67] SCHROEDER, J., T., SCHROEDER, I., COST, R. P., CHINODA, C. (2005). *O custo de capital como a taxa mínima de atratividade na avaliação de projetos de investimento*. Revista Gestão Industrial. Vol. 1 (2), pp. 33-42.
- [68] JOÃO, R., VIEGAS, V., & REBELO, S. (2007). *Métodos de avaliação da decisão de investimento. Dos Algarves*, (16), 40-47.
- [69] SOARES, M. I., MOREIRA, J. A. C., PINHO, C., & COUTO, J. (2015). *Decisões de Investimento: Análise Financeira de Projetos* (4ª edição, revista e corrigida).
- [70] <https://www.sba.gov/breakevenpointcalculator>. Acesso a 01 de março de 2022.
- [71] <https://www.investopedia.com/terms/c/capitalexpenditure.asp>. Acesso a 01 de março de 2022.
- [72] <https://www.rankia.pt/bolsa/a-diferenca-entre-capex-e-opex/>. Acesso a 01 de março de 2022.
- [73] C. STEUBE E P. E. E. K. ALBAUGH. (1999). *Evaluating OPEX for marginal fields in international operations*. Selecting the best operating strategy.
- [74] <https://www.investopedia.com/ask/answers/112814/whats-difference-between-capital-expenditures-capex-and-operational-expenditures-opex.asp>. Acesso a 01 de março de 2022.
- [75] <https://ihsmarkit.com/index.html>. Acesso a 01 de março de 2022.
- [76] LATCA. (2021). *Propriedades físico-químicas de misturas de fluidos de produção para o programa SCC CO₂*. Projeto: COPPTEC EQ-22886. UFRJ.
- [77] ATKINS, P. W.; DE PAULA, J. (2006). *Físico-Química*. UK: Oxford university press, Oxford.
- [78] <https://md-scientific.dk/en/vare/osmomat-010-freezing-point-osmometer-2/>. Acesso 29 de novembro de 2021.
- [79] JUNIOR, F. P. B. L. (2019). *Estimação Da Razão De Solubilidade E Fator Volume De Formação De Óleos Vivos Por Redes Neurais Artificiais*. Rio de Janeiro: UFRJ/EQ, xxii, 242 p.; il.
- [80] [Cannoninstrument.com](https://www.cannoninstrument.com). Acesso a 29 de novembro de 2021.
- [81] POLICARPO, N. A. (2014). *Difusividade de Metano e Dióxido de Carbono em n-Parafina. (Dissertação doutorado) - Universidade Estadual de Campinas, 207 p.*

- [82] FEITOSA, T. S. (2019). *Previsão de propriedades PVT de um reservatório de óleo subsaturado*. (Dissertação bacharelado) – Engenharia de Petróleo, Universidade Federal de Sergipe, São Cristóvão, Brasil. 79 p.
- [83] kruss-scientific.com. Acesso a 29 de novembro de 2021.
- [84] <https://comunicabaciadesantos.petrobras.com.br/>. Acesso a 24 de abril de 2022.
- [85] <https://www.corrosionpedia.com/definition/1325/corrosion-resistant-alloy-cra>. Acesso a 24 de abril de 2022.
- [86] FARAH, M. A. (2002). *Caracterização do Petróleo e seus Produtos. Programa de Trainees* – Engenheiro de Processamento Júnior. Salvador: RH/UC/DTA – Universidade Petrobras.
- [87] VAN WYLEN, G.J.; SONNTAG, R.E. (1995), *Fundamentos da Termodinâmica Clássica*. São Paulo: Edgar Blücher.
- [88] <https://www.fitchratings.com/research/corporate-finance/near-term-oil-gas-prices-raised-long-term-oil-price-unchanged-08-12-2021>. Acesso a 17 de maio de 2022.
- [89] RUIVO, F. M. (2001) *Descomissionamento de Sistemas de Produção Offshore*. Dissertação (Mestrado) Ciências e Engenharia de Petróleo, Universidade Estadual de Campinas, Campinas.
- [90] PRADO, D. D. (2015) *Desmobilização de dutos em sistemas marítimos de produção de petróleo - uma proposta de método de suporte ao planejamento*. Dissertação (mestrado) - Planejamento energético, COPPE, UFRJ, Rio de Janeiro.
- [91] <https://www.investopedia.com/terms/w/wacc.asp>. Acesso a 08 de agosto de 2022.
- [92] <https://www.statista.com/statistics/698047/yield-on-10y-us-treasury-bond/>. Acesso a 19 de setembro de 2022.
- [93] https://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/New_Home_Page/datafile/histretSP.html. Acesso a 19 de setembro de 2022.
- [94] <https://www.bndes.gov.br/wps/portal/site/home/financiamento/produto/investimento-infraestrutura-servicos-distribuicao-derivados-petroleo-biocombustiveis>. Acesso a 08 de agosto de 2022.
- [95] <https://www.investopedia.com/terms/u/unleveredbeta.asp>. Acesso em 29 de junho de 2022.

- [96] <http://www.ipeadata.gov.br/>. Acesso a 08 de agosto de 2022.
- [97] NUNES, S. D. M. (2016). *Análise e avaliação de um projeto de investimento em ativos reais*. Doctoral dissertation, FEUC.

Anexos

Anexo A – Dados iniciais inseridos no software Que\$tor

Field level data (offshore)

Field characteristics Fluid / profile characteristics Miscellaneous

Field data

Recoverable reserves MMbbl

Gas oil ratio sm³/m³

Reservoir depth from LAT m

Reservoir pressure bara

Reservoir temperature °C

Reservoir length km

Reservoir width km

Water depth m

Field level data (offshore)

Field characteristics Fluid / profile characteristics Miscellaneous

Liquid data

Oil density @ STP °API

Initial water cut %

Gas data @ STP

Gas molecular weight

CO₂ content %

H₂S content ppm

Well data

Productivity MMbbl/well

Peak well flow Mbbl/day

Figura A. 1 - Dados inseridos da característica do campo e do fluido.

Production profile edit

Onstream days day

Concurrent drilling operations

Wells per year per operation

Plateau rate (daily equivalent) Mbbl/day

Years to plateau year

Plateau duration year

Field life year

Figura A. 2 - Dados inseridos do perfil da produção do campo.

Anexo B – Tabela detalhada fluxo de custos

Tabela B. 1 - Fluxo de custos completo (CAPEX, OPEX, Abandono) extraídos do QUESTOR no sistema em estudo em MM US\$ e produção em MMbbl/ano.

ANO	CAPEX (MM US\$)				OPEX (MM US\$)			Abandono (MM US\$)	PRODUÇÃO	
	Perfuração	Sistema Submarino	Topside	FPSO	OPEX fixo	OPEX variável	Impostos		Óleo (MMbbl /ano)	Gás (MMbbl /ano)
1	3,85	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2	3,21	254,74	283,08	35,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3	128,49	777,11	417,37	221,67	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4	312,16	74,00	601,60	83,19	53,87	2,94	4,37	0,00	3,80	0,00
5	0,00	0,00	0,00	0,00	130,01	9,97	14,87	0,00	12,93	0,00
6	0,00	0,00	0,00	0,00	131,03	14,04	20,99	0,00	18,25	0,60
7	0,00	0,00	0,00	0,00	134,26	26,99	20,99	0,00	18,25	2,15
8	0,00	0,00	0,00	0,00	135,53	32,06	20,82	0,00	18,10	3,15
9	0,00	0,00	0,00	0,00	158,63	13,57	20,26	0,00	17,62	3,15
10	0,00	0,00	0,00	0,00	169,60	13,07	19,49	0,00	16,95	3,12
11	0,00	0,00	0,00	0,00	135,50	31,94	18,76	0,00	16,31	3,03
12	0,00	0,00	0,00	0,00	137,32	39,21	18,04	0,00	15,69	2,90
13	0,00	0,00	0,00	0,00	130,44	11,68	17,36	0,00	15,10	2,78
14	0,00	0,00	0,00	0,00	158,05	11,25	16,70	0,00	14,52	2,67
15	0,00	0,00	0,00	0,00	172,27	23,78	16,07	0,00	13,97	2,56
16	0,00	0,00	0,00	0,00	134,66	28,57	15,46	0,00	13,44	2,45
17	0,00	0,00	0,00	0,00	130,03	10,06	14,88	0,00	12,93	2,35
18	0,00	0,00	0,00	0,00	129,94	9,70	14,31	0,00	12,44	2,25
19	0,00	0,00	0,00	0,00	162,41	28,69	13,77	0,00	11,97	2,15
20	0,00	0,00	0,00	0,00	175,35	36,09	13,25	0,00	11,52	2,06
21	0,00	0,00	0,00	0,00	129,69	8,68	12,75	0,00	11,08	1,97
22	0,00	0,00	0,00	0,00	129,61	8,36	12,26	0,00	10,66	1,88
23	0,00	0,00	0,00	0,00	132,77	21,00	11,80	0,00	10,26	1,80
24	0,00	0,00	0,00	0,00	161,71	25,89	11,35	0,00	9,87	1,72
25	0,00	0,00	0,00	0,00	168,20	7,49	10,92	0,00	9,50	1,65
26	0,00	0,00	0,00	0,00	129,32	7,22	10,51	0,00	9,14	1,57
27	0,00	0,00	0,00	0,00	134,10	26,31	10,11	0,00	8,79	1,51
28	0,00	0,00	0,00	0,00	135,97	33,80	9,73	0,00	8,46	1,44
29	0,00	0,00	0,00	0,00	156,86	6,47	9,36	0,00	8,14	1,37
30	0,00	0,00	0,00	0,00	167,89	6,24	9,00	0,00	7,83	1,31
31	0,00	0,00	0,00	0,00	75,28	3,56	5,13	0,00	4,46	1,25
32	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	125,18	0,00	1,19
33	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	300,43	0,00	0,00
34	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	25,04	0,00	0,00
Total	447,71	1.105,85	1.302,05	339,86	3.900,30	498,63	393,31	450,65	341,98	56,69