

# **Avaliação de uma empresa de produção e exploração de petróleo e gás natural no contexto de um parecer sobre equidade: um caso de estudo no Cazaquistão**

*David Luis Andrade dos Santos Sousa*

**Dissertação de Mestrado**

Orientador na FEUP: Professora Maria Dulce Soares Lopes



**Mestrado em Engenharia e Gestão Industrial**

2023-07-11



# Resumo

O presente trabalho apresenta uma avaliação exaustiva de uma empresa de produção e exploração de petróleo e gás natural no Cazaquistão, centrando-se na avaliação da proposta de aquisição por um SPAC. O estudo começa com uma análise do panorama económico do país, incluindo o PIB, a taxa de crescimento e a inflação, indicando uma economia estável e em crescimento. O sector do petróleo e do gás natural é examinado, tendo em conta fatores como o aumento da procura de produtos petrolíferos, as influências geopolíticas, os avanços tecnológicos e os riscos ambientais, sociais e de governação (ESG). O ambiente empresarial local, a dependência económica da extração de matérias-primas e as políticas fiscais complexas também são discutidos.

Para efetuar a avaliação financeira, a empresa B é examinada em pormenor, incluindo as condições das suas infraestruturas de escoamento de petróleo, a renovação dos campos petrolíferos, as obrigações contratuais e o acordo de *Joint Venture*. A avaliação utiliza metodologias amplamente aceites, como a análise *Discounted Cash Flow* (DCF), considerando ajustamentos de volume, alterações de preços, inflação, *Joint Ventures*, impostos e ajustamentos do balanço. A análise DCF resulta numa avaliação final de \$609,905 milhões para a empresa B, indicando que o preço de compra proposto de \$804,3 milhões é financeiramente injusto para a empresa adquirente.

Os principais indicadores de desempenho demonstram a estabilidade financeira do projeto, com margens brutas e EBITDA robustas e fluxos de caixa positivos de 2026 a 2040. A taxa interna de rentabilidade (TIR) está estimada em 38,46 %, o que significa uma elevada rentabilidade. A análise de sensibilidade, incluindo a análise de tornado e a simulação de *Monte Carlo*, identifica variáveis significativas que afetam a avaliação do projeto, tais como o preço do petróleo, OPEX e CAPEX, impostos, volume de produção, WACC e taxas de câmbio. Estas variáveis sublinham a necessidade de uma avaliação abrangente dos riscos e de uma gestão eficiente dos custos. A simulação de *Monte Carlo* fornece uma análise granular, apoiando a consideração de múltiplos cenários, incluindo a taxa de imposto como um fator crítico de risco do país.

Embora este trabalho forneça informações valiosas, as limitações incluem potenciais restrições de disponibilidade e exatidão dos dados, bem como incertezas associadas aos pressupostos utilizados na análise do DCF. As conclusões são específicas do estudo de caso no sector do petróleo e do gás a montante do Cazaquistão, o que limita a generalização. A realização de um maior número de iterações na simulação de *Monte Carlo* melhoraria a sua robustez estatística.

No cômputo geral, a avaliação exaustiva utilizando o modelo DCF, a análise da ponte de valor, os indicadores-chave de desempenho, a análise de sensibilidade e a simulação de *Monte Carlo* conclui que o valor proposto para a transação é significativamente excessivo, apesar da viabilidade e estabilidade financeiras da empresa B.



# Abstract

This work provides a comprehensive assessment of an oil and natural gas upstream company in Kazakhstan, focusing on evaluating the proposed acquisition by a SPAC. The study begins with an analysis of the country's economic landscape, including GDP, growth rate, and inflation, indicating a stable and growing economy. The oil and natural gas sector is examined, considering factors such as increasing demand for petroleum products, geopolitical influences, technological advancements, and environmental, social, and governance (ESG) risks. The local business environment, economic dependence on raw material extraction, and complex fiscal policies are also discussed.

To conduct the financial evaluation, Company B is thoroughly examined, including its infrastructure conditions for oil drainage, renewal of oil fields, contractual obligations, and joint investment agreement. The valuation employs widely accepted methodologies such as discounted cash flow (DCF) analysis, considering volume adjustments, price changes, inflation, joint ventures, taxes, and balance sheet adjustments. The DCF analysis results in a final valuation of \$609.905 million for Company B, indicating that the proposed purchase price of \$804.3 million is financially unfair to the acquiring company.

Key performance indicators demonstrate the project's financial stability, with robust gross and EBITDA margins and positive cash flows from 2026 to 2040. The internal rate of return (IRR) is estimated at 38.46%, signifying high profitability. Sensitivity analysis, including tornado analysis and *Monte Carlo* simulation, identifies significant variables affecting project valuation, such as oil price, OPEX and CAPEX, taxes, production volume, WACC, and exchange rates. These variables emphasize the need for comprehensive risk assessment and efficient cost management. *Monte Carlo* simulation provides granular analysis, supporting the consideration of multiple scenarios, including the tax rate as a critical country risk factor.

While the thesis provides valuable insights, limitations include potential data availability and accuracy constraints, as well as uncertainties associated with assumptions made in the DCF analysis. The findings are specific to the case study in Kazakhstan's upstream oil and gas industry, limiting generalizability. Conducting a larger number of iterations in the *Monte Carlo* simulation would enhance its statistical robustness.

As a whole, the comprehensive evaluation using the DCF model, value bridge analysis, key performance indicators, sensitivity analysis, and *Monte Carlo* simulation concludes that the proposed transaction value is significantly excessive, despite Company B's financial viability and stability.



# Agradecimentos

A todos os professores da Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto que contribuíram para o meu percurso académico. Com destaque para a Professora Dulce Soares Lopes, pela orientação e apoio no desenvolvimento desta dissertação.



*"Valuation is not a science; it's an art. The true value lies in the eyes of the beholder who understands the company's prospects and risks"*

Aswath Damodaran



# Conteúdo

|          |                                                                           |           |
|----------|---------------------------------------------------------------------------|-----------|
| <b>1</b> | <b>Introdução</b>                                                         | <b>1</b>  |
| 1.1      | Enquadramento do Projeto e Motivação . . . . .                            | 1         |
| 1.2      | A LGG Advisors . . . . .                                                  | 2         |
| 1.3      | Objetivos do Projeto . . . . .                                            | 2         |
| 1.4      | Método Seguido no Projeto . . . . .                                       | 3         |
| 1.5      | Estrutura da Dissertação . . . . .                                        | 3         |
| 1.6      | A Indústria Petrolífera . . . . .                                         | 4         |
| 1.6.1    | A Indústria Petrolífera Moderna . . . . .                                 | 4         |
| <b>2</b> | <b>Revisão de Literatura</b>                                              | <b>5</b>  |
| 2.0.1    | Definição de SPAC . . . . .                                               | 5         |
| 2.0.2    | Definição de <i>Fairness Opinion</i> . . . . .                            | 6         |
| 2.0.3    | <i>Fairness opinion</i> no Contexto de uma SPAC . . . . .                 | 6         |
| 2.1      | Definição de Valor . . . . .                                              | 6         |
| 2.2      | Abordagens e Métodos de Avaliação . . . . .                               | 7         |
| 2.2.1    | Abordagens de Avaliação . . . . .                                         | 7         |
| 2.2.2    | <i>Discounted Cash Flow</i> . . . . .                                     | 8         |
| 2.2.3    | <i>Weighted Average Cost of Capital</i> (WACC) . . . . .                  | 9         |
| 2.3      | Simulação de <i>Monte Carlo</i> . . . . .                                 | 11        |
| 2.3.1    | Movimento Browniano Geométrico . . . . .                                  | 11        |
| 2.3.2    | Ponte Browniana . . . . .                                                 | 12        |
| 2.3.3    | <i>Mean Reversion Model</i> . . . . .                                     | 12        |
| <b>3</b> | <b>Descrição do Problema</b>                                              | <b>15</b> |
| 3.1      | Descrição da Transação . . . . .                                          | 15        |
| 3.2      | Panorama Económico . . . . .                                              | 15        |
| 3.2.1    | Visão Geral da Economia do Cazaquistão . . . . .                          | 16        |
| 3.2.2    | PIB e Taxa de Crescimento do PIB do Cazaquistão . . . . .                 | 16        |
| 3.2.3    | Inflação no Cazaquistão . . . . .                                         | 17        |
| 3.3      | Panorama do Setor . . . . .                                               | 17        |
| 3.3.1    | Perspetiva a Nível Global . . . . .                                       | 18        |
| 3.3.2    | Panorama Local . . . . .                                                  | 20        |
| 3.4      | Visão Geral da Empresa . . . . .                                          | 22        |
| 3.4.1    | A Empresa B . . . . .                                                     | 22        |
| 3.4.2    | Detalhes de Infraestrutura . . . . .                                      | 22        |
| 3.5      | Condições Contratuais . . . . .                                           | 23        |
| 3.5.1    | Condições para a Renovação da Concessão dos Campos Petrolíferos . . . . . | 23        |
| 3.5.2    | Obrigações Contratuais . . . . .                                          | 24        |
| 3.5.3    | Acordo de Investimento Conjunto . . . . .                                 | 25        |

|          |                                                                                                                   |           |
|----------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------|
| 3.5.4    | Tipos de Reservas de Petróleo . . . . .                                                                           | 25        |
| 3.5.5    | Quantidade de Reservas Disponíveis . . . . .                                                                      | 26        |
| <b>4</b> | <b>Metodologia</b>                                                                                                | <b>27</b> |
| 4.1      | Escolha do Método de Avaliação . . . . .                                                                          | 27        |
| 4.1.1    | Abordagem pelo Rendimento . . . . .                                                                               | 27        |
| 4.1.2    | Abordagem pelo Mercado . . . . .                                                                                  | 27        |
| 4.1.3    | Abordagem pelos Custos . . . . .                                                                                  | 28        |
| 4.2      | Quantidade de Reservas Consideradas para a Avaliação . . . . .                                                    | 28        |
| 4.3      | Métodos de Avaliação Escolhidos . . . . .                                                                         | 29        |
| 4.3.1    | Ofertas Prévias . . . . .                                                                                         | 29        |
| 4.3.2    | Discounted Cash Flow . . . . .                                                                                    | 30        |
| 4.4      | Balanço Ajustado . . . . .                                                                                        | 36        |
| 4.4.1    | Custos Históricos de Obrigações Decorrentes do Contrato de Utilização do Subsolo . . . . .                        | 36        |
| 4.4.2    | Obrigações Fiscais . . . . .                                                                                      | 36        |
| 4.4.3    | Empréstimos . . . . .                                                                                             | 37        |
| 4.4.4    | Credores comerciais . . . . .                                                                                     | 37        |
| 4.4.5    | Provisões . . . . .                                                                                               | 37        |
| 4.4.6    | Rubricas do Balanço por Liquidar . . . . .                                                                        | 37        |
| 4.4.7    | Fundo de Maneio Investido . . . . .                                                                               | 37        |
| 4.5      | Utilização da Simulação de <i>Monte Carlo</i> para Determinar a Volatilidade do Projeto                           | 38        |
| 4.5.1    | Escolha do Método para Modular as Variáveis . . . . .                                                             | 38        |
| 4.5.2    | Procedimento . . . . .                                                                                            | 39        |
| 4.5.3    | Definição de Cenários . . . . .                                                                                   | 40        |
| <b>5</b> | <b>Resultados</b>                                                                                                 | <b>41</b> |
| 5.1      | Resultados do Modelo de DCF . . . . .                                                                             | 41        |
| 5.1.1    | Análise da Ponte de Valor . . . . .                                                                               | 41        |
| 5.1.2    | Receita, Margem Bruta e Margem EBITDA . . . . .                                                                   | 42        |
| 5.1.3    | Indicadores Chave de Desempenho . . . . .                                                                         | 43        |
| 5.2      | Análise de Sensibilidade . . . . .                                                                                | 43        |
| 5.2.1    | Análise de Tornado . . . . .                                                                                      | 43        |
| 5.3      | Resultados da Simulação de <i>Monte Carlo</i> . . . . .                                                           | 45        |
| 5.4      | Comparação dos Resultados do DCF e da Simulação de <i>Monte Carlo</i> e Apuramento do Valor Patrimonial . . . . . | 50        |
| 5.5      | Principais Fatores a Afetar o Valor da Empresa . . . . .                                                          | 50        |
| 5.5.1    | Renovação da Concessão . . . . .                                                                                  | 50        |
| 5.5.2    | Plano de Reabilitação . . . . .                                                                                   | 50        |
| 5.5.3    | Estrutura da Transação . . . . .                                                                                  | 51        |
| 5.5.4    | Alterações Regulamentares e de Política Fiscal . . . . .                                                          | 51        |
| 5.5.5    | Flutuações no Preço do Petróleo . . . . .                                                                         | 51        |
| 5.5.6    | Klarenco . . . . .                                                                                                | 51        |
| <b>6</b> | <b>Conclusão</b>                                                                                                  | <b>53</b> |
| 6.1      | Discussão dos resultados . . . . .                                                                                | 53        |
| <b>A</b> | <b>Gráficos e Quadro-resumos</b>                                                                                  | <b>61</b> |
| <b>B</b> | <b>Modelo DCF</b>                                                                                                 | <b>65</b> |

# Acrónimos e Símbolos

BOE - Barris de Petróleo Equivalentes  
BTC - Oleoduto Baku-Tbilisi-Ceyhan  
CAPEX - *Capital Expenditures*  
CDS - *Credit Default Swaps*  
CMPC - Custo Médio Ponderado de Capital  
CNPC - *China National Petroleum Corporation*  
DCF - *Discounted Cash Flow*  
EBIT - *Earnings Before Interest and Taxes*  
EBITDA - *Earnings Before Interest, Taxes, Depreciation and Amortization*  
ESG - *Environmental, Social and Governance*  
EV - *Enterprise Value*  
FCFE - *Free Cash Flow to Equity*  
FCFF - *Free Cash Flow to the Firm*  
IPO - *Initial Public Offering*  
IVS - *International Valuation Standards*  
JV - *Joint Venture*  
KPI - *Key Performance Indicator*  
MMboe - Milhões de barris de petróleo equivalente MBBL - Milhões de Barris de Petróleo  
mb/d - Milhões de Barris por Dia  
MET - *Mineral Extraction Tax*  
MMBTU - Milhão de *British Thermal Unit*  
MYR - Ringgit Malaio  
NASDAQ - *National Association of Securities Dealers Automated Quotations*  
NPV - *Net Present Value*  
OPEP - Organização dos Países Exportadores de Petróleo  
OPEX - *Operational Expenditure*  
OU - Ornstein-Uhlenbeck  
PDC - Programa de Desenvolvimento do Campo  
PIB - Produto Interno Bruto  
RUB - Rublo Russo  
SEC - *U.S. Securities and Exchange Commission*  
SPAC - *Special Purpose Acquisition Company*  
TIR - Taxa Interna de Rentabilidade  
TLC - Teorema do Limite Central  
USD - *United States Dollar*  
VAL - Valor Atual Líquido  
WACC - *Weighted Average Cost of Capital*



# Lista de Figuras

|     |                                                                                                                             |    |
|-----|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| 4.1 | Preço do petróleo desde o momento da oferta até ao fim de vida do projeto, com base no <i>Futures</i> e Capital IQ. . . . . | 31 |
| 4.2 | Despesas com CAPEX ao longo do projeto. . . . .                                                                             | 33 |
| 5.1 | Análise da ponte de valor. . . . .                                                                                          | 42 |
| 5.2 | Análise de tornado . . . . .                                                                                                | 43 |
| 5.3 | Trajcetórias simuladas dos preços do petróleo. . . . .                                                                      | 45 |
| 5.4 | Trajcetórias simuladas das taxas de câmbio . . . . .                                                                        | 46 |
| 5.5 | Trajcetórias simuladas do CAPEX. . . . .                                                                                    | 46 |
| 5.6 | Trajcetórias simuladas do OPEX. . . . .                                                                                     | 47 |
| 5.7 | Distribuição com diferentes WACC (10.04%, 10.5%, and 11.24% respectivamente) . . . . .                                      | 48 |
| 5.8 | Diferentes taxas de imposto (10%, 20% e 30% respetivamente) . . . . .                                                       | 48 |
| A.1 | volume de reservas de petróleo, gás natural e condensado . . . . .                                                          | 61 |
| A.2 | Quadro-resumo dos custos com Opex . . . . .                                                                                 | 62 |
| A.3 | Quadro-resumo dos custos com CAPEX . . . . .                                                                                | 63 |
| A.4 | Quadro-resumo dos custos com Impostos . . . . .                                                                             | 64 |
| B.1 | Demonstração de resultados 1 . . . . .                                                                                      | 66 |
| B.2 | Demonstração de resultados 2 . . . . .                                                                                      | 67 |
| B.3 | Resumo da Análise de DCF . . . . .                                                                                          | 68 |
| B.4 | Receita, margem bruta e margem EBITDA . . . . .                                                                             | 69 |



# Lista de Tabelas

|     |                                                                                          |    |
|-----|------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| 3.1 | Reservas disponíveis para a exploração da empresa B. . . . .                             | 26 |
| 4.1 | Reservas consideradas para a avaliação da empresa B. . . . .                             | 28 |
| 4.2 | Ofertas prévias com atualização de preço. . . . .                                        | 29 |
| 4.3 | Detalhes do acordo de <i>off-take</i> . . . . .                                          | 30 |
| 4.4 | Constituição do <i>Peer Group</i> . . . . .                                              | 35 |
| 4.5 | Obrigações fiscais da empresa B. . . . .                                                 | 37 |
| 4.6 | Parâmetros para modelar o petróleo e taxa de câmbio através do MBG. . . . .              | 39 |
| 5.1 | Estatísticas resultantes da análise de cenários com diferentes WACC . . . . .            | 49 |
| 5.2 | Estatísticas resultantes da análise de cenários com diferentes taxas de imposto . .      | 49 |
| 5.3 | Intervalo concluído para a avaliação da empresa pela simulação de <i>Monte Carlo</i> . . | 50 |



# Capítulo 1

## Introdução

A introdução apresenta uma visão geral do projeto desenvolvido em estágio curricular na LGG Advisors, com foco na emissão de uma *fairness opinion* para uma proposta de transação no setor de petróleo. Dá-se nota ao uso de metodologias de avaliação financeira, como o Fluxo de Caixa Descontado (DCF) e a simulação de *Monte Carlo*, para garantir uma avaliação imparcial. O objetivo foi garantir justiça e equidade para todas as partes envolvidas, tendo em conta o escrutínio da Securities and Exchange Commission (SEC) nas transações SPAC. A estrutura da dissertação é delineada, abrangendo secções sobre o enquadramento teórico, a metodologia do projeto, a análise da indústria, a modelação financeira e a análise dos resultados.

### 1.1 Enquadramento do Projeto e Motivação

O presente trabalho foi inserido nas atividades de consultoria da empresa LGG Advisors. O mesmo foi implementado na empresa A, a qual opera na indústria petrolífera e está cotada na *National Association of Securities Dealers Automated Quotations* (NASDAQ). O âmbito do projeto é a emissão de um parecer de equidade (*fairness opinion*) sobre se o preço de compra de \$ 704,3 milhões (*Equity Value*), a ser pago pela Empresa A pela Empresa B na transação proposta é justo, de um ponto de vista financeiro, para a Empresa A. A transação será feita com recurso a uma *Special Purpose Acquisition Company* (SPAC). Para tal, recorreu-se a metodologias de avaliação financeira amplamente aceites pela comunidade financeira internacional. Para esta avaliação em particular, foi tido como base o método *Discounted Cash Flows* (DCF) para obter o *Net Present Value*. Adicionalmente, foi feita uma verificação cruzada com as ofertas precedentes recebidas pela empresa B, assim como uma simulação de *Monte Carlo*.

O objetivo final é fornecer uma avaliação imparcial e independente para as partes envolvidas na transação, incluindo compradores, vendedores, acionistas e outros interessados. Desta forma, pretende-se ajudar a garantir que a transação seja justa e equitativa para todas as partes envolvidas, minimizando potenciais conflitos de interesse ou divergências entre elas.

## 1.2 A LGG Advisors

A LGG Advisors é uma consultora portuguesa que fornece serviços nas áreas de finanças e estratégia, risco e conformidade, transformação digital, criação e design e administrativo e suporte. A empresa presta estes serviços a clientes de todos os setores e regiões geográficas.

O modelo de negócio da LGG Advisors assenta na prestação de serviços em regime de *team augmentation*, permitindo assim um trabalho de forma integrada com as equipas dos seus clientes e expandindo a sua capacidade interna de forma flexível a um custo variável reduzido. Desta forma, os clientes beneficiam do acesso a um grupo mais amplo de profissionais talentosos e capacitados, todos com um histórico profissional e educacional excecional.

## 1.3 Objetivos do Projeto

Uma *fairness opinion* é uma avaliação profissional que avalia se uma transação proposta é justa para os acionistas de ambas as empresas. No contexto de uma *Special Purpose Acquisition Company* (SPAC) que adquire uma empresa de exploração e produção de petróleo e gás, a importância de uma *fairness opinion* é muito elevada.

A avaliação deste tipo de empresa é de acrescida complexidade devido às características únicas do sector, incluindo a natureza a longo prazo dos projetos, a volatilidade dos preços das matérias-primas, ambiente regulamentar e até mesmo o facto de as quantidades de petróleo serem baseadas em estimativas obtidas por relatórios geofísicos. Por conseguinte, uma avaliação financeira exaustiva é crucial para determinar o justo valor da empresa a adquirir e garantir que os acionistas da SPAC estão a receber um valor justo no negócio. Para além de avaliar os aspetos financeiros da transação, uma *fairness opinion* tem igualmente em conta outros fatores, tais como a lógica estratégica da aquisição e o panorama concorrencial do sector. Esta análise exaustiva fornece uma imagem mais completa da equidade da transação.

Além disso, a SEC atribui grande importância às *fairness opinions*, em especial no contexto das transações SPAC. Como as SPACs ganharam popularidade nos últimos anos, a SEC aumentou o seu escrutínio destes negócios para garantir a proteção dos investidores. Uma *fairness opinion* bem documentada e apoiada pode fornecer provas valiosas à SEC de que a transação é justa para os acionistas da SPAC.

Neste sentido estabeleceu-se uma parceria entre a empresa A e a LGG Advisors. Numa primeira fase, houve um planeamento do projeto, no qual foram discutidas as várias possibilidades de metodologias a usar, foram modeladas as principais variáveis, foi feita uma pesquisa de campo de informação pública e relatórios geofísicos. Foram determinadas como variáveis chave as condições atuais e futuras do mercado, as despesas operacionais da empresa, a variação das taxas de câmbios, o preço dos produtos petrolíferos e a variação do custo de capital. Adicionalmente, o modelo foi alvo de uma análise de sensibilidade, por forma a prevenir e quantificar o impacto da variação de parâmetros chave na gama de valores possíveis para a avaliação da empresa.

Foi definido como objetivo a elaboração de um modelo financeiro em *Excel*, no caso um *Discounted Cash Flow* (DCF), que reflita todas estas condicionantes e, por fim, permite obter o valor da avaliação final da empresa. O modelo foi completado com uma simulação de *Monte Carlo*.

## 1.4 Método Seguido no Projeto

Com vista à obtenção do objetivo previamente definido, foram estabelecidas as seguintes tarefas:

- Análise do pedido do cliente
- Reunião de *Kick off*
- Resolução de problemas sobre as metodologias a utilizar e análise das informações recebidas
- Modelação das principais variáveis
- Pesquisa de informação pública
- Elaboração da taxa de desconto
- Pesquisa de *Peer Group*
- Elaboração de principais secções da apresentação com a avaliação (valuation book)
- Apresentação dos resultados ao comité de *fairness opinion* da LGG
- Revisão, contraste de hipóteses e pesquisa adicional de suporte às questões levantadas pelo comité
- Emissão da carta de *Fairness Opinion* ao conselho de administração da SPAC

## 1.5 Estrutura da Dissertação

O documento está dividido em seis secções. A primeira secção apresenta uma breve contextualização do projeto, incluindo os métodos utilizados, os objetivos previstos e uma breve introdução à indústria do petróleo e do gás. A segunda secção apresenta um enquadramento teórico que abrange conceitos essenciais para a avaliação. Inclui tópicos como a *fairness opinion*, diferentes métodos de avaliação e técnicas para efetuar análises de sensibilidade utilizando a simulação de *Monte Carlo*. O Capítulo 3 centra-se nos detalhes da transação em análise, no panorama económico do Cazaquistão e no panorama global e local do setor do petróleo e do gás. Aborda igualmente os condicionalismos específicos do projeto em avaliação. A quarta secção descreve o desenvolvimento do modelo DCF e os métodos utilizados para a simulação de *Monte Carlo*. Na

quinta secção, são analisados os resultados obtidos. O exame dos indicadores-chave serve de base para a avaliação destes resultados. O documento termina com uma discussão sobre a evolução e os resultados do projeto na sexta secção.

## 1.6 A Indústria Petrolífera

A presente secção serve de introdução à indústria do petróleo, por forma a contextualizar as origens e o estado atual do mercado.

### 1.6.1 A Indústria Petrolífera Moderna

Na indústria petrolífera, existem três níveis na cadeia de abastecimento: a produção e exploração (*upstream*), a refinação e distribuição (*middle stream*) e os serviços e equipamentos (*downstream*). O *upstream* envolve a perfuração, exploração e produção de petróleo bruto, enquanto o *midstream* envolve o transporte e o comércio de petróleo bruto para as refinarias. O *downstream* engloba a refinação do crude bruto em produtos comercializáveis, incluindo o armazenamento e a comercialização dos produtos refinados. Estes segmentos formam a cadeia de valor dos produtos petrolíferos.

As principais empresas do sector do petróleo e do gás são normalmente integradas verticalmente, possuindo as infraestruturas ao longo de toda a cadeia de valor. Este facto ajuda a reduzir os riscos que não podem ser facilmente evitados por empresas envolvidas apenas numa parte da cadeia. A maioria destas empresas domina o mercado mundial do petróleo e são *International Oil Companies* (IOC) ou *National Oil Companies* (NOC). A expansão das reservas de petróleo continua a ser o cerne da atividade, uma vez que quanto mais crude for encontrado nas reservas subterrâneas, mais seguras serão as receitas futuras. As empresas internacionais encontram-se regularmente no topo da classificação das empresas petrolíferas em termos de receitas, devido ao seu acesso a grandes reservas de petróleo.

Atualmente, a indústria está a passar do investimento em refinarias para a concentração nas partes a montante da atividade. Embora muitas refinarias tenham fechado nos últimos anos, as que permanecem estão a utilizar as suas capacidades a taxas mais elevadas para cumprir as obrigações do mercado.

## Capítulo 2

# Revisão de Literatura

Esta secção explora a literatura relevante sobre as SPAC e a sua crescente proeminência como alternativa às tradicionais IPO. Examina igualmente a importância das *fairness opinions* no contexto das transações SPAC e o seu papel na garantia da equidade financeira e da proteção dos acionistas. Além disso, aprofunda os vários métodos utilizados para avaliar ativos em transações SPAC e a aplicação do método de *Monte Carlo*. Através de uma síntese e análise da literatura existente, esta secção procura fornecer uma compreensão abrangente dos principais conceitos e teorias relacionados com os SPAC e os métodos de avaliação, lançando assim as bases para o trabalho subsequente.

### 2.0.1 Definição de SPAC

Uma *Special Purpose Acquisition Company* (SPAC) é um tipo de empresa constituída com o único objetivo de angariar capital através de uma *Initial Public Offering* (IPO) para adquirir uma empresa existente. As SPACs tornaram-se cada vez mais populares nos últimos anos como uma alternativa às IPOs tradicionais. Quando uma SPAC é constituída, os seus organizadores têm normalmente em mente um sector específico ou um mercado-alvo para a aquisição, mas não identificam um alvo de aquisição específico. Em vez disso, angariam fundos junto dos investidores, incluindo frequentemente investidores institucionais e pessoas singulares com elevado património líquido. A SPAC tem então um período de tempo definido, normalmente dois anos, para identificar e concluir uma aquisição. Se a SPAC não conseguir identificar um alvo para aquisição dentro deste prazo, os fundos são devolvidos aos investidores. Se a SPAC for bem sucedida na identificação de um alvo de aquisição, fundir-se-á com essa empresa, permitindo que a empresa-alvo se torne pública sem o processo tradicional de IPO. Os investidores numa SPAC recebem normalmente ações da empresa resultante da fusão, bem como *warrants* que lhes permitem adquirir ações adicionais a um preço fixo. No entanto, investir numa SPAC pode ser arriscado, uma vez que o sucesso do investimento depende da capacidade do SPAC para identificar e adquirir uma empresa-alvo viável (Riemer, 2007).

### 2.0.2 Definição de *Fairness Opinion*

Uma *fairness opinion* ou parecer de equidade é uma avaliação profissional fornecida por um consultor terceiro qualificado, como um banco de investimento ou uma empresa de contabilidade, para avaliar a equidade de uma transação de um ponto de vista financeiro. Estas transações podem incluir fusões, aquisições, alienações e outras transações empresariais significativas.

O parecer sobre a equidade avalia as condições financeiras da transação, incluindo o preço pago ou recebido, bem como a equidade do processo utilizado para chegar à transação. O parecer baseia-se numa análise exaustiva das informações financeiras e de outras informações relevantes e fornece uma avaliação independente sobre se a transação é justa para todas as partes envolvidas (Davidoff, 2005).

### 2.0.3 *Fairness opinion* no Contexto de uma SPAC

Para as SPAC, uma opinião imparcial pode ser importante de várias formas. Em primeiro lugar, pode ajudar a proteger os interesses dos acionistas da SPAC, fornecendo uma avaliação independente da equidade da transação proposta, identificando quaisquer potenciais conflitos de interesses ou outras questões que possam afetar os termos da transação (Makhija, 2007). Em segundo lugar, pode facilitar o processo de fusão, proporcionando uma credibilidade adicional à transação, ajudando a atrair mais investidores e o apoio de outras partes interessadas. Em terceiro lugar, pode aumentar a transparência ao fornecer uma avaliação objetiva das condições da operação, dando aos investidores maior confiança no processo de tomada de decisão. Por último, a obtenção de uma *fairness opinion* pode ser particularmente importante para que as SPAC cumpram os requisitos regulamentares que permitem a admissão à cotação nas bolsas de valores. Estas bolsas exigem frequentemente que as SPAC demonstrem que a combinação inicial de negócios é feita com uma ou mais empresas com um valor de mercado justo agregado de pelo menos 80% dos ativos líquidos da SPAC. Ao obter uma opinião justa que avalia não só a equidade da contrapartida a pagar, mas também o requisito de 80% do valor justo de mercado foi cumprindo (Heyman, 2007). Desta forma, os patrocinadores e diretores da SPAC podem fornecer garantias adicionais às bolsas, investidores e reguladores.

## 2.1 Definição de Valor

De acordo com o Dicionário Português Priberam (Priberam, 2023), o termo "valor" refere-se à quantidade dinheiro equivalente a um ativo. No entanto, estimar o valor exato de um ativos pode ser difícil, porque depende de uma série de variáveis e metodologias que variam consoante o tipo de ativos e o ambiente. Para avaliar ativos e empresas, foram criadas inúmeras técnicas e procedimentos especializados nos últimos 30 anos (Koller et al., 2020).

A prática da avaliação de empresas tem crescido em popularidade recentemente, uma vez que é fundamental compreender o valor de uma empresa numa variedade de circunstâncias, incluindo fusões e aquisições, disputas legais, preocupações fiscais, compra ou venda de uma empresa,

planeamento estratégico e procura de financiamento (Koller et al., 2020). Nas fusões e aquisições, nas finanças empresariais e na gestão de carteiras, a avaliação de empresas é particularmente importante (Damodaran, 2012).

Existem numerosos prestadores de serviços de avaliação profissional no mercado e essas avaliações de empresas devem respeitar as Normas Internacionais de Avaliação (NIV) estabelecidas pelo *International Valuation Standards Council* (IVSC) para garantir a transparência e a coerência de todo o processo de avaliação de empresas. Desta forma, os leitores dos relatórios de avaliação podem confiar nos resultados se estes requisitos forem cumpridos (Council, 2023).

## 2.2 Abordagens e Métodos de Avaliação

Nesta secção, terá lugar a discussão dos diferentes métodos de avaliação financeira utilizados para determinar o valor de um ativo, empresa ou investimento. Abordar-se-á as principais abordagens de avaliação, como a avaliação absoluta, a avaliação relativa e a avaliação contingente. Além disso, serão explorados os métodos mais usualmente aplicados, como o *Discounted Cash Flow* (DCF), a avaliação baseada em ativos e a avaliação de créditos contingentes. Cada método possui suas próprias técnicas e fundamentos teóricos, que serão abordados em detalhes. Esses métodos de avaliação são fundamentais para a tomada de decisões financeiras informadas e para determinar o valor justo de um ativo.

### 2.2.1 Abordagens de Avaliação

A avaliação absoluta, relativa e contingente dos ativos são os três métodos básicos de avaliação identificados por (Damodaran, 2012). Ao calcular o valor atual dos fluxos de caixa futuros previstos utilizando o modelo de valor atual, ou DCF, a avaliação absoluta estabelece o valor intrínseco de um ativo. Enquanto os fluxos de caixa livres e o rendimento residual são utilizados em modelos que têm em conta os fluxos de caixa a nível da empresa, os modelos de desconto de dividendos apenas têm em conta os fluxos de caixa sob a forma de dividendos. Outro método de avaliação absoluta é a avaliação baseada em ativos, que baseia a avaliação do valor de uma empresa em indústrias baseadas em ativos, como o sector dos recursos naturais, no valor de mercado dos seus ativos.

A comparação do ativo-alvo com outros ativos comparáveis no mercado permite uma "avaliação relativa" (Damodaran, 2012), que determina o valor do ativo. Esta estratégia pode ser realizada utilizando múltiplos de preços ou de empresas e baseia-se na ideia de que ativos comparáveis devem ser vendidos por preços comparáveis.

Um método mais recente, conhecido como avaliação de créditos contingentes (Damodaran, 2012), reconhece que, em algumas circunstâncias em que os fluxos de caixa projetados dependem da ocorrência ou não de um evento, o valor de um ativo pode ser superior ao valor atual desses fluxos de caixa esperados.

Há ainda outra perspetiva relativa a possíveis abordagens de avaliação que tem por base uma perspetiva mais teórica. Nesse sentido, (Koller et al., 2020) reconheceu as técnicas de avaliação

do rendimento, do mercado, do ativos e a abordagem do lucro económico. Existem determinados procedimentos e técnicas para cada abordagem mencionada.

### 2.2.2 Discounted Cash Flow

O método DCF é amplamente utilizado em finanças empresariais e análise de investimentos para estimar o valor intrínseco de uma empresa. É particularmente aplicável à avaliação de empresas de petróleo e gás de exploração e produção, que operam numa indústria de capital intensivo e de investimento a longo prazo. O método DCF permite a incorporação do valor temporal do dinheiro e dos fluxos de caixa futuros para determinar o justo valor dessas empresas.

O método DCF baseia-se no cálculo dos fluxos de caixa livres, que representam o dinheiro gerado pela empresa após a dedução das despesas de capital e dos custos de exploração necessários. Para as empresas do sector da produção e exploração de petróleo e gás, as duas medidas de fluxo de tesouraria livre normalmente utilizadas são *Free Cash Flow to the Firm*(FCFF) e o *Free Cash Flow to Equity*(FCFE).

De acordo com a equação 2.1, o FCFF é calculado partindo dos *Earning Before Interests and Taxes* (EBIT) ajustando-o para impostos, depreciação, amortização, variações do fundo de maneo e despesas de capital (CAPEX).

$$\begin{aligned} \text{FCFF} = & \text{EBIT} \times (1 - \text{Taxa de Imposto}) + \text{Depreciações \& Amortizações} \\ & - \text{CAPEX} + \Delta \text{Fundo de Maneio} \end{aligned} \quad (2.1)$$

Por outro lado, o FCFE representa o fluxo de caixa disponível para os detentores de ações da empresa depois de considerar os reembolsos da dívida e as despesas com juros. O FCFE, segundo a fórmula 2.2 é calculado utilizando o FCFF, ajustando-o para despesas com juros, benefícios fiscais de deduções de juros e emissão ou reembolso de dívida liquida.

$$\begin{aligned} \text{FCFE} = & \text{FCFF} - \text{Despesas com juros} \times (1 - \text{Taxa de Imposto}) \\ & + \text{Emissão/Reembolso de dívida liquida} \end{aligned} \quad (2.2)$$

Uma vez determinada o FCFF ou o FCFE, a avaliação DCF envolve o desconto destes fluxos de caixa para os seus valores atuais utilizando uma taxa de desconto apropriada. A taxa de desconto utilizada no método DCF é normalmente o custo médio ponderado do capital ou *Weighted Average Cost of Capital* (WACC) para o FCFF e a taxa de rentabilidade do capital próprio exigida para o FCFE.

A fórmula geral para calcular o valor da empresa utilizando o método DCF está representada na equação 2.3.

$$\text{Valor da Empresa} = \sum_{t=1}^{\infty} \frac{\text{FCFF}_t}{(1 + \text{WACC})^t} \quad (2.3)$$

Em alternativa, o valor do capital próprio pode ser calculado pela equação 2.4 utilizando o FCFE:

$$\text{Valor do Capital Próprio} = \sum_{t=1}^{\infty} \frac{\text{FCFE}_t}{(1 + \text{Taxa de Rentabilidade do Capital próprio exigida})^t} \quad (2.4)$$

É importante notar que, para o caso de estudo sob análise, uma vez que todos os fluxos de caixa futuros vão ser estimados, não há necessidade de estimar uma taxa de crescimento.

### 2.2.3 *Weighted Average Cost of Capital (WACC)*

O *Weighted Average Cost of Capital (WACC)* é calculado pela equação 2.5 ponderando o custo do capital próprio e o custo da dívida com suas respetivas proporções no capital total.

2.5.

$$\text{WACC} = \frac{E}{V} \times R_E + \frac{D}{V} \times R_D \times (1 - T_C) \quad (2.5)$$

onde:

$\text{WACC} = \text{Weighted Average Cost of Capital}$

$\frac{E}{V} = \text{Proporção do capital próprio em relação ao capital total}$

$\frac{D}{V} = \text{Proporção da dívida em relação ao capital total}$

$R_E = \text{Custo do capital próprio}$

$R_D = \text{Custo da dívida}$

$T_C = \text{Taxa de imposto sobre as sociedades}$

Nessa fórmula,  $\frac{E}{V}$  representa o peso do capital próprio no capital total, enquanto  $\frac{D}{V}$  representa o peso da dívida no capital total.  $R_E$  é o custo do capital próprio e  $R_D$  é o custo da dívida.  $T_C$  é a taxa de imposto sobre as sociedades. A taxa de imposto sobre as sociedades é levada em conta para refletir a economia fiscal gerada pela dedutibilidade dos juros da dívida.

Os rácios de financiamento da dívida e do capital próprio, que podem ser calculados em percentagem do capital total da empresa, devem ser previamente estabelecidos para calcular o WACC. É fundamental recordar que os preços de mercado da dívida e do capital próprio devem ser utilizados em vez dos valores contabilísticos para avaliar o custo do capital (Hill, 2015).

O WACC é uma medida importante para determinar a taxa de desconto a ser utilizada na avaliação dos fluxos de caixa futuros no método do DCF. Este reflete o custo de financiamento da empresa e a taxa de retorno esperada pelos investidores.

Por meio do WACC, as partes interessadas podem avaliar se a empresa está gerando um retorno adequado em relação aos riscos associados aos seus investimentos. É fundamental realizar uma análise criteriosa dos componentes do WACC e suas respetivas ponderações para obter uma estimativa precisa do custo de capital da empresa.

### 2.2.3.1 Custo do Capital Próprio

O *Capital Asset Pricing Model* (CAPM) é uma ferramenta habitualmente utilizada para calcular o custo do capital próprio. Este pretende estimar o retorno necessário aos acionistas por forma a compensar o risco envolvido no financiamento de um projeto ou negócio específico.

Ao ter em conta a relação entre a rendibilidade esperada de um investimento e a taxa de rendibilidade sem risco, bem como o risco sistemático ou beta do investimento, o modelo CAPM incorpora o risco sistemático de um investimento. A Fórmula 2.6 explicita o cálculo do custo do capital próprio do modelo CAPM.

$$\text{Custo do capital próprio (Re)} = \text{Taxa livre de risco (Rf)} + \beta \times \text{prémio de risco do mercado (Rm - Rf)} \quad (2.6)$$

**Taxa Livre de Risco (Rf):** A taxa livre de risco é o retorno esperado de um investimento que é considerado livre de risco de incumprimento. Geralmente, é representada pelo rendimento de títulos de longo prazo do governo, como títulos do tesouro. Esses títulos são considerados seguros, pois há uma alta confiança de que o governo honrará esses pagamentos. A taxa livre de risco serve como uma referência para o retorno mínimo que os investidores exigem antes de assumir qualquer risco adicional. No modelo CAPM, a taxa livre de risco é adicionada ao prémio de risco do mercado para calcular o custo do capital próprio.

**Beta ( $\beta$ ):** O beta é uma medida que indica a sensibilidade dos retornos de um investimento em relação às mudanças gerais do mercado. Este mede o risco sistemático de um investimento, ou seja, o risco que não pode ser eliminado por meio da diversificação. Um beta de 1 significa que os retornos do investimento têm uma variação proporcional à variação do mercado. Betas superiores a 1 indicam maior volatilidade em relação ao mercado, enquanto betas inferiores a 1 indicam menor volatilidade. O beta é uma medida importante no cálculo do custo do capital próprio, pois reflete o grau de risco específico do investimento em relação ao mercado em geral.

**Prémio de Risco do Mercado (Rm - Rf):** O prémio de risco do mercado é a diferença entre a taxa de retorno média esperada do mercado (Rm) e a taxa livre de risco (Rf). Este representa a compensação adicional que os investidores esperam receber ao investir no mercado de ações em vez de ativos livres de risco. O prémio de risco do mercado reflete os riscos específicos associados aos investimentos em ações, como riscos comerciais, financeiros e outros riscos sistémicos. Esse prémio captura a diferença entre o retorno esperado de uma carteira diversificada de ações e o retorno esperado de ativos livres de risco.

Ao considerar o cálculo do custo do capital próprio, o *spread* dos *Credit Default Swaps* pode ser utilizado como um substituto do prémio de risco-país. O *spread* dos CDS é uma métrica utilizada para avaliar a confiabilidade creditícia e o risco de incumprimento de um país. Este reflete o custo de fornecer proteção contra o não pagamento da dívida soberana dessa nação, expresso em pontos de base (pb). Um *spread* de CDS mais amplo indica um prémio de risco de nação mais elevado, refletindo uma perceção de maior risco de incumprimento. Este captura a avaliação do mercado sobre o risco adicional associado ao investimento em um determinado país. No entanto, é

importante ter em mente que o *spread* dos CDS apenas reflete a perspectiva do mercado em relação ao risco de incumprimento e pode não levar em conta todos os fatores de risco específicos de cada país, como fatores políticos e económicos.

### 2.2.3.2 Custo da Dívida

Corresponde à rendibilidade estimada que os credores esperam obter com um empréstimo a uma empresa é conhecida como o custo da dívida. Isto implica que o custo da dívida para a empresa é representado pela taxa de juro que esta paga pelos seus empréstimos.

Por norma, uma empresa pode deduzir os custos de juros associados ao financiamento obtido por empréstimo. Consequentemente, ao calcular o WACC, o valor da dívida é ajustado para impostos. Por conseguinte, quando uma empresa obtém dinheiro através de dívida, cria uma economia de imposto, o que reduz o custo da dívida para a empresa e aumenta o seu valor global.

## 2.3 Simulação de Monte Carlo

A simulação de *Monte Carlo* envolve a criação de variáveis aleatórias com base em modelos matemáticos ou estatísticos e a simulação de processos aleatórios (Souza et al., 2004). Cada resultado da simulação reflete um valor potencial do modelo e tem o nome da conhecida nação com muitos casinos. A simulação de *Monte Carlo* esclarece os atributos do modelo, como a sua média e variância, ao produzir repetidamente um grande número de resultados. A simulação de *Monte Carlo* pode ser utilizada para gerar uma distribuição de receitas quando o fator de risco apresenta uma não linearidade com as receitas do projeto, embora necessite de um cálculo intensivo devido à necessidade de muitas repetições (Apostol, 2009).

### 2.3.1 Movimento Browniano Geométrico

O Movimento Browniano Geométrico (MBG) é um processo estocástico contínuo, descrito pela primeira vez por Brown em 1828 (Brown, 1828) através da equação 2.7. A utilização do GBM como um processo estocástico permite a representação de movimentos de preços contínuos e aleatórios ao longo do tempo, e encontra aplicações em vários fenómenos financeiros, como os preços dos produtos petrolíferos (Postali and Picchetti, 2006), ações e outras opções (Agustini, 2018).

$$dX = \alpha X dt + \sigma X dW \quad (2.7)$$

Seguem-se as definições das variáveis relevantes:

- O incremento do processo de *Wiener* é representado por  $dW$ .
- Um intervalo de tempo é representado por  $dt$ .
- O parâmetro de desvio, que representa frequentemente a taxa sem risco na previsão de preços.

- A volatilidade do preço das ações é representada por  $\sigma$ .

O MBG baseia-se em três pressupostos principais, como explicado por Dixit e Pindyck (Dixit and Pindyck, 1994) :

- Processo de *Markov* : De acordo com o MBG, o preço futuro de um ativo dependerá apenas do seu valor atual e não será afetado pelo seu valor passado. Por conseguinte, apenas o preço atual pode prever os movimentos de preços futuros.
- Processo de *Wiener*: O processo de *Wiener* explica como o MBG muda continuamente. Existe um incremento independente  $dW$  associado a cada alteração no preço logarítmico num determinado momento.
- Normalmente Distribuído: As variações do preço logarítmico num dado momento  $t$  podem ser descritas por uma distribuição normal. A variância desta distribuição pode ser uma função do tempo.

### 2.3.2 Ponte Browniana

A ponte Browniana é um passeio discreto limitado derivado do movimento Browniano padrão  $W$ , definido em  $\mathbb{R}_0^+$ , que tem as seguintes propriedades (Chow, 2009):  $W(0) = 0$ ; Para  $s < t$ , a variável aleatória  $W_t - W_s$  segue uma distribuição gaussiana  $\mathcal{N}(0, \sqrt{t-s})$ .

Os incrementos de  $W$  são variáveis aleatórias independentes

Uma ponte Browniana  $B$  é um processo estocástico Gaussiano distribuído como um movimento Browniano padrão condicionado com  $B(1) = 0$ . A simulação de uma trajetória  $B$  com  $n$  observações consiste em começar com  $u = 0$ ,  $t = n$ ,  $B(u) = 0$ ,  $B(t) = 0$  e calcular iterativamente  $B(s)$  no passo de tempo  $s$  usando com  $u < s < t$  2.8.

$$B(s) = \frac{(t-s)B(u) + (s-u)B(t)}{t-u} + \sqrt{\frac{(s-u)(t-s)}{t-u}}Z, \quad \text{onde } Z \sim \mathcal{N}(0,1); \quad u < s < t. \quad (2.8)$$

É importante considerar que este passeio discreto limitada tem propriedades básicas adicionais. Apesar de ter a distribuição condicional de um processo com incrementos independentes, seus incrementos são estacionários em sentido amplo, representando assim um processo de *Markov* (Allaire and Kaber, 2018).

### 2.3.3 Mean Reversion Model

Em 1999, Pindyck (Pindyck, 1999) forneceu evidências de que os preços exibem um processo estocástico de reversão à média com base numa análise de 127 anos de dados sobre os preços do petróleo. Ornstein e Uhlenbeck (Uhlenbeck and Ornstein, 1930) desenvolveram o processo de Ornstein-Uhlenbeck (OU), um dos primeiros e mais básicos modelos para explicar este fenómeno. O processo de Ornstein-Uhlenbeck, que é uma representação do *Mean Reversion Model*, é representado pela equação 2.9.

$$dx = (\mu - x)dt + dz \quad (2.9)$$

Aqui,  $x$  representa o nível de equilíbrio de longo prazo,  $dz$  representa o termo estocástico e  $\mu$  representa o parâmetro de controlo que afeta a reversão à média.

O nível de equilíbrio, representado pelo símbolo  $x$  no *Mean Reversion Model*, é uma referência para a dinâmica dos preços. Pode ser visto como a média de longo prazo ou o custo marginal de produção para o ativo que está a ser modelado. Quando o preço se desvia deste nível de equilíbrio, sofre uma deriva que o leva de volta ao equilíbrio de longo prazo. O *Mean Reversion Model* reflete que, apesar das flutuações de curto prazo nos preços das mercadorias, estes custos seguem frequentemente uma trajetória semelhante ao longo do tempo. As tendências dos preços são limitadas pelo nível de equilíbrio, fazendo com que os preços revertam quando atingem níveis "excessivamente" altos ou baixos. Esta limitação é comparável à alavancagem dos preços, em que as variações de preços são limitadas pelos custos marginais de produção. O *Mean Reversion Model* é consistente com o conceito de "teoria das expectativas racionais" em micro economia. Esta ideia defende que o valor intrínseco de uma mercadoria e a passagem do tempo determinam o seu preço. O custo marginal de produção neste contexto é referido como o valor intrínseco e influencia o preço com base em expectativas razoáveis. A análise de mercadorias fisicamente tangíveis, como o petróleo e o gás, considera o *Mean Reversion Model* particularmente relevante. Este modelo capta as características fundamentais destas mercadorias e os padrões dos seus preços, centrando-se nos custos marginais de produção a longo prazo (Andersson, 2007).



## Capítulo 3

# Descrição do Problema

O presente capítulo tem como objetivo descrever os detalhes da transação sob análise da *fairness opinion*, assim como da Empresa B e das obrigações contratuais que irão afetar o seu valor empresarial. No mesmo sentido, é feita uma análise crítica do panorama económico do Cazaquistão, assim como explanação crítica do setor petrolífero a nível local e global.

### 3.1 Descrição da Transação

Em dezembro de 2022, a Empresa A celebrou um caderno de encargos para adquirir a Empresa B através de uma fusão com um valor de compra de \$ 754,3 milhões (*Enterprise Value*).

Como parte da transação, a Empresa A assumirá o passivo da empresa B no valor de \$ 50 milhões e efetuará um pagamento de \$ 50 milhões em dinheiro, bem como \$ 36 milhões em ações preferenciais aos atuais proprietários da empresa B. Os atuais proprietários da Empresa B receberão também \$ 618,3 milhões em ações ordinárias da empresa.

Após a conclusão da construção de complexo de processamento central, necessário para o início da exploração, terá início da produção comercial de gás e condensado. A empresa combinada pagará anualmente ao atual proprietário da empresa B um montante igual ao maior dos seguintes valores: (a) 50% da receita líquida (ou seja, receita bruta menos custos de produção e CAPEX) atribuível à venda de gás pela empresa combinada durante qualquer período em que a empresa combinada esteja a produzir gás comercialmente, mais 40% de todas as receitas atribuíveis à venda de condensado pela empresa combinada durante qualquer período em que a empresa combinada esteja a produzir condensado comercialmente, ou (b) \$ 15 milhões. As partes prevêm a obtenção de financiamento adicional de capital no valor de, pelo menos, \$ 120,0 milhões, que será autorizado aquando da assinatura do acordo definitivo de combinação de negócios.

### 3.2 Panorama Económico

Nas próximas secções, analisaram-se diferentes aspetos relacionados com a economia do Cazaquistão. Começou-se por fornecer uma visão geral da economia do país, salientando a sua

dependência dos recursos naturais e as reformas económicas em curso. Em seguida, analisou-se a taxa de crescimento do PIB no Cazaquistão e a sua importância para o desenvolvimento económico, com especial destaque para o papel do investimento direto estrangeiro. Por último, examinou-se as tendências e as implicações da inflação no Cazaquistão, prestando atenção ao seu potencial impacto na indústria do petróleo e do gás. Através destes debates, pretendeu-se obter uma compreensão mais profunda do panorama económico do Cazaquistão e da sua relevância para o tema em questão.

### **3.2.1 Visão Geral da Economia do Cazaquistão**

O Cazaquistão é a maior economia da Ásia Central e registou um crescimento económico significativo na última década, impulsionado em grande parte pelos seus recursos naturais, incluindo petróleo e gás. O país é um dos principais produtores de petróleo do mundo e tem reservas significativas de outros recursos minerais, como cobre, ouro e urânio (OECD, 2017).

Nos últimos anos, o Cazaquistão tem implementado diversas reformas económicas com o objetivo de diversificar a sua economia e reduzir a sua dependência das exportações de petróleo. Estas reformas incluem esforços para melhorar o ambiente empresarial e aumentar o investimento estrangeiro. Uma vez que o investimento privado no Cazaquistão é fortemente influenciado pela disponibilidade de recursos naturais nas regiões, a política regional do Cazaquistão deve ser orientada no sentido de passar de um modelo de crescimento baseado nos recursos naturais para um modelo de crescimento alternativo, promovendo setores não relacionados com o petróleo, como a agricultura e a manufatura (Turganbayev, 2016).

Apesar destes esforços, a economia do Cazaquistão continua a depender fortemente das suas exportações de petróleo e gás, que representam a maioria das suas receitas de exportação. Isso torna a economia do Cazaquistão vulnerável a flutuações nos preços globais do petróleo e na procura (Uteulievna, 2016).

Além dos seus recursos naturais, o Cazaquistão tem uma localização estratégica. Devido a essa geografia, o país pretende reavivar o seu papel histórico no desenvolvimento do projeto global "Nova Rota da Seda", tornando-se um importante centro de comércio e logística, finanças e negócios, inovação e tecnologia, turismo e trânsito para oleodutos e gasodutos da região da Ásia Central, na encruzilhada entre a Europa e a Ásia (Rykov, 2015). Concomitantemente, os Estados da Ásia Central são pró-ativos na criação de novos laços económicos na Euroásia: tendo o Cazaquistão tornado-se num ator importante ao atrair investimento estrangeiro significativo (Libman, 2011).

### **3.2.2 PIB e Taxa de Crescimento do PIB do Cazaquistão**

O Cazaquistão tem uma das maiores taxas de crescimento do Produto Interno Bruto (PIB) do mundo. Prevê-se que o crescimento do PIB aumente para 4,39% em 2023 e depois diminua ligeiramente até estabilizar em 2,70% em 2026 e 2027 (Statista, 2023). Atualmente, o Cazaquistão tem o 57º PIB per capita mais alto, acima da média da Ásia Central. O Cazaquistão tem um

perfil demográfico muito favorável ao crescimento económico nas próximas três décadas (United Nations, 2019). Nos últimos vinte anos, o Cazaquistão evoluiu de um segmento de rendimento médio-baixo para um estatuto de rendimento médio-alto, tendo grande parte deste crescimento sido impulsionado pelas exportações de petróleo (World Bank, 2023).

É importante salientar que O PIB per capita pode não ter um impacto direto na procura dos produtos de petróleo e gás produzidos pela empresa, uma vez que a maior parte da produção é exportada. No entanto, o Investimento Direto Estrangeiro (IDE) tem um impacto no crescimento económico. Em particular, o IDE e o PIB têm uma relação positiva. O efeito do IDE per capita no PIB per capita é um aumento de 30,4 dólares no PIB per capita por cada dólar de aumento de entrada de capital no IDE (Chang, 2012). Para além disso, um PIB per capita em crescimento pode resultar num aumento do desenvolvimento de infraestruturas e da industrialização (Pravakar, 2010), o que pode criar oportunidades para a indústria do petróleo e do gás expandir as operações ou desenvolver novos projetos. Por fim, um PIB per capita mais elevado pode resultar num aumento da despesa pública em infraestruturas (Guerrero, 2007), propiciando empresas a assegurar contratos e parcerias a longo prazo com o governo.

### 3.2.3 Inflação no Cazaquistão

As taxas de inflação no Cazaquistão mostraram uma tendência algo volátil ao longo da última década, com taxas que variam entre 4% e 8,5%. Particularmente, as taxas de inflação mais elevadas ocorreram em 2021 e 2022, possivelmente refletindo os impactos económicos da pandemia de COVID-19. Em contrapartida, as taxas de inflação de 2024 a 2027 prevê-se manterem-se relativamente estáveis, oscilando em torno dos 4%, o que poderá indicar um ambiente económico mais estável. É importante que qualquer projeto de avaliação no Cazaquistão tenha em conta estas tendências de inflação, uma vez que podem ter um impacto significativo no valor dos ativos e dos investimentos ao longo do tempo. Taxas de inflação elevadas podem ter um impacto negativo nos fluxos de receitas e na rentabilidade da empresa, uma vez que os preços do petróleo e do gás podem aumentar a um ritmo mais lento do que os custos de produção da empresa, como em equipamentos, serviços de perfuração, tecnologia e outros recursos necessários. A inflação pode ainda ter impacto nas perspetivas de crescimento a longo prazo da empresa, que constituem uma consideração fundamental para a avaliação de qualquer projeto de investimento. Taxas de inflação elevadas podem criar instabilidade económica e incerteza, o que pode ter impacto na procura de petróleo e gás, bem como na disponibilidade de financiamento para novos projetos (Hasanov, 2010). Este facto pode dificultar oportunidades de crescimento e o diminuir o valor da empresa ao longo do tempo.

## 3.3 Panorama do Setor

Nas próximas secções, abordou-se a dinâmica do mercado global na indústria do petróleo e do gás, incluindo fatores como o crescimento económico, os avanços tecnológicos, os acontecimentos geopolíticos e a alteração do comportamento dos consumidores. Analisou-se também a procura

global de energia, examinou-se o impacto dos acontecimentos geopolíticos, explorou-se os desenvolvimentos tecnológicos e discutiu-se a importância crescente das considerações ambientais, sociais e de governação (ESG).

### **3.3.1 Perspetiva a Nível Global**

As perspetivas globais para o mercado do petróleo e do gás são complexas e estão em constante evolução, sendo influenciadas por uma vasta gama de fatores, incluindo o crescimento económico global, os desenvolvimentos tecnológicos, os acontecimentos geopolíticos e a alteração do comportamento dos consumidores. Um dos principais motores do mercado do petróleo e do gás é a procura global de energia, que deverá continuar a crescer nos próximos anos, em especial nos mercados emergentes como a China e a Índia.

#### **3.3.1.1 Procura Global de Energia**

A procura é considerada como o principal fator a influenciar o preço do barril de petróleo (Cross, 2020). Sendo essa mesma procura causada principalmente pelo crescimento do PIB, pelo aumento da população e pela representatividade do sector industrial no PIB (Jiping, 2008). No mesmo sentido, prevê-se que a economia global em 2045 seja o dobro da dimensão que tinha em 2020, apoiada pelo crescimento da população e pelo desenvolvimento da urbanização (Statista, 2023). Nomeadamente, prevê-se que os países onde a transição energética ainda está atrasada, como a China e a Índia, representem mais de um terço da economia total nessa altura. Além disso, à medida que a economia recupera após a pandemia, a procura de petróleo bateu novos recordes em 2022 (Reuters, 2022). Os investimentos destinados a aumentar a oferta atual não conseguem acompanhar o ritmo, o que cria um aperto no mercado (SP Global, 2023).

As implicações políticas da transição energética estão a levar a uma diminuição da utilização de combustíveis fósseis; no entanto, de acordo com (Wang, 2017) a maioria dos países não está preparada para isso, e espera-se que a procura de petróleo e gás continue durante a transição.

#### **3.3.1.2 Impacto da Guerra entre a Ucrânia e a Rússia no Mercado de Petróleo e Gás**

Neste caso, a guerra em curso entre a Ucrânia e a Rússia tem o potencial de perturbar o mercado global de petróleo e gás de várias maneiras. Em primeiro lugar, o mercado do petróleo tem uma interação significativa com os acontecimentos geopolíticos, tendo sido provado que o aumento do risco geopolítico está relacionado com o aumento do preço do petróleo (Su, 2019). Em segundo lugar, a Ucrânia é um importante corredor de trânsito para o gás natural que é transportado da Rússia para a Europa, e qualquer interrupção na rota de trânsito poderá levar a uma redução do fornecimento para a Europa e a um aumento dos preços globais do gás natural (Wang, 2017).

Além disso, a guerra pode afetar as empresas petrolíferas e de gás que operam no Cazaquistão, uma vez que podem enfrentar dificuldades no acesso ao comércio de energia e às oportunidades de investimento na região, bem como enfrentar alterações nos preços globais da energia que podem afetar os seus custos de produção e a sua rentabilidade.

### 3.3.1.3 Contexto Geopolítico

Para além da guerra, outros acontecimentos geopolíticos, como os conflitos no Médio Oriente, as tensões comerciais e as políticas climáticas, podem também ter impacto no mercado do petróleo e do gás (Chang, 2012). No mesmo sentido, os países da Organização dos Países Exportadores de Petróleo (OPEP) têm um impacto significativo no mercado petrolífero global através dos seus níveis de produção e decisões de preços (Langer and Lemoine, 2020).

### 3.3.1.4 Desenvolvimentos Tecnológicos

Os desenvolvimentos tecnológicos, nomeadamente nas áreas da fraturação hidráulica e da extração de gás de xisto, conduzirão a alterações significativas no mercado mundial do petróleo e do gás. Em primeiro lugar, as empresas de petróleo e gás terão de adotar tecnologias cada vez mais avançadas para identificar e produzir os hidrocarbonetos do futuro, uma vez que grande parte do "petróleo fácil" do mundo já se esgotou (Weijermars, 2009). Os futuros recursos de petróleo e gás serão normalmente mais profundos, mais difíceis de encontrar e em condições substancialmente mais difíceis de alcançar do que eram anteriormente, especialmente em países não pertencentes à OPEP (Hinton, 2010). As expectativas das empresas de petróleo e gás em termos de gestão ambiental, segurança e bem-estar das pessoas mudaram significativamente. (Eweje, 2006) acredita que é cada vez mais evidente para as companhias petrolíferas que a prevenção da poluição compensa, ao passo que a poluição não, e isto é claro para todos os *stakeholders*. Face a este tipo de desafios, a tecnologia desempenhará claramente um papel fundamental no sucesso ou no fracasso das empresas de petróleo e gás do futuro (Perrons, 2018).

### 3.3.1.5 ESG

Os riscos ambientais, sociais e de governação (ESG) estão a ser analisados e a merecer mais atenção no sector petrolífero da exploração e produção. A indústria do petróleo e do gás contribui substancialmente para as alterações climáticas, contribuindo direta e indiretamente para 42% das emissões de gases por queima de combustíveis (Beck et al., 2020). A atividade petrolífera também apresenta dificuldades no que respeita ao consumo e à gestão da água, ao risco de fugas de petróleo e a outras catástrofes ambientais (Trevors, 2010).

O setor tem sido alvo de críticas sociais devido aos seus efeitos nas comunidades vizinhas, particularmente nos locais onde ocorre a extração de petróleo e gás. Isto abrange questões relacionadas com a utilização da terra, a expulsão de populações nativas e preocupações com a saúde e a segurança dos trabalhadores e dos habitantes locais (Bebeteidoh, 2020).

O sector petrolífero da produção e exploração é regido por quadros regulamentares complexos que variam consoante as diferentes jurisdições. Devido à necessidade de atravessar uma variedade de leis e regulamentos, isto pode apresentar dificuldades para as empresas que operam em vários locais (Sueyoshi, 2012).

Apesar destes obstáculos, a indústria está a começar a compreender a importância de abordar os riscos ESG. Muitas empresas tomaram medidas para reduzir o seu impacto ambiental, melhorar

o seu desempenho ambiental e interagir com as partes interessadas e as comunidades locais. A Royal Dutch Shell, por exemplo, comprometeu-se a tornar-se uma empresa de energia com emissões líquidas nulas até 2050 (Bouso and Nasralla, 2021), enquanto a BP estabeleceu o objetivo de ser uma empresa com emissões líquidas nulas até 2050 ou antes (BP plc, 2022).

Além disso, os investidores estão a dar mais ênfase às considerações ESG quando tomam decisões de investimento (Starks, 2017), e muitos apelam a uma maior responsabilização e transparência das empresas do sector petrolífero a montante. Esta situação resultou numa mudança para práticas empresariais mais respeitadoras do ambiente, com algumas empresas a investirem em fontes de energia renováveis e a testarem novas tecnologias para reduzir as emissões e melhorar o desempenho ambiental (Eweje, 2006).

Em geral, apesar dos desafios ESG significativos que a indústria petrolífera de exploração e produção ainda enfrenta, existe um movimento crescente no sentido de práticas empresariais mais responsáveis e sustentáveis. As empresas do sector terão de se adaptar e mudar à medida que o mundo continua a sua transição para um futuro de baixo carbono, a fim de se manterem competitivas e satisfazerem as expectativas em mudança dos investidores, das partes interessadas e da sociedade em geral (Alazzani, 2013).

### **3.3.2 Panorama Local**

O mercado do petróleo e do gás é uma parte crucial da economia do Cazaquistão. O Cazaquistão é uma das maiores nações produtoras de petróleo do mundo e o maior produtor de petróleo da Ásia Central (Asian Development Bank, 2022). Em 2020, o petróleo, o gás e as indústrias e setores conexos contribuíram para 17% do PIB. A maior parte das receitas de exportação do país e a maior parte do financiamento do governo provêm do petróleo (International Energy Agency, 2022). Prevê-se que o país desempenhe um papel importante no desenvolvimento futuro da oferta de líquidos não pertencentes à OPEP, com uma produção total que deverá aumentar de 1,8 mb/d em 2020 para 2,2 mb/d em 2026. Este crescimento será principalmente impulsionado pelos projetos de reinjeção de gás e pelos esforços para aumentar a produção no campo gigante de Tengiz, que, em conjunto, deverão acrescentar 360 kbbl/d até 2025.

#### **3.3.2.1 Produção de Produtos Petrolíferos e Desafios Associados**

Em 2020, mais de metade da produção interna de energia do Cazaquistão provinha do petróleo. O carvão, que representou 28% da sua produção total de energia, é a sua segunda maior fonte de energia, seguido do gás natural, que representou 17% (International Energy Agency, 2022). A maioria dos grandes projetos visa a produção de hidrocarbonetos líquidos e grande parte da produção é reinjetada para aumentar a produção de líquidos (International Energy Agency, 2022). No entanto, prevê-se que a produção de gás aumente para 1,45 mboe/d até 2030, a partir dos atuais 0,92 mboe/d, com uma taxa de crescimento anual composta de 4, %.

A economia do Cazaquistão é uma das economias com maior consumo de energia do mundo, o que se deve à utilização de infraestruturas, tecnologias e normas obsoletas, a maioria das quais

herdadas do período soviético (Nurgaliyeva, 2019). Para resolver este problema, o governo lançou várias iniciativas destinadas a modernizar as infraestruturas e a atrair investimentos estrangeiros (Organisation for Economic Co-operation and Development, 2023).

É ainda importante salientar que, no caso concreto do Cazaquistão, as políticas de recursos naturais do país não conseguiram melhorar o nível de vida da maioria da população do país, em especial da classe baixa e dos que vivem nas zonas rurais e produtoras de petróleo, apesar do aumento dos preços e das receitas do petróleo Sakal (2015). Nesse sentido, é crucial que o Cazaquistão desenvolva o seu capital humano, a fim de transformar o país numa economia diversificada, altamente produtiva e, desta forma, atingir o seu objetivo de se juntar aos 30 países mais desenvolvidos do mundo (Shaimerdenova, 2017). Para além disso, a economia verde aceite pelo Cazaquistão melhorará o estado eco-económico do Cazaquistão e poderá levar o país a posições económicas de topo (Onyusheva, 2018).

### **3.3.2.2 Política Fiscal e Ambiente Empresarial**

O país tem procurado estabelecer parcerias com empresas internacionais de petróleo e gás, incluindo os principais intervenientes no setor, para desenvolver novos campos e aumentar a produção (Caspian News, 2023). No entanto, a legislação fiscal é frequentemente alterada em resultado dos esforços do governo para aumentar o crescimento económico e atrair investimento estrangeiro. Devido a esta volatilidade e falta de estabilidade a longo prazo, pode ser difícil para as empresas planearem eficazmente e tomarem decisões financeiras sensatas. Devido à incerteza que introduz e às dificuldades que coloca aos planos de investimento a longo prazo, a capacidade das empresas para prosperar e crescer é prejudicada.

Além disso, as empresas que operam no Cazaquistão enfrentam dificuldades substanciais devido à complexidade do sistema fiscal. As organizações têm de assegurar a conformidade durante a realização das suas operações diárias devido à complexidade das regras fiscais, dos regulamentos e das obrigações de declaração. A complexidade conduz frequentemente a um aumento das despesas administrativas e da procura de recursos, prejudicando as principais operações comerciais.

Os investidores estrangeiros que procuram segurança e simplicidade nos seus sistemas fiscais podem ser desencorajados pelas políticas fiscais do Cazaquistão devido à sua atual volatilidade e estrutura complexa. Os potenciais investidores podem ser dissuadidos de entrar no mercado ou de aumentar as suas operações atuais devido à falta de estabilidade e à necessidade de fazer malabarismos com uma complicada teia de leis (Gould, 2013). Esta situação pode comprometer os esforços da nação para estimular o desenvolvimento, atrair o investimento estrangeiro e promover o progresso económico. No caso em estudo, isto representa um risco adicionado aquando da avaliação de uma empresa, uma vez que alterações da taxa de impostos podem alterar significativamente o valor da empresa.

### 3.3.2.3 Perspetivas Futuras

O sector do petróleo e do gás representa uma parte significativa do PIB, das exportações e das receitas públicas do país e, como tal, é um importante motor do crescimento económico e do desenvolvimento no Cazaquistão. As perspetivas locais para o mercado do petróleo e do gás no Cazaquistão continuam a ser positivas, com um potencial significativo de crescimento e desenvolvimento. O enfoque do governo na modernização das infraestruturas, na atração de investimento estrangeiro e na melhoria do ambiente empresarial são fatores-chave que continuarão a impulsionar a indústria nos próximos anos. No entanto, a instabilidade da política fiscal poderá comprometer estes esforços.

## 3.4 Visão Geral da Empresa

### 3.4.1 A Empresa B

A empresa é uma sociedade de responsabilidade limitada organizada ao abrigo da legislação do Cazaquistão e é a proprietária da concessão de um campo petrolífero. Não serão revelados mais pormenores devido a questões de confidencialidade.

### 3.4.2 Detalhes de Infraestrutura

Com capacidade para movimentar mais de 2,5 MBbls/dia de petróleo, os operadores de petróleo e gás do Cazaquistão estão bem ligados aos mercados locais, regionais e globais através de uma vasta rede de oleodutos. Os quatro principais oleodutos da região são:

- Consórcio do Oleoduto do Cáspio (CPC): Este oleoduto tem capacidade para transportar até 1,4 milhões de barris de petróleo bruto por dia e tem cerca de 1.511 quilómetros de comprimento. O oleoduto permite ao Cazaquistão exportar o seu petróleo para mercados estrangeiros, ligando o campo petrolífero de Tengiz, no Cazaquistão, ao porto russo de Novorossiysk, no Mar Negro. Um grupo de empresas petrolíferas, incluindo a Chevron, a Lukoil e a Rosneft, gere o oleoduto CPC.
- O oleoduto entre o Cazaquistão e a China tem cerca de 1.768 quilómetros de comprimento e uma capacidade de transporte diário de 1,4 milhões de barris de petróleo. O Cazaquistão pode vender o seu petróleo a um dos mercados com a taxa de expansão mais rápida graças ao oleoduto que liga as suas reservas de petróleo ocidentais à China ocidental. O oleoduto é gerido pela empresa pública de petróleo e gás do Cazaquistão, KazMunayGas, e pela China National Petroleum Corporation (CNPC).
- Oleoduto Atyrau-Samara: Este oleoduto de 1.511 quilómetros de comprimento tem capacidade para transportar até 1,2 milhões de barris de petróleo bruto por dia. Com a ajuda do

oleoduto, o Cazaquistão pode vender o seu petróleo ao mercado russo a partir dos seus campos petrolíferos no oeste do Cazaquistão até à cidade de Samara, na Rússia. Uma divisão da KazMunayGas, a KazTransOil, gere o oleoduto.

- O oleoduto Baku-Tbilisi-Ceyhan (BTC) é um oleoduto de 1.768 quilómetros de comprimento com uma capacidade de transporte diário de até 1 milhão de barris. O oleoduto permite ao Azerbaijão vender o seu petróleo aos mercados estrangeiros, ligando os seus campos petrolíferos ao porto turco de Ceyhan. A Geórgia beneficia da passagem do oleoduto, acrescentando mais uma fonte de rendimento para o país. Um grupo de empresas petrolíferas, incluindo a BP, a Chevron e a Eni, gere o oleoduto.

A existência dos quatro principais oleodutos do Cazaquistão é crucial para a avaliação de uma empresa de exploração e produção de produtos petrolíferos, que desenvolva atividades neste país. A empresa pode gerar rendimentos e seguir oportunidades de expansão graças aos oleodutos, que oferecem uma forma fiável e eficaz de transportar o petróleo dos seus campos para os mercados locais e globais.

Tanto o oleoduto Cazaquistão-China como o Caspian Pipeline Consortium (CPC) dão acesso a mercados importantes na China e na Rússia, respetivamente, que são fontes significativas de procura do petróleo produzido no Cazaquistão. Estes oleodutos ajudam as empresas a alargar as suas bases de consumidores e a diversificar as suas fontes de rendimento, o que é importante para preservar a rentabilidade e a estabilidade a longo prazo.

O oleoduto Atyrau-Samara e o oleoduto Baku-Tbilisi-Ceyhan (BTC) permitem o acesso simultâneo aos mercados da Turquia, da Europa e de outras regiões. Estes oleodutos dão às empresas acesso ao lucrativo mercado europeu e a preços do petróleo mais elevados. Isto é crucial dada a concorrência feroz no mercado global do petróleo e do gás, em que mesmo pequenas variações de preços podem ter um grande efeito na rentabilidade de uma empresa.

Estas condutas dão às empresas uma vantagem competitiva sobre os seus rivais que operam em países que não dispõem de infraestruturas de condutas tão sofisticadas. Devido ao facto de os investidores estarem frequentemente mais inclinados a investir em empresas com um método fiável de transporte dos seus produtos para o mercado, isto pode ajudar a atrair investimento e a dar uma posição financeira mais forte à empresa.

### **3.5 Condições Contratuais**

A concretização do projeto de exploração está dependente de uma série de condições contratuais. Estas apresentam-se como importantes condicionantes da avaliação da empresa B.

#### **3.5.1 Condições para a Renovação da Concessão dos Campos Petrolíferos**

Relativamente à extensão da concessão e à segurança dos locais de produção: a empresa tem de dispor de um relatório sobre o cálculo das reservas geológicas, bem como de um plano de

desenvolvimento do campo, que tem de ser aprovado em conformidade com os requisitos da legislação do Cazaquistão. Com base no último relatório da PSG-Klarenco sobre a avaliação das reservas no campo petrolífero, a empresa B nomeou a NIPI Neftegas para preparar o Programa de Desenvolvimento do Campo (PDC) para implementar a produção de petróleo.

Adicionalmente, espera-se que a empresa B realize dois projetos de investimento industrial para o processamento integrado e utilização do gás associado no campo.

- Fase 1 - Construção da Unidade Modular de Processamento de Gás (UMPG):
- O custo do projeto é superior a 30 milhões de dólares.
- Fase 2 - Construção do Complexo Central de Processamento (CCP), que será efetuado pela Empresa C.
- Custo do projeto de 285 milhões de dólares - a cargo da CN Asia.

### 3.5.2 Obrigações Contratuais

Como parte da concessão que foi atribuída à Empresa B, é exigido o cumprimento das seguintes obrigações contratuais:

- Programa de Trabalhos: A empresa B deve apresentar um Programa de Trabalho para cada ano civil, que deve ser feito em conformidade com os documentos de projeto desenvolvidos e aprovados.
- Formações: A empresa B deve financiar a formação do pessoal do Cazaquistão, investindo um montante igual a 1% das despesas indicadas no programa de trabalho.
- Sector social: A empresa deve financiar projetos destinados a satisfazer as necessidades das comunidades locais que vivem perto das atividades de exploração. Deve investir anualmente um montante igual a 1% das despesas previstas no programa de trabalho.
- Fundo de Liquidação: A empresa deve constituir um fundo de liquidação no valor de 1% do investimento em exploração e produção .
- Compensação de Custos Históricos: A empresa B compromete-se a pagar todos os custos relativos a trabalhos geológicos efetuados a expensas do Orçamento de Estado.
- Seguros: A empresa deve ter um seguro que cubra os riscos de responsabilidade civil relacionados com a poluição do ambiente, o transporte e a armazenagem de cargas e a responsabilidade civil geral de terceiros.
- *Royalties*: A empresa B pagará *royalties* ao Governo numa escala móvel, dependendo dos volumes de produção. 0,5 %-3 % para o condensado e 1 %-3 % para o gás.

### 3.5.3 Acordo de Investimento Conjunto

A Empresa B tem um Acordo de *Joint Venture* com a Empresa B, na qual a Empresa B fornece o capital e explora o Complexo de Processamento Central que tem de ser construído para renovar a concessão. Por outro lado, a empresa B terá de partilhar os seus lucros de acordo com as percentagens descritas abaixo.

A Empresa A terá direito a 100% dos lucros da extração de Petróleo Bruto, 40% dos lucros da extração de Condensado, 100% dos lucros do Gás Residual, um acordo de *Off-take* em que a Empresa B comprará 2 MMboe de Petróleo durante 2 anos à Empresa A, por um montante igual a \$ 35 milhões por ano a ser pago no ano 1 e 2 do projeto. A empresa B terá direito a 100% dos lucros de extração de GPL, 60% dos lucros de extração de Condensado.

### 3.5.4 Tipos de Reservas de Petróleo

As reservas 2P são uma métrica fundamental utilizada pela indústria da exploração e produção de produtos petrolíferos para avaliar projetos e sua viabilidade económica. A estimativa das reservas 2P é normalmente utilizada como base para determinar o valor atual líquido (VAL) ou *Net Present Value* (NPV) de um projeto, que é uma medida da rentabilidade esperada do projeto ao longo do tempo.

No contexto da estimativa de reservas de petróleo e gás, existem normalmente três categorias ou níveis de reservas: 1P, 2P e 3P. As reservas 1P, também conhecidas como "reservas provadas", são as quantidades estimadas de petróleo e gás que têm um elevado grau de certeza de serem recuperáveis, normalmente pelo menos 90% de nível de confiança. As reservas 2P, também conhecidas como "reservas provadas mais prováveis", são as quantidades estimadas de petróleo e gás que têm um elevado grau de certeza de serem recuperáveis, normalmente pelo menos 50% de nível de confiança. As reservas 3P, também conhecidas como "reservas provadas mais prováveis mais possíveis", são as quantidades estimadas de petróleo e gás que têm um menor grau de certeza de serem recuperáveis, normalmente pelo menos 10% de nível de confiança.

Existem duas categorias adicionais de reservas que são normalmente utilizadas para além das reservas 2P mencionadas anteriormente: reservas 2C e 2U. As reservas 2C, também conhecidas como recursos contingentes, referem-se a quantidades de petróleo e gás que são potencialmente recuperáveis a partir de acumulações conhecidas, mas que ainda não são consideradas comercialmente viáveis. Estas baseiam-se num nível de certeza inferior ao das reservas 2P, variando normalmente entre 50% e 90% de nível de confiança e dependem da resolução de fatores técnicos, comerciais e regulamentares.

As reservas 2U, também conhecidas como recursos prospectivos, referem-se a quantidades de petróleo e gás que são potencialmente recuperáveis a partir de acumulações não descobertas, com base em dados geológicos e geofísicos, mas com um baixo nível de certeza. Elas são consideradas de natureza mais especulativa e baseiam-se em atividades de exploração, como levantamentos sísmicos e perfurações.

À semelhança das reservas 2P, a estimativa das reservas 2C e 2U é crucial para avaliar a viabilidade económica dos projetos de petróleo e gás. No entanto, devido ao maior grau de incerteza e especulação envolvido, essas reservas não são normalmente utilizadas como base para determinar o valor atual líquido de um projeto.

### 3.5.5 Quantidade de Reservas Disponíveis

Para conseguir fazer a avaliação da empresa B, é necessário perceber a quantidade de reservas disponíveis para a exploração. Estas estão ilustradas na Tabela 3.1. A empresa E é a empresa que têm a maioria das ações da Empresa B no momento desta avaliação.

Tabela 3.1: Reservas disponíveis para a exploração da empresa B.

| <i>Produto</i>     | <b>2P Klarenco</b> | <b>2P SINOPEC</b> | <b>Acordo de JV + Pagamento de <i>Royalties</i></b> |
|--------------------|--------------------|-------------------|-----------------------------------------------------|
| <b>Petróleo</b>    | 87.7               | -                 | -                                                   |
| <b>Gás Natural</b> | 25                 | 68.9              | 50% - Empresa E                                     |
| <b>Condensado</b>  | -                  | 29.7              | 60 % - Empresa C, 16 % - Empresa E                  |

Numa primeira análise, o relatório geofísico da consultora Klarenco LLC apresenta um cenário otimista em que as reservas tidas em conta se situam apenas na área de exploração mineira, que se encontra dentro da área de concessão de produção. Existem 25 MBOE de gás e 87,7 MBbl de petróleo, segundo a Klarenco LLC.

Foi também validado pela empresa A que todas as quantidades constantes do relatório da Fase I da Sinopec estão localizadas dentro da área de extração mineira. De acordo com este relatório, existem 29,7 MBbl de condensado e 68,9 MBOE de gás.

Por último, mas não menos importante, o acordo de empresa comum estipula que a Empresa B receberá 50% do gás extraído e a Empresa C receberá 60% do condensado extraído. Além disso, presume-se que a Empresa B receberá um pagamento de royalties de 16% do volume total de condensado produzido.

## Capítulo 4

# Metodologia

Neste capítulo, será discutida a seleção do método de avaliação, incluindo as abordagens baseadas no rendimento, no mercado e no custo. Adicionalmente, será trazida à consideração da quantidade de reservas para a avaliação. Os métodos de avaliação escolhidos serão depois aprofundados, incluindo a avaliação de ofertas anteriores e a aplicação do método DCF. Além disso, será analisado o balanço ajustado, abrangendo os custos históricos dos contratos de utilização do subsolo, as obrigações fiscais, os empréstimos, os credores comerciais, as provisões, os saldos devedores e o capital circulante investido. A utilização da simulação de *Monte Carlo* para determinar a volatilidade do projeto será explorada, incluindo a escolha do método de modulação de variáveis e a definição de cenários.

### 4.1 Escolha do Método de Avaliação

#### 4.1.1 Abordagem pelo Rendimento

A abordagem pelo rendimento é uma técnica de avaliação de empresas que consiste na previsão dos fluxos de caixa futuros da empresa e na subsequente aplicação de uma taxa de desconto para trazer esses fluxos de caixa ao seu valor presente. Nesse âmbito, o método escolhido foi o *Discounted Cash Flow* (DCF), cuja natureza foi explicada no capítulo 2. O DCF é amplamente utilizado nesta abordagem, sendo considerado extremamente útil para o cálculo do valor intrínseco de uma empresa com base nos seus fluxos de caixa futuros previstos. Na avaliação de empresas de produção e exploração de petróleo e gás, o método DCF é frequentemente empregue, uma vez que leva em consideração as receitas esperadas provenientes da venda de petróleo e gás (Koller et al., 2020).

#### 4.1.2 Abordagem pelo Mercado

A técnica de mercado, por outro lado, implica a avaliação de uma empresa com base nos preços de empresas comparáveis, detidas a título privado ou cotadas na bolsa, que tenham sido recentemente vendidas. Esta abordagem inclui três técnicas: empresas públicas semelhantes; transações

comparáveis anteriores; e ofertas e transações anteriores (Koller et al., 2020).

Relativamente à primeira destas estratégias, foi possível localizar duas ofertas anteriores para a empresa-alvo, datadas de julho de 2016 e outubro de 2017, mas as transações não foram finalizadas. Dado que oferece um quadro de comparação com transações de natureza comparável no setor, este método foi considerado como tendo um nível médio de aplicabilidade.

Devido à fraca comparabilidade, considerou-se que as outras duas metodologias de abordagem de mercado tinham um baixo nível de aplicabilidade. Isto deve-se ao facto de a comparabilidade das empresas poder ser significativamente afetada por alterações na tributação entre países, disparidades nos acordos de concessão e variações no CAPEX e na estrutura de custos. Consequentemente, estas técnicas podem não captar completamente o valor real da empresa.

### 4.1.3 Abordagem pelos Custos

A abordagem pelos custos consiste em calcular o valor de uma empresa utilizando o valor dos seus ativos líquidos ou o custo de substituição dos seus ativos. A liquidação ou o valor patrimonial líquido é um método com um baixo nível de aplicabilidade para a avaliação de uma empresa de exploração e produção de petróleo e gás. Tal deve-se ao facto de não ter em conta as reservas detidas pela empresa ou os possíveis fluxos de caixa futuros que poderiam ser produzidos a partir de ativos da empresa (Koller et al., 2020).

## 4.2 Quantidade de Reservas Consideradas para a Avaliação

A Tabela 4.1 apresenta informações sobre os volumes atribuídos à empresa B e as reservas da SINOPEC CSIE para três produtos diferentes. Para o produto Petróleo, o volume atribuído à empresa B é de 100% e as reservas da SINOPEC CSIE totalizam 87.7 Mbbl (milhões de barris). No caso do Gás Natural, a empresa B possui 50% do volume atribuído, correspondendo a 46.9 MBOE (milhões de barris de óleo equivalente), enquanto as reservas da SINOPEC CSIE não são especificadas. Por fim, para o produto Condensado, a empresa B detém 24% do volume atribuído, que corresponde a 7.1 Mbbl de reservas da SINOPEC CSIE.

Tabela 4.1: Reservas consideradas para a avaliação da empresa B.

| Produto            | Volume atribuído à empresa B | Reservas da SINOPEC |
|--------------------|------------------------------|---------------------|
| <b>Petróleo</b>    | 100%                         | 87.7 Mbbl           |
| <b>Gás Natural</b> | 50%                          | 46.9 MBOE           |
| <b>Condensado</b>  | 24%                          | 7.1 Mbbl            |

## 4.3 Métodos de Avaliação Escolhidos

### 4.3.1 Ofertas Prévias

#### 4.3.1.1 Oferta Prévia nº 1

A Empresa D celebrou um acordo para adquirir a Empresa B por cerca de \$ 210 milhões. A partir de 26 de agosto de 2016, um acordo definitivo estava em vigor. A Empresa D adquiriria \$ 26,4 milhões da Empresa B. Nos termos do acordo, a Empresa D pagaria \$ 206 milhões como contrapartida e \$ 45 milhões como custo de reembolso das despesas de desenvolvimento incorridas para o desenvolvimento e monetização das reservas de gás. Além disso, a Empresa D concorda em pagar *royalties* de petróleo sobre a futura produção de petróleo à Empresa B. Em 13 de março de 2017, a Empresa D cancelou a aquisição da Empresa B.

#### 4.3.1.2 Oferta Prévia nº2

A Empresa D celebrou um acordo para adquirir a Empresa B por cerca de \$ 366,9 milhões. A Empresa D pagaria MYR 1,2 mil milhões em dinheiro e MYR 366 milhões em ações através da emissão de 1,68 mil milhões de ações pós-consolidação. Em 26 de outubro de 2018, a Empresa D cancelou a aquisição da Empresa B.

#### 4.3.1.3 Relevância como Método de Avaliação

Apesar de as ofertas e transações anteriores poderem ser úteis na abordagem de mercado à avaliação, é fundamental ter em conta o momento e a aplicabilidade dessas ofertas ao ambiente de mercado atual. Poderão ser necessárias outras técnicas de avaliação quando as ofertas não são atuais ou quando o ambiente de mercado se alterou drasticamente.

No caso das tentativas da Empresa D de adquirir a Empresa B, ambas as ofertas precedentes perdem relevância como referências de preços devido ao tempo decorrido desde a data do seu anúncio. Os preços do petróleo na altura das ofertas eram significativamente diferentes dos preços considerados no momento desta avaliação. Consequentemente, estas ofertas não podem ser consideradas como referências relevantes para o atual exercício de avaliação.

Para resolver esta questão, foi efetuada uma atualização teórica das ofertas com base nos preços do petróleo atuais, para efeitos de comparação (Tabela 4.2). Desta forma, pode-se perceber como o mercado pode avaliar esta empresa nas atuais condições de mercado.

Tabela 4.2: Ofertas prévias com atualização de preço.

| Data da transação | Brent no dia da oferta (USD) | Brent em 16/05 (USD) | Valor da oferta atualizado (USD) |
|-------------------|------------------------------|----------------------|----------------------------------|
| 1/07/2016         | 47.65                        | 73.35                | 384.84 milhões                   |
| 26/10/2017        | 58.75                        | 73.35                | 518.6 milhões                    |

### 4.3.2 Discounted Cash Flow

Nesta secção será descrito o modelo de DCF desenvolvido no âmbito deste projeto.

#### 4.3.2.1 Principais Pressupostos e Fontes

**Pressupostos Gerais** Para proceder à análise do DCF, foi necessário ter por base 3 relatórios técnicos de onde surge informação relativa ao contexto técnico deste projeto de investimento.

Assumiram-se projeções financeiras nominais e, embora a Klarenco faça previsões até 2045, cortaram-se as projeções antes de os fluxos de caixa se tornarem negativos em 2040 e refletiram-se imediatamente os custos de abandono.

As receitas de produção a partir do ano 2025, com base nos pressupostos da Klarenco, provêm 95% de exportação e 5% do mercado local.

**Acordo de *Joint Venture*** Foi celebrado um acordo de *Joint Venture* pela empresa B com outra empresa C. A Empresa C tem direito a receber 60% da produção de condensado e, para além disso, tem um acordo de *off-take* com a empresa B para 2MM de barris no início da concessão (Tabela 4.3). O volume atribuível à Empresa C foi modelado como totalmente excluído do modelo financeiro, o que é consistente com o modelo desenvolvido previamente para esta empresa pela consultora Baker Tilly.

Tabela 4.3: Detalhes do acordo de *off-take*.

| Data de pagamento | Mbbl | Preço por barril (USD) | Valor a pagar (USD) | Data da entrega |
|-------------------|------|------------------------|---------------------|-----------------|
| 2023              | 1    | 35                     | 35 milhões          | 2025            |
| 2024              | 1    | 35                     | 35 milhões          | 2026            |

#### *Royalties*

- 50% das receitas líquidas (após dedução dos custos/capitais próprios) resultantes da venda de gás atribuído à Empresa C durante o período de produção comercial de gás.
- 40% das receitas provenientes da venda de condensado atribuídas à Empresa C durante o período de produção comercial.
- Os *royalties* são considerados dedutíveis no modelo da Baker Tilly e assim também foi considerado neste modelo. No entanto, assumiu-se \$ 15 milhões sempre que os itens a) e b) acima são inferiores a \$ 15 milhões (algo que a Baker Tilly apenas assume a um nível Empresa A e, por conseguinte, não assume a sua dedutibilidade fiscal sempre que existe um pagamento mínimo de \$ 15 milhões ). Este pressuposto está a criar uma margem e um fluxo de caixa negativos nos últimos anos da projeção.

#### 4.3.2.2 Receitas

A empresa B tem 3 fontes de receita com base nos 3 produtos petrolíferos extraídos: petróleo, gás natural e condensado.

**Volume** Considerou-se que os volumes estimados são compatíveis com os divulgados no *Competent Person's Report* da Klarenco LLC, com início de produção previsto para 2025. De acordo com uma estimativa da Klarenco LLC, 95% do volume de petróleo será direcionado para o mercado de exportação, sendo os restantes 5% destinados ao mercado interno. As estimativas fornecidas pela Klarenco LLC e pela SINOPEC no "*Gas Processing projet at Rakushechnoye Oil & Gas Field in Kazakhstan Feasibility Study Report*" foram tidas em consideração no que respeita aos volumes de gás. No mesmo relatório, os volumes de produção de condensado foram apenas estimados pela SINOPEC.

Além do exposto em cima, o Acordo de *Joint Venture* concede à empresa C o direito de manter 60% de toda a produção de volumes de condensado. Além disso, assumiu-se que a empresa mãe da empresa B receberá royalties iguais a 40% dos restantes volumes de condensado e 50% dos restantes volumes de gás como parte do preço de compra da transação.

Na figura A.1 do Anexo A é possível ver os volumes de reservas que foram considerados para cada um dos produtos.

**Preço** O *Brent* 4.1 foi utilizado como referência preferencial do mercado, com descontos aplicáveis para refletir a exportação do Cazaquistão e os preços locais.

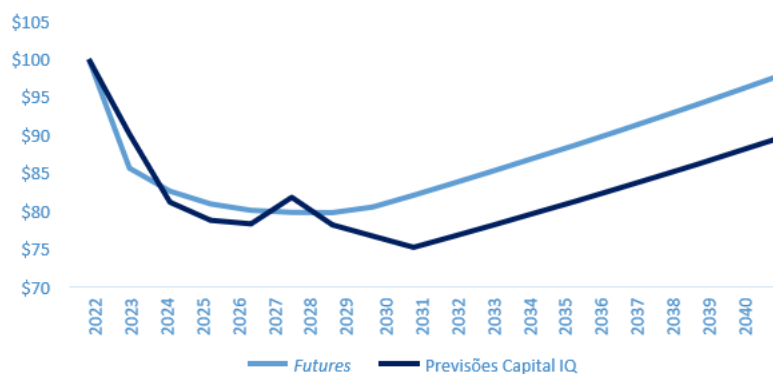


Figura 4.1: Preço do petróleo desde o momento da oferta até ao fim de vida do projeto, com base no *Futures* e Capital IQ.

Entre 2023 e 2030, foi tido em consideração o preço do petróleo bruto *Brent Futures*. Para ter em conta as alterações previstas no mercado ao longo do tempo, estes preços foram atualizados com a inflação. Para o petróleo bruto dos Urais, implementou-se adicionalmente um desconto de \$ 3 para os mercados interno e de exportação, que também foi atualizado em função da inflação.

Dado que esta é uma prática corrente no setor, assumiu-se um desconto de 50% para o mercado local em comparação com o mercado de exportação. Com base nas quantidades previstas de

produção de petróleo e gás da empresa, os fluxos de receitas futuras foram estimados utilizando estes pressupostos de preços.

**Preços do Gás** De acordo com o relatório da Klarenco: "O preço de venda do gás local foi considerado como sendo de 11.750 Tenge/Mm<sup>3</sup>, o que equivale a 27,03 USD/Mm<sup>3</sup>, com a taxa de câmbio atual de 0,0023 US/Tenge. A exportação de gás para a Rússia a 3.000 Rub/Mm<sup>3</sup> (42,86 USD/Mm<sup>3</sup>) não foi tida em consideração devido à pequena percentagem de gás no volume de negócios do projeto e à necessidade de construir um gasoduto de mais de 50 km. A exportação de gás mais valioso para a Europa Ocidental não parece viável, uma vez que a OAO Gazprom detém o monopólio de todas as exportações de gás por gasoduto a partir da Rússia."

Isto significa que, para os volumes de gás, os preços futuros não foram considerados pela Klarenco. De forma consistente, não se assumiram preços futuros do mercado, em detrimento assumiu-se o preço considerado pela Baker Tilly de 1,25 \$/MMBTU, que é o preço a que, de acordo com a equipa de gestão, o gás pode ser vendido ao governo local para produzir eletricidade. Além disso, de acordo com o Cliente, a empresa B está em negociações com outros potenciais compradores de gás, ao mesmo preço de 1,25 \$/MMBTU, com pré-acordos já assinados.

#### 4.3.2.3 Despesas e Custos

Neste caso, a maioria dos componentes OPEX são fixos, sendo apenas os custos dos produtos químicos variáveis.

No Anexo A é possível consultar a Figura A.2 onde estão descritos os principais custos e despesas modelados no DCF.

**Despesas Operacionais Variáveis** De acordo com o relatório da klarenco, as despesas operacionais variáveis totais com petróleo são \$ 8,77 milhões e \$ 5,36 milhões para o gás. Por forma a garantir um cálculo mais rigoroso, considerou-se que estes custos seriam proporcionais ao volume explorado em cada ano, tendo sido contabilizados dessa forma. Existe ainda uma taxa de processamento de \$ 5 por barril.

**Despesas operacionais fixas** Dada a falta de informação granular da Klarenco, a análise foi feita tendo por base o valor total previsto para esta rubrica e fazendo a seguinte divisão:

- 50% variável - assumido variável aos volumes de produção de petróleo;
- 50% fixo - projetado para aumentar de acordo com a inflação;

**Custos Diretos e Outros Custos Operacionais** De acordo com o relatório da Klarenco e as expectativas da administração, os seguintes estão diretamente relacionados com o volume de petróleo extraído: taxa de processamento, transporte e armazenamento. Relativamente ao transporte para o terminal, a equipa de gestão acredita ter um valor de 4355,57 Kazakhstani tenge por tonelada de petróleo e por quilómetro e um valor de 65 quilómetros de distância percorridos por ano.

Relativamente aos custos de armazenamento e transporte dentro exploração, segundo a Klarenco, estes têm um valor de \$ 5,26 por barril.

**CAPEX** De acordo com o relatório da Klarenco, está relacionado com a construção e reativação de poços e construção de instalações. Na figura A.3 do Anexo A é possível consultar os gastos com CAPEX consideradas para a modulação. O CAPEX total foi estimado pela Klarenco, excluindo \$ 213,3 milhões para o centro de processamento que será construído pela Empresa C. A Figura 4.2 permite perceber a distribuição dos custos de CAPEX durante a duração do projeto.

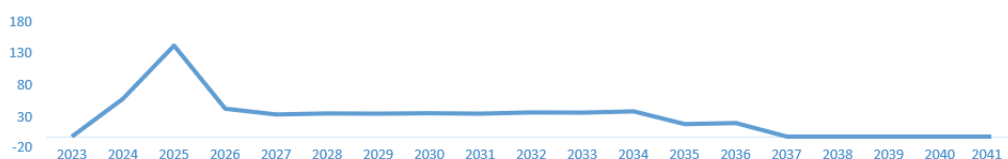


Figura 4.2: Despesas com CAPEX ao longo do projeto.

**Salário e Seguros** A nível de salários, foi estimado um valor de \$ 100 milhões. Para os seguros, foi estimado um valor de \$ 10 milhões. Ambos os valores tiveram por base informações da equipa de gestão. Nos dois casos, os valores foram contabilizados anualmente com um ajuste à inflação.

**Depreciação** Assume-se que toda a exploração e produção capitalizada existente, bem como as instalações e equipamentos, são dedutíveis nos impostos e devem ser depreciados com base na depleção das reservas. A empresa B também confirmou que o balanço de março de 2023 não inclui quaisquer ativos capitalizados relacionados com a área de Concessão de Exploração, que não se espera que seja renovada. A depreciação foi estimada com base na depleção das reservas. Considerando as últimas demonstrações financeiras disponíveis, a empresa B tem \$83,9 milhões em ativos não correntes (ativos fixos tangíveis e Equipamento e ativos de Exploração e Avaliação) a serem depreciados.

**Custos de Abandono** Assume-se que todos os custos de abandono são dedutíveis no cálculo de impostos, a serem acumulados com base na depleção. Estes custos dividem-se em custos com os poços e custos com as instalações. Relativamente às instalações, foi assumido um valor de 10% do CAPEX total do projeto, de acordo com as orientações da equipa de gestão. No caso dos poços, este terá um custo de \$ 1 milhão por cada poço ativo.

**Impostos** Os impostos foram estimados com base no relatório da Klarenco e regulamentos fiscais locais. Dentro desta secção destacam-se as seguintes rubricas:

- Imposto sobre lucros excedentes, calculado com base no rendimento anual. O rendimento tributável é a receita líquida após todos os custos, impostos gerais, taxas, imposto sobre o rendimento das pessoas coletivas e, eventualmente, dedução do imposto sobre a sucursal.

Se o lucro tributável é maior do que 25% das deduções cumulativas aplicáveis, o imposto sobre o lucro excedente é aplicado numa escala móvel entre 10 e 60% de taxa de imposto.

- Imposto sobre a extração de Minerais, assumindo 10% sobre o petróleo, condensado e também sobre os volumes de gás, que é uma suposição conservadora, dado que, como por Klarenco e Gestão, uma taxa de imposto inferior a 10% pode ser aplicável aos volumes de gás vendidos para o mercado local.

Na Tabela A.4 do Anexo A é possível consultar todos os gastos em impostos determinados no decorrer deste DCF.

**Fundo de Maneio** Não havendo informação sobre o mesmo, foi considerado como 0% da receita, que é uma suposição conservadora, dado que o grupo de pares mostrou fundo de maneio mediano negativo nos últimos 5 anos.

#### 4.3.2.4 Corte Económico

O modelo considera um corte económico, que é aplicado quando o fluxo de caixa operacional é negativo. Na estimativa deste modelo, isto ocorrerá em 2040, pelo que a empresa B interromperá as operações e, por conseguinte, executará o custo de abandono.

#### 4.3.2.5 Custo Médio Ponderado de Capital

**Peer Group** Por forma a obter o CMPC foi criado um *Peer Group* (Tabela 4.4). Esta fase permitiu fazer o cálculo do custo do capital próprio da empresa B. Neste caso, o grupo de pares escolhido é constituído por empresas que se dedicam à exploração e produção de petróleo e gás em zonas adjacentes ao Cazaquistão, na região da Euroásia. Isto deve-se ao facto de a empresa avaliada operar no mesmo setor e região que os seus concorrentes e, consequentemente, as suas características de risco e rentabilidade serem provavelmente comparáveis às dos seus concorrentes.

Além disso, o grupo de pares escolhido é constituído por empresas com um valor de mercado inferior a \$ 100 milhões. Isto deve-se ao facto de as empresas com valores de mercado mais baixos serem normalmente consideradas como investimentos mais arriscados e terem preços de ações mais instáveis. Foi dada preferência a empresas com as referidas características, pois entende-se que o custo do capital próprio da empresa que está a ser avaliada pode ser previsto com maior precisão quando incluídas este tipo de empresas no *Peer Group*.

O *Peer Group* permitiu calcular o beta unlevered a 5 anos (1.08), que foi por sua vez foi utilizado para o cálculo do custo de capital.

**Custo de Capital Próprio** O custo de capital próprio foi definido com base no modelo de CAPM. Pretendeu-se criar uma gama de valores que poderão corresponder ao valor real do WACC, desta forma foram usados valores otimistas e pessimistas, para definir um limite superior e inferior para este intervalo. Neste passo, devido à dificuldade em estimar este tipo de risco, algumas das

Tabela 4.4: Constituição do *Peer Group*.

| Símbolo   | País           | Beta 5Y     | % Dívida      | Taxa de imposto | Unlevered Beta 5Y |
|-----------|----------------|-------------|---------------|-----------------|-------------------|
| OB:AKRBP  | Noruega        | 1.7         | 19.9%         | 22.0 %          | 1.41              |
| XTRA:DR0  | Alemanha       | 1.8         | 44.5%         | 29.0%           | 1.11              |
| LSE:ENQ   | Reino Unido    | 2.1         | 76.7%         | 19.0%           | 0.57              |
| OM::MAHAA | Suécia         | 2.0         | 30.4%         | 20.0%           | 1.51              |
| KASE:MARI | Paquistão      | 0.8         | 0.4%          | 29.0%           | 0.81              |
| TASE:NVPT | Israel         | 1.6         | 42.5%         | 23.0%           | 0.96              |
| KASE:OGDC | Paquistão      | 1.0         | 0.00%         | 29.0%           | 1.05              |
| OB:OKEA   | Noruega        | 1.7         | 32.5%         | 22.0%           | 1.24              |
| KASE:POL  | Paquistão      | 0.9         | 0.00%         | 29.0%           | 0.9               |
| KASE:PPL  | Paquistão      | 1.2         | 0.9%          | 29.0%           | 1.19              |
| TASE:RATI | Israel         | 1.3         | 50.5%         | 23.0%           | 0.73              |
| OM:TETY   | Israel         | 1.2         | 0.3%          | 20.0%           | 1.16              |
|           | <b>Mediana</b> | <b>1.43</b> | <b>25.1 %</b> |                 | <b>1.08</b>       |

métricas de risco foram definidas em conjunto com a consultora Kroll. Esta é reputada pelas suas análises de mercado, principalmente no segmento de *fairness opinions* que envolvem transações em países emergentes. Assim sendo, para o cenário baixo, foi utilizada a taxa livre de risco recomendada pela Kroll de 3,5% . Para o cenário alto, foi aplicado o rendimento à vista do Tesouro dos EUA a 20 anos em 16/05/2023 de 3,96%, por ser um ativo que se considera não ter risco de incumprimento e por ter uma data de vencimento semelhante ao tempo de vista do o projeto petrolífero. Para ambos os cenários, foi utilizado um beta re-levered do *Peer Group* de 1,36.

Relativamente ao *market risk premium* a recomendação da Kroll foi de 5,5% e este foi utilizado para o cenário baixo. No cenário alto, para manter a rentabilidade esperada do mercado, foi aplicado um prémio de risco de mercado de 5,0%. Desta forma, relativamente ao retorno de mercado, foi calculado como tendo um valor de 9,0% com base na soma da taxa livre de risco com o *market risk premium*.

Para o prémio de risco do Cazaquistão, foram considerados dois valores. No cenário baixo, foi aplicado o spread médio dos CDS a 5 anos em 16/05/2023, de 1,0 %. No cenário elevado, foi utilizado o spread dos CDS à vista em 16/05/2023 de 2,3%. Como um todo, o custo de capital próprio tem um valor de 12.3% para o cenário mais otimista e um valor de 13.2% para o cenário mais pessimista.

**Custo da Dívida** O custo da dívida após impostos, assumindo o *spread* mediano da dívida subjacente das empresas comparáveis de 0,7% e uma taxa média de imposto sobre as sociedades de 22,5% (a taxa de imposto sobre as sociedades do Cazaquistão é de 20%, a diferença adicional provém do imposto sobre os lucros excedentários da empresa B).

**Estrutura de Capital** Foi utilizado o peso mediano do capital próprio das empresas no *Peer Group* de 72,2%. No mesmo sentido, foi utilizado o peso mediano da dívida destas empresas comparáveis de 27,8%.

Assim, o custo médio ponderado de capital concluído para a Empresa B varia entre 10,0% e 11,2%.

**Desconto a Meio do Período** Quer o fluxo de rendimento líquido anualizado seja obtido a partir de rendas mensais ou anuais, o método frequentemente utilizado nas análises de fluxos de caixa descontados para descontar um fluxo de rendimento líquido anualizado é a utilização de fatores de valor atual no final do ano. No entanto, em situações em que o rendimento líquido anual é derivado de rendas mensais com fluxos de caixa líquidos mensais razoavelmente uniformes, esta abordagem pode resultar numa subestimação do valor atual. A aplicação de fatores de valor atual de fim de ano nestas circunstâncias não reflete totalmente o verdadeiro valor destes fluxos de caixa. Aconselha-se a utilização de fatores a meio do ano para descontar o fluxo de rendimento líquido anualizado a partir da metade do ano, de modo a resolver este problema. Ao ter em consideração os fluxos de caixa mensais uniformes e ao utilizar variáveis a meio do ano, é possível calcular o valor atual com maior precisão, contabilizando o valor destes fluxos de receitas Bruckner (1991). Foi então utilizado o desconto a meio do período nesta análise do DCF.

## 4.4 Balanço Ajustado

Devido as obrigações contratuais previamente enunciadas, o balanço terá que ser ajustado. Nas transações de fusões e aquisições, o balanço da empresa-alvo é frequentemente ajustado para refletir a verdadeira posição financeira da empresa. Isto é feito para ter em conta quaisquer discrepâncias ou imprecisões nas demonstrações financeiras da empresa-alvo e para garantir que o preço de compra reflete com precisão o valor da empresa. Tendo-se concluído que a resolução do acordo de mediação e dos custos históricos conduziu a um ajustamento negativo na avaliação do fluxo de caixa atualizado da Empresa B de \$ 18,9 milhões.

### 4.4.1 Custos Históricos de Obrigações Decorrentes do Contrato de Utilização do Subsolo

De acordo com o contrato de utilização do subsolo no campo petrolífero de Rakushechnoye, a empresa deve reembolsar os custos históricos através de pagamentos anuais. A partir de 2016, a empresa é obrigada a pagar \$ 403,9 mil e \$ 620,7 mil por 10 anos consecutivos, respetivamente. A parte corrente é aumentada para as partes não pagas.

### 4.4.2 Obrigações Fiscais

As mesmas encontram-se descritas na tabela 4.5.

Tabela 4.5: Obrigações fiscais da empresa B.

| <b>Tipo de despesa</b>     | <b>Valor (milhões de USD)</b> |
|----------------------------|-------------------------------|
| <i>Personal income tax</i> | 91.5                          |
| <i>Value added tax</i>     | 4.9                           |
| <i>Social Tax</i>          | 74.6                          |
| <i>Land tax</i>            | 0.5                           |
| <i>Vehicle tax</i>         | 2.3                           |
| <i>Property Tax</i>        | 489.1                         |
| Outros impostos            | 74.9                          |
| <b>Total</b>               | <b>738</b>                    |

#### 4.4.3 Empréstimos

Prevê-se que o vendedor liquide parte da dívida com os procedimentos da transação proposta e que o balanço final permaneça apenas com uma dívida de \$ 50 milhões. Tal como acordado entre ambas as partes do negócio.

#### 4.4.4 Credores comerciais

A partir de dia 31 de dezembro de 2021, as contas a pagar comerciais são isentas de juros e reembolsáveis no prazo de 30 dias.

#### 4.4.5 Provisões

Foi celebrado um acordo de mediação pré-julgamento com a assistência do Tribunal Interdistrital Especializado devido à caducidade de um contrato com a Industrial Energy Alliance LLP. O contrato perdido é determinado no valor de \$ 9.077 mil em 31 de dezembro de 2021. A empresa está a recorrer da decisão do Tribunal Interdistrital Especializado com base no facto de o contrato confiscado ter sido assinado fora do limite aprovado de autoridade da empresa e de ter sido apresentado um relatório policial relativamente a este assunto.

#### 4.4.6 Rubricas do Balanço por Liquidar

A resolução do acordo de mediação e dos custos históricos conduziu a um ajustamento negativo na avaliação do DCF da empresa B de \$ 18,9 milhões.

#### 4.4.7 Fundo de Maneio Investido

A liquidação de alguns dos ativos correntes e a liquidação de alguns dos passivos correntes resultam num ajustamento negativo da avaliação do DCF da empresa B de \$2,6 milhões.

## 4.5 Utilização da Simulação de *Monte Carlo* para Determinar a Volatilidade do Projeto

Para fazer a simulação de *Monte Carlo* foi decidido usar as seguintes variáveis, por serem as que têm um maior impacto no valor da empresa:

- Preço de venda de petróleo
- Taxa de câmbio entre o tengué cazaquistânês e o dólar americano
- CAPEX
- OPEX

Embora o preço do gás seja uma variável que cumpre os requisitos para ser modelada pelo MBG, neste caso em concreto, o gás será todo vendido ao preço pré acordado de \$ 1.25. Por este motivo, considerou-se que esta variável não iria acrescentar variabilidade ao projeto.

### 4.5.1 Escolha do Método para Modular as Variáveis

Foi decidido utilizar o movimento geométrico browniano em detrimento do *mean reverting oil price model*, sendo as razões para essa escolha abordadas nos próximos parágrafos.

Primeiramente, constatou-se que os preços do petróleo apresentam frequentemente um comportamento não-estacionário, sem uma forte propensão para reverter para uma média de longo prazo, justificando a utilização do MBG. Esta característica é predominante em mercados que são instáveis e imprevisíveis, como o setor do petróleo e do gás. A utilização do MGB permite-nos simular com maior precisão a volatilidade das variações do preço do petróleo, captando com sucesso as tendências aleatórias e duradouras observadas nos preços do petróleo.

Em segundo lugar, de acordo com o *mean reverting oil price model*, os preços do petróleo tendem a atingir uma média ao longo do tempo. No entanto, esta presunção não pode ser exata para todos os mercados petrolíferos. As preocupações geopolíticas, a dinâmica da oferta e da procura e os choques do mercado externo podem causar desvios prolongados da média no setor do petróleo e do gás no Cazaquistão. O MBG tem em conta estas possibilidades, tendo em conta as tendências de longo prazo dos preços do petróleo sem depender fortemente de pressupostos de reversão à média.

Em terceiro lugar, o mercado do petróleo e do gás regista frequentemente movimentos extremos de preços, tais como picos de preços ou colapsos. Estas ocorrências podem ter um grande efeito na rentabilidade do projeto e na avaliação do risco. O MBG tem a capacidade intrínseca de capturar o potencial de flutuações significativas e abruptas de preços. O MBG é adequado para a modelação da volatilidade do preço do petróleo devido a esta característica, que garante que a simulação tem em conta e reflete com precisão quaisquer efeitos potenciais que ocorrências graves possam ter na análise do NPV do projeto.

Por último, ao calcular o risco e a incerteza associados a um projeto de petróleo e gás, a volatilidade é uma característica vital a ter em conta, sendo esta incluída como um parâmetro no modelo usando o MBG. Dada a flutuação dos níveis de volatilidade observados nos mercados de petróleo ao longo do tempo, a adaptabilidade do MBG permite a simulação de vários regimes de volatilidade. A simulação pode responder às mudanças nas condições de mercado e capturar os vários níveis de risco nos movimentos do preço do petróleo, modificando o parâmetro de volatilidade.

No caso do preço de venda de petróleo e taxa de câmbio entre o tengué cazaquistão e o dólar americano, foi utilizado o *Geometric Brownian Motion* para modelar esta variáveis. Foi considerado um período temporal de 18 anos, correspondendo ao período de atividade da exploração. Por forma a conseguir levar a cabo a modelação é necessário estipular também o *drift*, a *volatility* adequados e o preço inicial. Os parâmetros listados na Tabela (4.6) foram definidos pela equipa de *Research* da LGG Advisors, cuja principal função é apoiar as restantes equipas da empresa, nomeadamente a equipa de *Valuation*, com dados e análises de mercado relevantes. No caso do CAPEX e do OPEX, foi utilizado a ponte browniana com base nas expectativas que esses valores vão assumir, como foi descrito anteriormente.

Tabela 4.6: Parâmetros para modelar o petróleo e taxa de câmbio através do MBG.

|                            | Petróleo | Taxa de câmbio |
|----------------------------|----------|----------------|
| <b>Valor inicial (USD)</b> | 73.35    | 450.1          |
| <b>Drift</b>               | -0.00478 | 0.00305        |
| <b>Volatility</b>          | 0.030482 | 0.0228         |

#### 4.5.2 Procedimento

Utilizando a linguagem de programação Python, foram gerados 1000 conjuntos de séries temporais para as várias variáveis, não correlacionados. Embora um número maior de iterações, como 10.000, tivesse sido preferível, as exigências computacionais da simulação exigiram um tamanho de amostra reduzido de 1.000 iterações. No entanto, justifica-se a utilização do Teorema Central do Limite (TCL) tendo em conta os seus princípios fundamentais, que sustentam a relevância estatística e a fiabilidade dos resultados obtidos, apesar da dimensão limitada da amostra.

A principal justificação para a utilização do TCL para este estudo reside na robustez e consistência dos seus fundamentos teóricos. As propriedades matemáticas do teorema garantem que, à medida que a dimensão da amostra aumenta, as médias da amostra convergem para a verdadeira média da população e a distribuição da amostra aproxima-se de uma distribuição normal com uma variância bem definida. Consequentemente, mesmo com um tamanho de amostra limitado de 1.000 iterações, podemos esperar que as médias da amostra se aproximem da média da população e apresentem características consistentes com uma distribuição normal.

### 4.5.3 Definição de Cenários

A análise foi aprofundada com a criação de cenários em que se estudou o impacto de duas variáveis não estocásticas relevantes, a taxa de imposto e o WACC. O preço do petróleo, câmbio, CAPEX e OPEX estão vulneráveis a variações aleatórias e têm um impacto direto na rentabilidade do projeto. O WACC e as taxas de imposto, pelo contrário, são variáveis que definem as múltiplas situações em que o NPV é avaliado. Estes parâmetros descrevem várias condições ou cenários com diferentes implicações financeiras e regulamentares, em vez de apresentarem uma variação aleatória. Para além disso, devido à instabilidade fiscal identificada anteriormente, acreditou-se ser relevante estudar a variação do NPV para diferentes valores de taxa de impostos.

No caso do WACC, foram criados 3 cenários de 10,04%, 10,5% e 11,24%, correspondendo ao nosso mínimo, média e máximo, estimados anteriormente. Para a taxa de impostos, a taxa base é de 20%, sendo que com a tributação adicional sobre lucros, no caso da Empresa B é estima-se que terá uma taxa real de 21.52%. Devido também há instabilidade da política fiscal abordada anteriormente, decidiu-se por bem considerar um cenário com tributação mais baixa. Assim, os cenários considerados foram 10%, 20% e 30%.

## Capítulo 5

# Resultados

Esta secção cobrirá os resultados das duas metodologias aplicadas ao caso de estudo. Concretamente, o modelo de DCF e a simulação de *Monte Carlo*. Ambas as metodologias permitiram recolher evidências para a emissão da *fairness opinion* com a avaliação final da empresa B.

### 5.1 Resultados do Modelo de DCF

#### 5.1.1 Análise da Ponte de Valor

Uma análise da ponte de valor é um método prático para decompor a avaliação do projeto, conseguindo assim identificar e quantificar as principais componentes que contribuem para acrescentar ou diminuir valor ao projeto. Desta forma, permite-se que as partes interessadas compreendam as razões das alterações de valor. Assim, foi realizada uma análise da ponte de valor (Figura 5.1) para este projeto, de onde resultaram os seguintes elementos:

- A avaliação inicial de base do projeto foi determinada utilizando os mesmos pressupostos que consultora geofísica Klarenco tomou na sua avaliação anterior da empresa B. É aqui que começa a análise da ponte de valor.
- Ajustamento de volume: O ajustamento do volume tem em conta as alterações no volume de produção e a forma como estas afetam o valor do projeto. Este volume adicional provém da prospeção feita posteriormente pela SINOPEC. A avaliação do projeto é afetada favoravelmente por fluxos de caixa mais elevados, que resultam de volumes de produção mais elevados.
- Ajuste de preços: As alterações de preço têm em conta as mudanças nos preços dos produtos de base, em particular o custo do gás e do petróleo. Tendo havido um aumento dos preços dos produtos face ao momento da análise da Klarenco, este resulta num aumento das receitas do projeto, afetando favoravelmente o NPV.

- A inflação: Um elemento que tem um impacto negativo na avaliação do projeto é a inflação. Esta faz aumentar as despesas, diminui o poder de compra e deprecia o valor dos fluxos de caixa futuros. Nesta caso, a inflação é refletida nos custos e no CAPEX.
- *Joint Venture*: A coluna "*Joint Venture*" mostra como quaisquer *Joint Ventures* afetam a avaliação do projeto. Dependendo das condições exatas do acordo de *Joint Venture*, este aspeto pode ter um impacto favorável ou negativo na avaliação. Neste caso, o acordo com a empresa C vai permitir o acesso a mais reservas de produtos petrolíferos, no entanto os detalhes do acordo vão obrigar a empresa B a pagamentos em mercadorias ou dinheiro no valor de \$ 312 milhões.
- Impostos sobre os lucros excessivos: Os impostos sobre os lucros excessivos são impostos adicionais aplicados aos lucros do projeto quando estes ultrapassam um determinado limite ou base de referência. Estes impostos reduzem os fluxos de caixa do projeto depois de impostos, o que diminui o valor do projeto. De acordo com o modelo de DCF, embora a taxa de impostos sobre empresas no Cazaquistão seja, à data da realização deste trabalho, de 20%, esta tipologia de impostos faz com quem a taxa efetiva de tributação seja de 21,52%.
- Os ajustes ao balanço são feitos para refletir as alterações na situação financeira do projeto que têm um efeito na sua avaliação. No caso da empresa B, este ajuste é responsável por uma diminuição de valor de \$ 22 milhões.

Desta forma, chega-se a um valor final da empresa B de \$ 609,905 milhões.

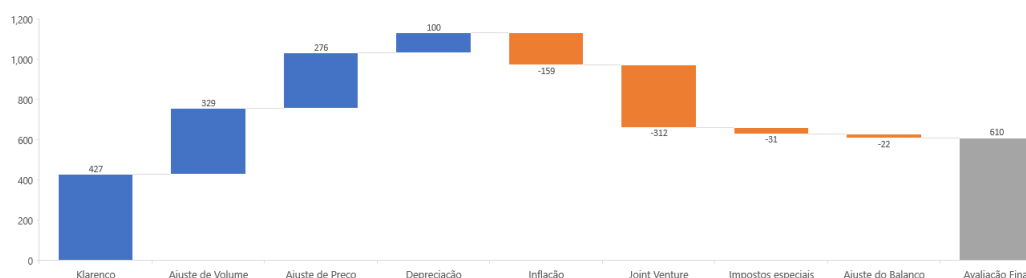


Figura 5.1: Análise da ponte de valor.

### 5.1.2 Receita, Margem Bruta e Margem EBITDA

O volume de produção da empresa B concentrar-se-á nos primeiros 10 anos, de acordo com o relatório da Klarenco. Isto indica que 88% das receitas totais da empresa B serão geradas entre 2026 e 2034. A empresa B pode prever uma margem bruta elevada, entre 84% e 87%, com uma média de 86%, durante os anos de pico de 2026-2034. Além disso, como mostra a Figura B.4, prevê-se uma margem EBITDA média de 30% para estes anos, com um intervalo de 26% a 33%. Este facto sugere que a empresa B será altamente rentável durante estes anos de pico. Além disso, prevê-se que o fluxo de caixa da empresa B seja positivo de 2026 a 2040, o que é encorajador para a estabilidade financeira da empresa.

### 5.1.3 Indicadores Chave de Desempenho

Foram analisados uma série de indicadores-chave de desempenho para avaliar o desempenho financeiro e a viabilidade do projeto exploração e produção de petróleo e gás.

#### 5.1.3.1 Taxa Interna de Rentabilidade (TIR)

A TIR é um indicador financeiro chave utilizado para avaliar a rentabilidade de um investimento. Representa a taxa de retorno anualizada prevista para o projeto durante toda a sua vida útil. A TIR estimada para este projeto no setor do petróleo e gás é de 38,46%. No contexto dos mercados financeiros, usando como comparação o facto de que, geralmente, uma *private equity* procura uma TIR entre 20% a 30%, o resultado deste projeto é extremamente positivo.

#### 5.1.3.2 Valor da Empresa (EV)

O valor da empresa (EV) é uma medida do valor global do projeto que contabiliza tanto o capital próprio como a dívida. Através do DCF, foi possível estimar o valor desta empresa em \$ 609,905 milhões.

## 5.2 Análise de Sensibilidade

### 5.2.1 Análise de Tornado

A análise de tornado (Figura 5.2) permite encontrar as principais variáveis que têm o impacto mais significativo na avaliação do projeto, alterando metodicamente cada variável de entrada e mantendo outras constantes.

Assim, a fim de investigar a sensibilidade da avaliação deste projeto a várias variáveis de entrada, efetuou-se uma análise de tornado. Através desta, foram determinadas as variáveis que mais impactam o NPV da empresa.

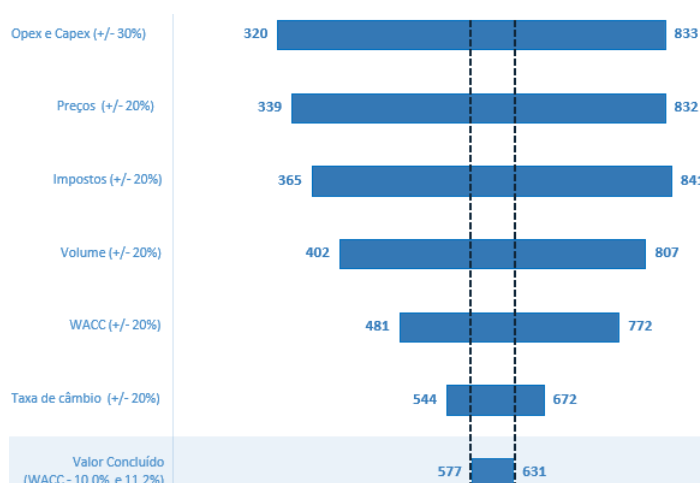


Figura 5.2: Análise de tornado

As mesmas encontram-se apresentadas e analisadas de seguida, da mais para a menos impactante:

- **Preço do petróleo:** O factor mais significativo que influenciou a avaliação do projeto foi o preço do petróleo. Tal como previsto, um aumento de 20% do preço do petróleo aumentou o valor do projeto para \$ 832 milhões, enquanto uma descida de 20% do preço do petróleo diminuiu a avaliação para \$ 339 milhões. O estudo tornado mostrou a suscetibilidade do projeto a alterações nos preços do petróleo, realçando o valor de ter em conta vários cenários de preços do petróleo ao avaliar o risco e a sustentabilidade financeira do projeto.
- **OPEX e CAPEX:** De acordo com esta análise, uma variação destes custos em 30% fará o intervalo de valores possíveis para a avaliação variar entre \$320 milhões e \$833 milhões. Isto demonstra o peso que esta variável contribui para a avaliação da empresa B. Esta descoberta realça a necessidade de técnicas de gestão de custos eficientes e de uma otimização contínua da eficiência operacional para melhorar o desempenho financeiro global do projeto. Concomitantemente, este resultado realça a importância crucial de planejar e gerir cuidadosamente as despesas de capital, de modo a garantir que estão em conformidade com os fluxos de caixa previstos e os objetivos financeiros do projeto.
- **Impostos:** A análise realçou a forma como as taxas de imposto afetaram fortemente a avaliação desta empresa de petróleo e gás. Uma variação negativa de 20% provocou o valor mais alto desta análise (841 milhões de dólares) sendo que uma variação em sentido contrário levaria o valor da avaliação para os \$ 400 milhões. Este análise mostrou como a utilização de técnicas eficazes de planeamento e gestão fiscal pode ser crucial para aumentar a rentabilidade e a avaliação global do projeto. Para além disso, devido à referida instabilidade fiscal anterior mencionada e à taxação sobre rendimentos adicionais, esta variável torna-se ainda mais relevante.
- **Volume de produção:** Outro fator importante na avaliação do projeto foi o volume de petróleo e gás produzido. Um redução de 20% na quantidade produzida levou a uma diminuição do valor da empresa para \$ 402 milhões. Na direção oposta, um aumento da quantidade de produção de 20% faria o valor da empresa subir para \$ 807 milhões. Este resultado realça a importância de antecipar e gerir eficazmente os níveis de produção para aumentar a rentabilidade e os fluxos de caixa do projeto.
- **WACC:** Esta é a única variável modulada através de um intervalo que incorpora o cenário otimista e pessimista. Assim, este mesmo intervalo já confere alguma elasticidade ao modelo para enfrentar variabilidade do mercado. Embora não seja esperada uma variação tão significativa para esta variação, a mesma variação de 20% no WACC alteraria o valor de NPVs possíveis para um intervalo entre \$ 481 milhões e \$ 722 milhões. Este resultado sublinha a importância de determinar com precisão o perfil de risco do projeto e de escolher uma taxa de desconto que capte com precisão as componentes de risco únicas do projeto e o custo de capital da empresa.

- **Taxa de câmbio:** O fator que mostrou ter uma menor influência foi a variação da taxa de câmbio. Embora não tão impactante como os demais, uma alteração de 20% neste valor alterou a gama de valores possíveis de NPV para um intervalo entre \$ 544 milhões e \$ 672 milhões de dólares. Uma moeda operacional mais forte do que a moeda do fluxo de caixa pode reduzir o valor dos fluxos de caixa convertidos do projeto, aquando de uma diminuição do valor cambial. Embora não tão impactante como os demais fatores, esta variável mostrou claramente que pode causar um impacto negativo.

### 5.3 Resultados da Simulação de Monte Carlo

No seguimento da análise de sensibilidade anterior, a análise de *Monte Carlo* acrescentou granularidade na quantificação do impacto das variáveis previamente identificadas como críticas. Antes de obter os resultados da simulação de *Monte Carlo*, foi necessário analisar os resultados da modulação das variáveis chave através do movimento browniano geométrico.

#### 5.3.0.1 Modulação das Variáveis

Os resultados da modulação fornecem informações valiosas sobre a dinâmica potencial das variáveis chave ao longo de um período de 20 anos. A Figura 5.3 ilustra as trajetórias simuladas dos preços do petróleo e do gás com base no modelo de Movimento Geométrico Browniano (MGB). Já a Figura 5.4 representa a mesma análise para a taxa de câmbio entre dólar dos estados unidos e o tenge cazaquistânês.

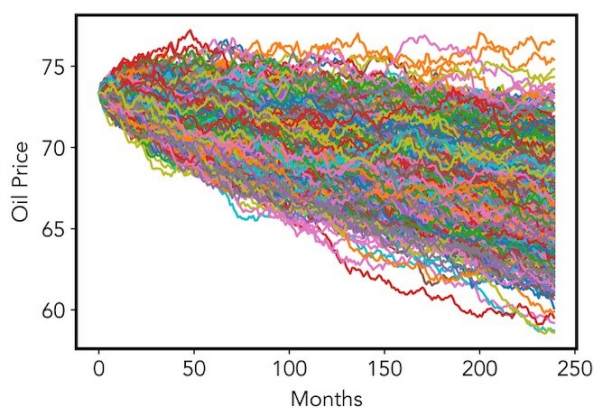


Figura 5.3: Trajetórias simuladas dos preços do petróleo.

As regiões tracejadas nas Figuras 5.3 e 5.4 representam o intervalo de movimentos de preços e flutuações de taxas de câmbio observados nas 1000 trajetórias simuladas. Para os preços do petróleo, o limite inferior da região sombreada é marcado em \$63 por barril, enquanto o limite superior é denotado em \$76 por barril. No caso da taxa de câmbio, o limite inferior é marcado em 342 Tenge por dólar dos estados unidos, enquanto o limite superior é denotado em 704 Tenge

por dólar dos estados unidos. Para os três cenários, estes intervalos são considerados realistas e enquadram-se nas tendências históricas dos preços e nas previsões disponíveis.

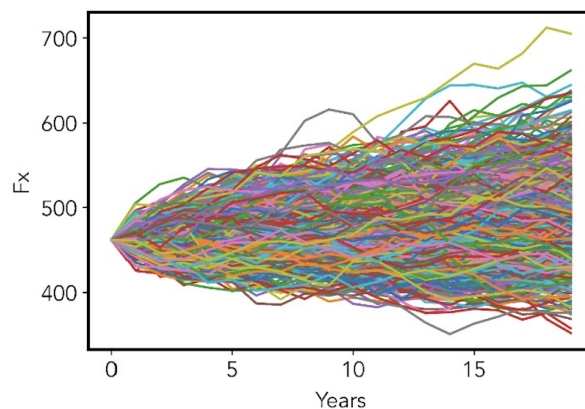


Figura 5.4: Trajetórias simuladas das taxas de câmbio

Além disso, a simulação incorpora o método da Ponte Browniana para gerar trajetórias de Despesas de Capital (CAPEX) e Despesas Operacionais (OPEX). As Figuras 5.5 e 5.6 mostram as trajetórias simuladas de CAPEX e OPEX, respetivamente, que captam a complexidade inerente e a variabilidade associada a estas variáveis. Estas simulações fornecem uma compreensão abrangente do potencial alcance e volatilidade destas variáveis. Ao considerar as tendências históricas, as previsões disponíveis e as flutuações aleatórias incorporadas nos modelos, as simulações permitem a tomada de decisões informadas, a análise de riscos e o planeamento de cenários.

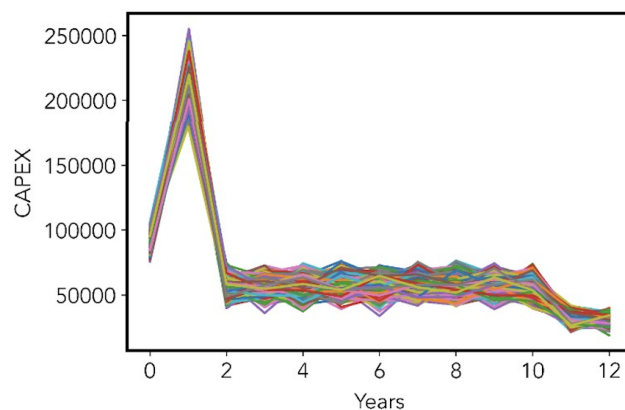


Figura 5.5: Trajetórias simuladas do CAPEX.

### 5.3.0.2 Simulação de *Monte Carlo* e Comparação de Cenários

Os resultados da simulação de *Monte Carlo* fornecem informações sobre as distribuições do NPV para diferentes cenários de WACC (figura 5.7 e tabela 5.1). Ao comparar os valores máximo, médio e mínimo do WACC, podemos discernir diferenças notáveis nos resultados do NPV e as suas implicações para o projeto de produção e exploração de petróleo e gás.

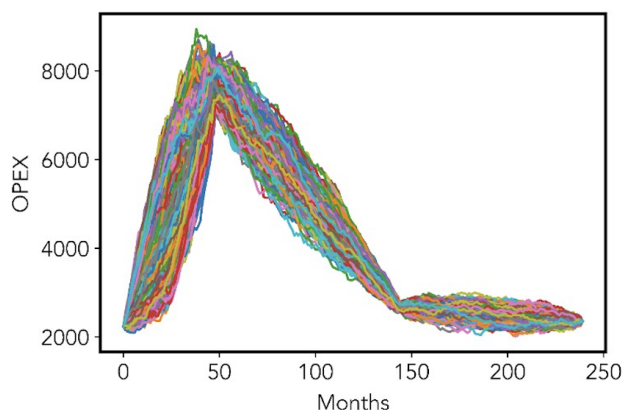


Figura 5.6: Trajetórias simuladas do OPEX.

No cenário de WACC máximo (11,24%), o intervalo do NPV vai de \$387,5 milhões a \$741 milhões, com um intervalo de confiança de 90%. Este facto indica uma gama relativamente ampla de potenciais resultados. De notar que o aumento máximo alcançado nesta simulação é de \$1052,8195 milhões, o que sugere a possibilidade de ganhos significativos em circunstâncias favoráveis. No entanto, a assimetria positiva observada na distribuição implica que, embora existam ganhos extremos ocasionais, há uma maior probabilidade de valores médios de NPV. Considerando o valor da transação de \$ 754,3 milhões (*Enterprise Value*), existe uma probabilidade de 96,32% de o NPV do projeto ser inferior ao valor da transação. Assim, apesar do potencial para retornos elevados, o aumento do WACC pode limitar a capacidade do projeto para exceder o valor da transação.

No cenário do WACC médio (10,5%), o intervalo de NPV estende-se de \$457,14 milhões a \$802,38 milhões, com um nível de confiança de 90%. Este intervalo é mais estreito do que o cenário de WACC máximo, o que sugere uma variabilidade reduzida nos resultados do NPV. É interessante notar que a média da Distribuição Normal (\$ 611,22 milhões) está muito próxima do NPV médio obtido pelo DCF (\$ 609,906 milhões). Isso indica que as premissas e parâmetros de entrada da simulação foram definidos adequadamente, resultando em uma distribuição de NPV centrada na média. Considerando o valor da transação, existe uma probabilidade de 84,21% de que o NPV do projeto seja inferior ao valor da transação.

No cenário de WACC mínimo (10,04%), o intervalo do NPV varia entre \$481,25 milhões e \$822,38 milhões, com um nível de confiança de 90%. Este intervalo é comparável ao do cenário WACC médio, indicando uma variabilidade semelhante nos resultados do NPV. Considerando o valor da transação, existe uma probabilidade de 78,88% de que o NPV do projeto seja inferior ao valor da transação. Isto sugere que, mesmo com o WACC mais baixo, o projeto continua a ter uma probabilidade significativa de ficar aquém do valor da transação.

A introdução da tributação com base nos lucros excessivos contribui para a assimetria observada nas distribuições do NPV. Os lucros excessivos resultantes dos preços elevados do petróleo não se traduzem proporcionalmente em valores mais elevados de NPV. Esta assimetria implica que o aumento da carga fiscal restringe a capacidade do projeto para capitalizar plenamente as

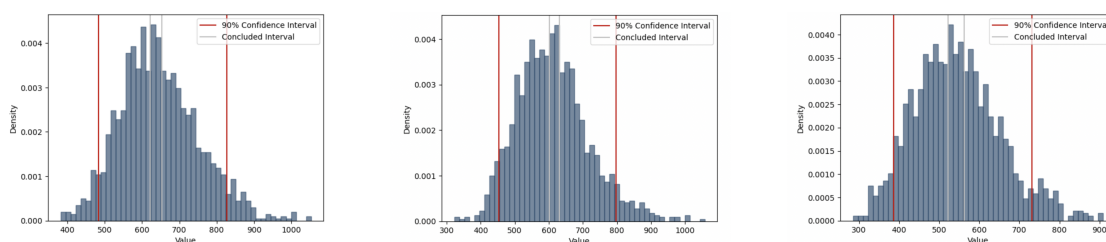


Figura 5.7: Distribuição com diferentes WACC (10.04%, 10.5%, and 11.24% respectivamente)

condições favoráveis do mercado. Consequentemente, o perfil de risco-recompensa do projeto é afetado, limitando o potencial de crescimento dos resultados do NPV.

O gráfico de distribuição de frequências (Figura 5.8 revela uma dos resultados da simulação de *Monte Carlo* para três cenários distintos de taxas de imposto: 10 %, 20 % e 30 %. Ao examinar esses cenários lado a lado, podemos fazer comparações convincentes que lançam luz sobre a relação entre as taxas de imposto e os resultados do NPV.

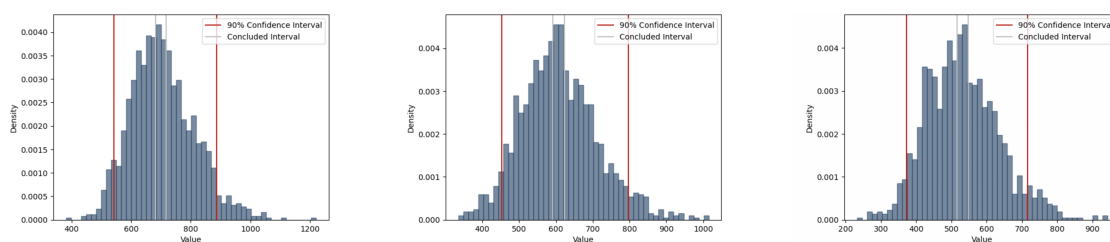


Figura 5.8: Diferentes taxas de imposto (10%, 20% e 30% respectivamente)

No cenário de tributação máxima (30%), o intervalo do NPV vai de \$ 371,43 milhões a \$ 714,28 milhões, com um intervalo de confiança de 90%. Este amplo intervalo sugere uma variabilidade significativa nos resultados potenciais, incluindo a possibilidade de ganhos extremos. Curiosamente, o aumento máximo alcançado nesta simulação atinge o valor de \$ 942,5203 milhões, destacando o potencial para retornos substanciais no cenário de taxa de imposto mais elevada. No entanto, ao considerar o valor da transação de \$ 754,3 milhões (*Enterprise Value*), existe uma probabilidade de 97,82% de que o NPV do projeto seja inferior ao valor da transação. Isto indica que, apesar do potencial para grandes ganhos, a carga fiscal substancial limita a capacidade do projeto para ultrapassar o valor da transação.

Em contraste com o cenário de tributação máxima, a atual taxa de imposto sobre as sociedades de base de 20% revela um intervalo de NPV mais estreito que se estende de \$457,15 milhões a \$796,32 milhões com um nível de confiança de 90 %. Este intervalo mais estreito sugere uma variabilidade reduzida nos resultados do NPV em comparação com o cenário de tributação máxima. Tal como na análise com diferentes valores para o WACC, a média da Distribuição Normal (\$ 611,22 milhões) é muito próxima do NPV calculado previamente pelo modelo do DCF (\$ 616,309

Tabela 5.1: Estatísticas resultantes da análise de cenários com diferentes WACC

| WACC   | Mín.     | Máx       | Média    | D.Padrão | Skewness | Kurtosis |
|--------|----------|-----------|----------|----------|----------|----------|
| 10.04% | 381.6384 | 1052.8195 | 645.1348 | 102.4714 | 0.5249   | 0.3005   |
| 10.5%  | 322.4725 | 1057.6808 | 611.2213 | 105.4467 | 0.5775   | 0.6077   |
| 11.24% | 284.8104 | 909.2967  | 543.2446 | 107.7106 | 0.4457   | 0.1097   |

milhões). Esse alinhamento próximo reforça a indicação que as premissas e parâmetros de entrada da simulação foram adequadamente calibrados. Considerando o valor da transação, existe uma probabilidade de 84,16% de que o NPV do projeto seja inferior ao valor da transação.

Passando para o cenário de taxa de imposto mínima (10%), o intervalo do NPV expande-se de \$ 541,367 milhões para \$ 893,3 milhões com um nível de confiança de 90%. Este intervalo mais alargado sugere o potencial para maiores ganhos em comparação com os outros cenários de taxas de imposto. No entanto, mesmo com a taxa de imposto mais baixa, existe uma probabilidade de 75,76% de que o NPV do projeto seja inferior ao valor da transação. Isto significa que, apesar do ambiente fiscal favorável, existe uma probabilidade considerável de não se atingir o valor da transação.

Tabela 5.2: Estatísticas resultantes da análise de cenários com diferentes taxas de imposto

| Taxa de imposto | Mín.     | Máx.      | Média    | D.Padrão | Skewness | Kurtosis |
|-----------------|----------|-----------|----------|----------|----------|----------|
| 10%             | 381.1808 | 1221.2813 | 704.7862 | 107.0012 | 0.4960   | 0.4663   |
| 20%             | 334.4697 | 1014.9124 | 608.0534 | 104.6217 | 0.4352   | 0.4528   |
| 30%             | 232.0019 | 942.5203  | 530.9739 | 102.9499 | 0.4281   | 0.3254   |

Estes resultados comparativos sublinham o delicado equilíbrio entre as taxas de imposto e os resultados do NPV. Embora taxas de imposto mais elevadas possam conduzir a uma maior variabilidade e, ocasionalmente, a ganhos significativos, também limitam a capacidade do projeto para exceder o valor da transação. Por outro lado, taxas de imposto mais baixas proporcionam um ambiente mais favorável para alcançar os resultados desejados em termos de NPV, mas ainda não há garantia de ultrapassar o valor da transação. Nesse sentido, a análise permitiu perceber que para o cenário que representa as circunstâncias atualmente vividas pela empresa B, existe uma probabilidade de 84,21% do NPV não superar o valor da transação.

### 5.3.0.3 Valor Concluído para a Avaliação da Empresa B

A tabela 5.3 mostra os intervalos concluídos como NPV da empresa B em resultado da conjugação dos 2 cenários. Daqui podemos concluir primariamente que, tal como indicado pelo modelo do DCF, nenhum dos intervalos concluídos engloba em si o valor pela qual está proposta a transação (\$ 753 milhões). Sendo que, para o cenário que represente a situação em que se encontra a empresa, isto é WACC de 10.5% e taxa de impostos a 20%, o intervalo concluído foi entre os \$ 591 milhões e os \$ 622 milhões a nível de *Enterprise Value*.

Tabela 5.3: Intervalo concluído para a avaliação da empresa pela simulação de *Monte Carlo*.

| WACC   | Taxa de imposto | Mínimo   | Máximo   |
|--------|-----------------|----------|----------|
| 10.04% | 20%             | 621.0875 | 652.4575 |
| 11.24% | 20%             | 522.5514 | 561.9832 |
| 10.5%  | 10%             | 681.0875 | 717.9832 |
| 10.5%  | 20%             | 591.0875 | 622.4575 |
| 10.5%  | 30%             | 516.1784 | 547.9832 |

## 5.4 Comparação dos Resultados do DCF e da Simulação de *Monte Carlo* e Apuramento do Valor Patrimonial

Tendo em consideração o cenário da análise de *Monte Carlo* correspondente à situação atualmente enfrentada pela empresa B, isto é WACC de 10.5% e taxa de imposto de 20%, é expectável que o valor da empresa se situe no intervalo entre os \$ 591 milhões e os \$ 622 milhões. No caso do DCF, o valor esperado situa-se entre os \$ 577 milhões e os \$ 631 milhões. A pequena diferença entre os valores pode ser explicada pelo facto da simulação de *Monte Carlo* ter sido feita apenas com 1000 simulações.

Por forma a obter-se o valor patrimonial da empresa, é ainda necessário subtrair o valor de \$ 50 milhões que representam a dívida da empresa B. Assim, com base no intervalo concluído pelo DCF, o valor patrimonial da empresa B situa-se no intervalo entre \$ 527 milhões e os \$ 581 milhões. Este valor é significativamente menor que o valor proposta para a transação de \$ 754,3 milhões (*Enterprise Value*), pelo que esta transação não é considerada justa para empresa A.

## 5.5 Principais Fatores a Afetar o Valor da Empresa

### 5.5.1 Renovação da Concessão

A empresa A espera que a Empresa B cumpra com sucesso as condições exigidas pelo governo para a renovação da concessão. Esta avaliação baseia-se neste pressuposto e, por conseguinte, considera uma probabilidade de 100% de renovação da Concessão de Produção. Caso exista um risco de não renovação da Concessão de Produção, tal poderá ter um impacto significativo no valor concluído pela avaliação.

### 5.5.2 Plano de Reabilitação

De acordo com o Departamento Jurídico, a empresa B está a ser submetida a um plano de reabilitação ordenado pelo tribunal com os seus credores, o qual proíbe a transferência de propriedade até que a empresa cumpra as suas obrigações. Após consulta, os advogados da empresa B informaram que a aprovação do plano de recuperação foi adiada devido à moção de um dos credores. O advogado confirmou que o montante devido a este credor está totalmente previsto no novo Plano de Reabilitação.

### 5.5.3 Estrutura da Transação

Não foi recebida uma confirmação sobre a estrutura final da transação proposta, que ainda não foi decidida e poderá incluir uma ou mais empresas adicionais. A administração apenas confirmou que pretende estruturar a transação de forma a que não seja aplicável a retenção na fonte sobre os dividendos da empresa.

### 5.5.4 Alterações Regulamentares e de Política Fiscal

Como qualquer empresa de exploração de petróleo e gás baseada em concessões, a empresa B está altamente exposta a alterações regulamentares, que podem ter um impacto nos impostos e noutros pressupostos.

Para além disso, tendo em conta a instabilidade da política fiscal, a variação da despesa com impostos irá ter um grande impacto no valor da empresa, como foi possível ver na simulação de *Monte Carlo*.

Ainda no âmbito da política fiscal, um dos principais resultados da simulação de *Monte Carlo* foi a visualização de uma *skewness* positiva em todos os gráfico de NPV. É notório que um aumento das variáveis que contribuem para a criação de valor não têm uma consequência proporcional nos *Cash Flows* da empresa, uma vez que esta está sujeita a impostos sobre lucros excedentes. Do ponto de vista de um investidor, isto aumenta a probabilidade de que o investimento tenha um retorno abaixo da mediana.

### 5.5.5 Flutuações no Preço do Petróleo

Embora existam uma série de variáveis capazes de afetar o valor da empresa B, como demonstrado pela análise de sensibilidade previamente feita. Destas, o preço do petróleo destaca-se como variável externa mais impactante. Como visto anteriormente, uma variação isolado do preço do petróleo de apenas 20% pode fazer o NPV variar entre os \$ 339 milhões e os \$ 832 milhões. Este tipo de variações são bastante habituais. Olhando para os últimos 12 meses, o preço do petróleo diminuiu 27.53%, mostrando assim essa mesma volatilidade.

### 5.5.6 Klarenco

Durante a elaboração deste trabalho, não foi recebida a versão completa em *Excel* dos cálculos efetuados pela Klarenco. Por isso, confiou-se na opinião da administração sobre a adequação dos cálculos do imposto sobre os lucros excessivos e das despesas fixas.

Além disso, a estimativa das reservas provadas de petróleo e gás envolve julgamentos subjetivos e determinações baseadas em estudos geológicos, técnicos, contratuais e económicos disponíveis realizados pela Klarenco. Estes incluíram a sua estimativa das reservas 2P. Como qualquer relatório desta natureza, existe o risco de os volumes e reservas reais diferirem das estimativas do perito.



## Capítulo 6

# Conclusão

Este capítulo foca-se na discussão dos principais resultados obtidos através das metodologias de DCF e *Monte Carlo*. Destaca-se os vários indicadores financeiros da empresa para realçar a sua estabilidade. No entanto, o valor proposto de \$ 754,3 milhões (*Enterprise Value*) é substancialmente maior do que o valor concluído por esta avaliação de \$ 609,905 milhões. Donde-se conclui que a transação não é justa para os acionistas da Empresa A.

### 6.1 Discussão dos resultados

No seu todo, esta dissertação forneceu uma avaliação exaustiva de uma empresa de produção e exploração de petróleo e gás natural no Cazaquistão, com o objetivo de sustentar um parecer de equidade sobre a aquisição proposta por uma SPAC a esta mesma empresa.

Foi feita uma análise aprofundada da realidade económica onde esta empresa se insere, com especial relevância para o PIB, taxa de crescimento do mesmo PIB e inflação. Daqui conclui-se que a economia do país apresenta fortes sinais de estabilidade e crescimento. De seguida analisou-se o sector do petróleo e gás natural, detalhando a influência de cada um daqueles que se considera serem os principais fatores a afetar este sector. Nomeadamente, o antecipado aumento da procura de produtos petrolíferos, o contexto geopolítico, com especial atenção à pressão posta pelo conflito entre a Rússia e a Ucrânia. Foram ainda consideradas como relevantes o desenvolvimento tecnológico e os riscos ambientais, sociais e de governação (ESG). Na mesma secção foi feita uma discriminação do panorama local do país, em concreto do ambiente empresarial vivido, em especial da dependência económica da extração de matérias prima primárias e da complexidade da política fiscal do país.

Por forma a conseguir realizar a avaliação financeira, houve ainda necessidade de mapear a Empresa B, nomeadamente no que diz respeito às condições da infraestrutura onde opera e pretende escoar o petróleo, de onde se concluiu ter extra facilidade de escoar os seus produtos. Ainda no mesmo âmbito, elencaram-se as condições para a renovação dos campos petrolíferos, outras obrigações contratuais derivadas do contrato de concessão, que acarretam encargos financeiros à empresa, e o acordo de investimento conjunto. Adicionalmente, foram determinadas as

quantidade disponíveis dos produtos petrolíferos (óleo, gás natural e condensado) com base na junção de informação de várias fontes.

A avaliação baseou-se em metodologias de avaliação financeira amplamente aceites, incluindo a DCF e ofertas e transações anteriores. Os resultados do estudo de avaliação indicam que o preço de compra proposto de \$753,4 milhões não é justo do ponto de vista financeiro para a empresa adquirente.

A análise DCF incluiu uma análise de ponte de valor, que decompôs a avaliação do projeto e identificou os principais componentes que contribuem para o seu valor. A análise considerou vários fatores, tais como ajustamentos de volume, alterações de preços, inflação, *Joint Ventures*, impostos sobre lucros excessivos e ajustamentos de balanço. Depois de considerar estes fatores, a avaliação final da empresa B foi determinada em \$609,905 milhões.

Além disso, a estabilidade financeira do projeto foi realçada através de indicadores-chave de desempenho. Os anos de pico revelaram uma margem bruta robusta de 86% e uma margem EBITDA de 30%. As projeções de fluxos de caixa indicaram fluxos de caixa positivos de 2026 a 2040, reforçando ainda mais a estabilidade financeira da empresa. Além disso, a taxa interna de retorno (TIR) foi estimada em 38,46%, indicando um investimento altamente rentável.

Para avaliar o risco do projeto e melhorar a avaliação do valor, foi realizada uma análise de sensibilidade, que incluiu uma análise de tornado e uma simulação de *Monte Carlo*. A análise de tornado revelou que as variáveis mais significativas com impacto na avaliação do projeto eram o preço do petróleo, OPEX e CAPEX, impostos, volume de produção, WACC e taxas de câmbio. Estas variáveis demonstraram a necessidade de uma avaliação abrangente dos riscos e de uma gestão eficiente dos custos para otimizar o desempenho financeiro do projeto. A simulação de *Monte Carlo* forneceu uma análise granular das variáveis críticas identificadas e do seu potencial impacto. As trajetórias simuladas através de modelos geométricos de movimento Browniano ajudaram a avaliar a dinâmica dos preços do petróleo, bem como as flutuações das taxas de câmbio. Esta análise apoiou ainda a importância de considerar múltiplos cenários, que incluíram a taxa de imposto como o principal fator de risco do país, tendo em consideração a instabilidade da política fiscal acima mencionada e os seus potenciais efeitos no valor do projeto.

Embora esta tese ofereça informações valiosas, é importante reconhecer certas limitações. A disponibilidade e a exatidão dos dados financeiros utilizados para a avaliação podem colocar restrições. Além disso, os pressupostos assumidos durante a análise do DCF, tais como as estimativas dos fluxos de caixa futuros e as taxas de desconto, introduzem um nível de incerteza. No mesmo sentido, as conclusões desta tese são específicas do estudo de caso realizado numa empresa de petróleo e gás a montante no Cazaquistão, o que limita a sua generalização a outros mercados ou áreas geográficas. Relativamente, à simulação de *Monte Carlo*, uma vez que só foram realizadas 1000 iterações, a robustez estatística da mesma seria reforçada com a realização de um maior número de iterações.

No que diz respeito ao objetivo final da emissão da *fairness opinion*, a avaliação exaustiva utilizando o modelo DCF, a análise da ponte de valor, os indicadores-chave de desempenho, a análise de sensibilidade e a simulação de *Monte Carlo* demonstrou que o valor proposta para a

transação é manifestamente excessivo, apesar da viabilidade financeira e a estabilidade da empresa B.



# Bibliografia

- Agustini, W. F. (2018). Stock price prediction using geometric brownian motion. *Journal of Physics: Conference Series*.
- Alazzani, A. (2013). Global reporting initiative's environmental reporting: A study of oil and gas companies. *Ecological Indicators*.
- Allaire, G. and Kaber, S. M. (2018). *Stochastic Processes and Applications: Diffusion Processes, the Fokker-Planck and Langevin Equations*. Springer.
- Andersson, H. (2007). Are commodity prices mean reverting? *Applied Financial Economics*.
- Apostol, C. (2009). Monte carlo simulation – a qualitative method analysis and evaluation of the company's performance and risks. *Theoretical and Applied Economics*.
- Asian Development Bank (2022). Kazakhstan diagnostic study highlights. Technical Report Publication No. 445446, Asian Development Bank.
- Bebeteidoh, O. L. (2020). Sustained impact of the activities of local crude oil refiners on their host communities in nigeria. *Heliyon*.
- Beck, C., Rashidbeigi, S., Roelofsen, O., and Speelman, E. (2020). The future is now: How oil and gas companies can decarbonize. *McKinsey*.
- Bousso, R. and Nasralla, S. (2021). With oil past peak, shell sharpens 2050 zero emissions goal. *Reuters*. Published on February 11, 2021.
- BP plc (2022). Remaining energy for people and our planet. Technical report, BP.
- Brown, R. (1828). A brief account of microscopical observations made on the particles contained in the pollen of plants. *London and Edinburgh Philosophical Magazine and Journal of Science*, 4:161–173.
- Bruckner, K. L. (1991). Mid-year versus year-end present worth factors in dcf analysis. *The Appraisal Journal*, 59(1):126.
- Caspian News (2023). Russia, kazakhstan align efforts on hydrocarbon development in caspian sea. *Caspian News*.
- Chang, B. (2012). The relationship between fdi and economic growth: Kazakhstan case. *Journal of the Korea Society for Simulation*.
- Chow, W.-C. (2009). Brownian bridge. *WIREs Computational Statistics*, 1:325–332.
- Council, I. V. S. (2023). About // international valuation standards council.

- Cross, J. L. (2020). The role of precautionary and speculative demand in the global market for crude oil. *ERN: Firm Behavior (IO: Empirical) (Topic)*.
- Damodaran, A. (2012). *Investment valuation: tools and techniques for determining the value of any asset*. Wiley, 3 edition.
- Davidoff, S. M. (2005). Fairness opinions. *Am. UL Rev.*, 55:1557.
- Dixit, A. K. and Pindyck, R. S. (1994). *Investment under uncertainty*. Princeton university press.
- Eweje, G. (2006). Environmental costs and responsibilities resulting from oil exploitation in developing countries: The case of the niger delta of nigeria. *Journal of Business Ethics*.
- Gould, D. (2013). Attracting foreign direct investment: What can south asia's lack of success teach other developing countries? *Development Economics: Macroeconomic Issues in Developing Economies eJournal*.
- Guerrero, F. (2007). The effect of federal government size on long-term economic growth in the united states, 1791-2009. *Modern Economy*.
- Hasanov, M. (2010). The relationship between inflation, output growth, and their uncertainties: Evidence from selected cee countries. *Emerging Markets Finance and Trade*.
- Heyman, D. K. (2007). From blank check to spac: the regulator's response to the market, and the market's response to the regulation. *Entrepreneurial Bus. LJ*, 2:531.
- Hill, M. (2015). *Principles of Corporate Finance with Connect*. McGraw Hill.
- Hinton, D. D. (2010). Introduction to special issue on the oil industry. *Business History Review*, 84(2):195–201. Available at SSRN: <https://ssrn.com/abstract=1650099>.
- International Energy Agency (2022). Kazakhstan 2022: Executive summary. <https://www.iea.org/reports/kazakhstan-2022/executive-summary>. Accessed on June 1, 2023.
- Jiping, X. (2008). An analysis of forecasting model of crude oil demand based on cointegration and vector error correction model (vec). *2008 International Seminar on Business and Information Management*.
- Koller, T., Goedhart, M., Wessels, D., and Inc., M. . C. (2020). *Valuation: Measuring and Managing the Value of Companies*. Wiley.
- Langer, A. and Lemoine, D. (2020). What were the odds? estimating the market's probability of uncertain events. Working Paper 28265, National Bureau of Economic Research.
- Libman, A. (2011). Is it really different? patterns of regionalisation in post-soviet central asia. *Post-Communist Economies*.
- Makhija, A. (2007). Fairness opinions in mergers and acquisitions. *ERN: Theory & Evidence on Vertical Horizontal Integration (Topic)*.
- Nurgaliyeva, K. (2019). The green economy in market-oriented countries: The case of kazakhstan. *Journal of Environmental Management and Tourism*.

OECD (2017). *Multi-dimensional Review of Kazakhstan: Volume 2. In-depth Analysis and Recommendations*. OECD Development Pathways. OECD Publishing, Paris.

Onyusheva, I. (2018). The eco-problems and green economy development in kazakhstan: An analytical survey. *International Journal of Energy Economics and Policy*.

Organisation for Economic Co-operation and Development (2023). Reforming kazakhstan. Technical report, OECD.

Perrons, R. (2018). How innovation and research & development happen in the upstream oil and gas industry: Insights from a global survey \*. *Extracting Innovations*.

Pindyck, R. S. (1999). The long-run evolutions of energy prices. *The energy journal*, 20(2).

Postali, F. A. and Picchetti, P. (2006). Geometric brownian motion and structural breaks in oil prices: A quantitative analysis. *Energy Economics*, 28(4):506–522.

Pravakar, S. (2010). Infrastructure development and economic growth in china. *Research Papers in Economics*.

Priberam (2023). Priberam dicionário online. <https://dicionario.priberam.org/valor>. Accessed on June 13, 2023.

Reuters (2022). Opec raises chinese oil demand growth forecast further. <https://www.reuters.com/business/energy/opec-raises-chinese-oil-demand-growth-forecast-further-2023-05-11/>. Accessed on June 1, 2023.

Riemer, D. S. (2007). Special purpose acquisition companies: Spac and span, or blank check redux. *Wash. UL Rev.*, 85:931.

Rykov, P. (2015). Development of urban agglomerations of the republic of kazakhstan in conditions of the formation of the new silk road. *Journal of Resources and Economy*.

Sakal, H. (2015). Natural resource policies and standard of living in kazakhstan. *Central Asian Survey*.

Shaimerdenova, A. (2017). Influence of human capital on economic growth: A comparative analysis of education development in kazakhstan, south korea, singapore and malaysia. *Journal of Public Administration and Governance*.

Souza, M. C. M. d. et al. (2004). Quantificação das incertezas na avaliação de projetos: o modelo utilizado na agência de fomento do estado da bahia. *Florianópolis*.

SP Global (2023). Iea warns global oil supply could struggle to match demand in 2023 on russia, opec constraints. <https://www.spglobal.com/commodityinsights/en/market-insights/latest-news/oil/061522-iea-warns-global-oil-supply-could-struggle-to-match-demand-in-2023-on-> Accessed on June 1, 2023.

Starks, L. (2017). Corporate esg profiles and investor horizons. *Wharton Research Data Services (WRDS) Research Paper Series*.

Statista (2023). Statista. <https://www.statista.com/>. Accessed on June 1, 2023.

- Su, C. (2019). Is oil political? from the perspective of geopolitical risk. *Defence and Peace Economics*.
- Sueyoshi, T. (2012). Data envelopment analysis for environmental assessment: Comparison between public and private ownership in petroleum industry. *Eur. J. Oper. Res.*
- Trevors, J. (2010). The legacy of oil spills. *Water, Air, and Soil Pollution*.
- Turganbayev, Y. (2016). Regional convergence in kazakhstan. *Post-Communist Economies*.
- Uhlenbeck, G. E. and Ornstein, L. S. (1930). On the theory of the brownian motion. *Physical review*, 36(5):823.
- United Nations (2019). World population prospects. [https://population.un.org/wpp/Publications/Files/WPP2019\\_Highlights.pdf](https://population.un.org/wpp/Publications/Files/WPP2019_Highlights.pdf). Accessed on 1.06.2023.
- Uteulievna, N. S. (2016). The influence of macroeconomic factors to the dynamics of stock exchange in the republic of kazakhstan. *Economy of region*.
- Wang, Q. (2017). Crude oil price: Demand, supply, economic activity, economic policy uncertainty and wars - from the perspective of structural equation modelling (sem). *Energy*.
- Weijermars, R. (2009). Accelerating the three dimensions of e&p clockspeed - a novel strategy for optimizing utility in the oil & gas industry. *Applied Energy*, 86(10).
- World Bank (2023). Kazakhstan country overview. <https://www.worldbank.org/en/country/kazakhstan/overview>. Accessed on June 1, 2023.

## Anexo A

# Gráficos e Quadro-resumos

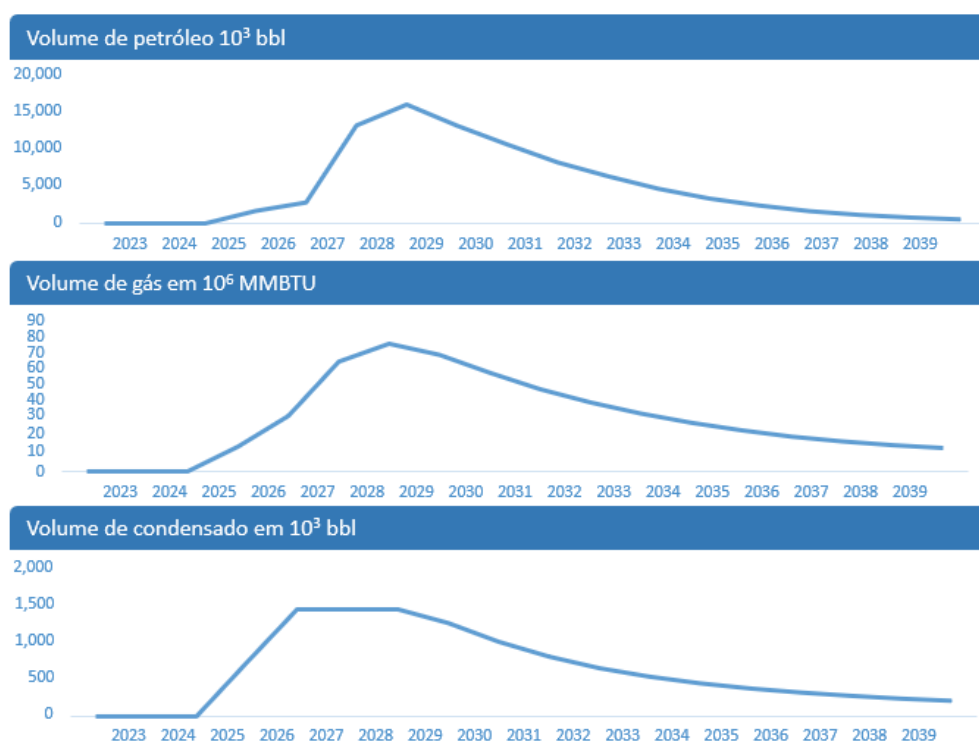


Figura A.1: volume de reservas de petróleo, gás natural e condensado

| Opex                                              | Allocation | Source              | Observation                                                                                                | Calculation                                                                                                                                           | Accumulated Cash Flow (\$ million) |
|---------------------------------------------------|------------|---------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------------------------------|
| Oil processing fee                                | COGS       | Management forecast | Amount payable from COG to CN Asia according to JIA Agreement                                              | \$5 per bbl of Oil                                                                                                                                    | 512.7                              |
| Fixed Opex                                        | COGS       | Klarenco            | Estimated by Klarenco, without disclosing yearly costs and disclosing total accumulated cash flow instead. | As a consequence, LGG considered: 50% variable – assumed variable to oil production volumes; 50% fixed (inflated).                                    | 493.9                              |
| Variable OPEX                                     | COGS       | Klarenco            | Estimated by Klarenco, distributed according to Oil Volume.                                                | Chemical Oil: \$8.77 million (inflated)<br>Chemical Gas: \$5.36 million (inflated)                                                                    | 17.2                               |
| Oil transportation from the field to the terminal | COGS       | Management forecast | 4,355.57 KZT/tonne/km is a cost from KZTD Annual Report                                                    | 65 km pipeline with an estimated cost of 9.43 \$/tonne/km (4,355.57 KZT/tonne/km) (inflated)                                                          | 8.6                                |
| Accrued Abandonment cost (liquidation fund)       | COGS       | Klarenco and LGG    | Abandonment cost estimated by Klarenco, accrued by LGG according to Oil Volume.                            | 10% of total facilities Capex + \$1 million per Well (inflated)                                                                                       | 175.3                              |
| Storage & Transportation costs                    | SG&A       | Management forecast | Storage and Transportation using magistral pipelines                                                       | \$5.26 per bbl of Oil (inflated)                                                                                                                      | 561.1                              |
| OPEX (G&A Salaries and wages, insurance)          | SG&A       | Klarenco            | -                                                                                                          | Head Office: \$100 million - estimated as \$5 million per year (inflated)<br>Insurance: \$10 million - estimated as \$0.5 million per year (inflated) | 106.1                              |

Figura A.2: Quadro-resumo dos custos com Opex

| Capex             | Source                    | Observation                                               | Calculation                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                               | Accumulated Cash Flow (\$ million) |
|-------------------|---------------------------|-----------------------------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------------------------------|
| <b>Wells</b>      | Klarenco and NipiNeftegas | Construction of 100 wells and reactivation of 22 wells    | <ul style="list-style-type: none"> <li>\$2.8 million to construct a new Well (Klarenco)</li> <li>\$0.13 million to reactive Well (NipiNeftegas)</li> </ul>                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                | 345.7                              |
| <b>Facilities</b> | Klarenco                  | Estimated by Klarenco as                                  | <ul style="list-style-type: none"> <li>Wellsite Equipment \$13.51 million</li> <li>Infield Flowlines \$21.07 million</li> <li>RTU's &amp; Manifolds \$6.48 million</li> <li>Infield power/telecoms distribution \$17.25 million</li> <li>Infield roads \$2.50 million</li> <li>Trunk Gathering Lines \$7.83 million</li> <li>Power Generation \$40.52 million</li> <li>Oil Export Pipeline \$33.09 million</li> <li>Gas Export Pipeline \$51.59 million</li> <li>Camp \$13.51 million</li> <li>Infrastructure \$13.51 million</li> <li>Movables \$0.68 million</li> </ul> | 244.3                              |
| <b>CPF</b>        | Klarenco                  | Will be constructed by CN Asia as per Framework Agreement | <ul style="list-style-type: none"> <li>Main Process Facility (CPF) \$ 213.38 million</li> </ul>                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                           | .-                                 |

Figura A.3: Quadro-resumo dos custos com CAPEX

| Tax or fee                                        | Allocation   | Source                                   | Observation                                                                                                                                                                                               | Calculation                                                                                                                      | Accumulated Cash Flow (\$ million) |
|---------------------------------------------------|--------------|------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------------------------------|
| Mineral Extraction tax                            | SG&A         | Kazakhstan Tax Rules and Klarenco Report | Taxable base is the value of the production. The tax bracket depends on whether the product is exported (higher) or sold domestically (lower). For the exported production have been used rates of 5-10%. | Tax fee multiplied by local market oil revenue.<br>Tax fee multiplied by exported oil revenue.<br>10% multiplied by gas revenue. | 696.2                              |
| Customs duty                                      | SG&A         | Kazakhstan Tax Rules and Klarenco Report | Export tax varies between 0 to 236 \$/t on a sliding scale, based on the average market price.                                                                                                            | A \$/bbl multiplied by the exported oil volume                                                                                   | 878.4                              |
| Export rent tax                                   | SG&A         | Kazakhstan Tax Rules and Klarenco Report | The tax base is the value of the exported crude oil and condensate. The rate is determined by the market price of oil.                                                                                    | A tax rate multiplied by the exported oil revenue.<br>The tax rate applied was always 17%.                                       | 1226.0                             |
| Asset Tax                                         | SG&A         | Kazakhstan Tax Rules and Klarenco Report | Is calculated based on book values of assets at a rate of 1.5%/a.                                                                                                                                         | 1.5% of the asset base each year                                                                                                 | 34.7                               |
| Road Tax                                          | SG&A         | Kazakhstan Tax Rules and Klarenco Report | -                                                                                                                                                                                                         | 1% of revenues                                                                                                                   | 81.0                               |
| Exchange Fees                                     | SG&A         | Klarenco                                 | -                                                                                                                                                                                                         | 1.5% of revenues                                                                                                                 | 121.5                              |
| Training Fees & Social / Investment Contributions | SG&A         | Klarenco                                 | 1% for training of local personnel and 1% for social / investment contributions                                                                                                                           | 2% of all opex and capex related to personnel expenses                                                                           | 49.3                               |
| Social Tax                                        | SG&A         | Klarenco                                 | 11% social tax based on the costs of employment                                                                                                                                                           | 11% of Fixed Opex and Fixed SG&A                                                                                                 | 108.3                              |
| Excess Profit Tax                                 | Profit Taxes | Kazakhstan Tax Rules and Klarenco Report | Excess profit tax for taxable income higher than 25% of applicable cumulative deductions, the excess profit tax is applied on a sliding scale between 10 and 60% tax rate.                                | Each part of EBT is taxed according to its tax bracket                                                                           | 53.6                               |
| Income Taxes                                      | Profit Taxes | Kazakhstan Tax Rules and Klarenco Report | 20% standard corporate tax                                                                                                                                                                                | 20% of EBT                                                                                                                       | 341.4                              |

Figura A.4: Quadro-resumo dos custos com Impostos

## **Anexo B**

### **Modelo DCF**

| Description                                       | Unit          | 20 23 | 20 24    | 20 25    | 20 26     | 20 27     | 20 28     | 20 29     | 20 30     | 20 31     | 20 32     | 20 33     | 20 34     | 20 35     | 20 36     | 20 37     | 20 38    | 20 39    |
|---------------------------------------------------|---------------|-------|----------|----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|----------|----------|
| <b>Revenue</b>                                    | <b>k US\$</b> | -     | -        | 159,793  | 318,353   | 1,163,154 | 1,382,679 | 1,158,062 | 955,103   | 759,048   | 601,688   | 460,366   | 348,288   | 263,771   | 194,160   | 144,492   | 109,159  | 83,801   |
| Oil                                               | k US\$        | -     | -        | 88,136   | 173,010   | 984,128   | 1,192,496 | 988,182   | 814,177   | 643,111   | 505,354   | 379,574   | 280,056   | 205,426   | 144,050   | 100,926   | 70,842   | 49,407   |
| Agreement                                         | k US\$        | -     | -        | 35,000   | 35,000    | -         | -         | -         | -         | -         | -         | -         | -         | -         | -         | -         | -        | -        |
| Export                                            | k US\$        | -     | -        | 51,773   | 134,471   | 958,894   | 1,161,919 | 962,844   | 793,301   | 626,621   | 492,396   | 369,841   | 272,875   | 200,159   | 140,357   | 98,338    | 69,025   | 48,140   |
| Local                                             | k US\$        | -     | -        | 1,362    | 3,539     | 25,234    | 30,577    | 25,338    | 20,876    | 16,490    | 12,958    | 9,733     | 7,181     | 5,267     | 3,694     | 2,588     | 1,816    | 1,267    |
| Gas                                               | k US\$        | -     | -        | 15,567   | 34,913    | 69,082    | 80,348    | 73,334    | 62,114    | 51,675    | 43,414    | 36,400    | 30,542    | 25,820    | 21,867    | 18,796    | 16,458   | 14,750   |
| Condensate attributable to COG (40%)              | k US\$        | -     | -        | 56,090   | 10,430    | 109,944   | 109,835   | 96,545    | 78,811    | 64,262    | 52,920    | 44,392    | 37,690    | 32,525    | 28,243    | 24,770    | 21,860   | 19,645   |
| <b>Costs</b>                                      | <b>k US\$</b> | -     | -        | (30,239) | (42,896)  | (155,261) | (189,232) | (151,025) | (135,385) | (110,150) | (89,888)  | (71,419)  | (56,872)  | (46,043)  | (37,197)  | (31,079)  | (26,913) | (24,043) |
| Oil processing fee                                | k US\$        | -     | -        | (9,125)  | (15,554)  | (73,667)  | (91,110)  | (76,380)  | (62,947)  | (49,721)  | (39,071)  | (29,346)  | (21,652)  | (15,882)  | (11,137)  | (7,803)   | (5,477)  | (3,821)  |
| Fixed OPEX                                        | k US\$        | -     | -        | (17,537) | (21,244)  | (52,713)  | (62,361)  | (54,701)  | (47,760)  | (40,936)  | (35,500)  | (30,567)  | (26,731)  | (23,934)  | (21,694)  | (20,217)  | (19,289) | (18,725) |
| Variable OPEX                                     | k US\$        | -     | -        | (306)    | (521)     | (2,468)   | (3,054)   | (2,559)   | (2,109)   | (1,666)   | (1,309)   | (983)     | (725)     | (532)     | (373)     | (261)     | (184)    | (128)    |
| Oil transportation from the field to the terminal | k US\$        | -     | -        | (153)    | (260)     | (1,231)   | (1,524)   | (1,277)   | (1,052)   | (831)     | (653)     | (491)     | (362)     | (265)     | (186)     | (130)     | (92)     | (64)     |
| Accrued Abandonment cost (liquidation fund)       | k US\$        | -     | -        | (3,119)  | (5,317)   | (25,181)  | (31,154)  | (26,108)  | (21,516)  | (16,996)  | (13,355)  | (10,031)  | (7,401)   | (5,429)   | (3,807)   | (2,667)   | (1,872)  | (1,306)  |
| <b>Gross Profit</b>                               | <b>k US\$</b> | -     | -        | 129,553  | 275,457   | 1,007,894 | 1,193,447 | 997,037   | 819,718   | 648,898   | 511,800   | 388,947   | 291,416   | 217,728   | 156,963   | 113,412   | 82,246   | 59,758   |
| <b>Gross Margin</b>                               |               | 0%    | 0%       | 81%      | 87%       | 87%       | 86%       | 86%       | 86%       | 85%       | 85%       | 84%       | 84%       | 83%       | 81%       | 78%       | 75%      | 71%      |
| <b>SG&amp;A</b>                                   | <b>k US\$</b> | -     | (2,118)  | (5,977)  | (143,202) | (192,574) | (617,659) | (741,677) | (633,850) | (523,388) | (418,396) | (333,014) | (259,039) | (194,550) | (157,717) | (117,573) | (88,563) | (57,795) |
| Storage & Transportation costs                    | k US\$        | -     | -        | (9,985)  | (17,021)  | (80,616)  | (99,737)  | (83,584)  | (68,884)  | (54,411)  | (42,756)  | (32,114)  | (23,694)  | (17,380)  | (12,188)  | (8,539)   | (5,994)  | (4,180)  |
| OPEX (G&A Salaries and wages, insurance)          | k US\$        | -     | -        | (6,137)  | (6,260)   | (6,385)   | (6,513)   | (6,643)   | (6,776)   | (6,911)   | (7,050)   | (7,191)   | (7,334)   | (7,481)   | (7,631)   | (7,783)   | (7,939)  | (8,098)  |
| Customs duty                                      | k US\$        | -     | -        | (7,271)  | (9,110)   | (28,320)  | (155,644) | (186,404) | (180,211) | (85,347)  | (69,860)  | (51,443)  | (37,212)  | (26,334)  | (19,479)  | (13,360)  | (9,719)  | (6,645)  |
| Export rent tax                                   | k US\$        | -     | -        | (18,337) | (41,633)  | (171,014) | (203,481) | (180,096) | (148,259) | (117,450) | (92,704)  | (70,420)  | (52,796)  | (44,211)  | (32,034)  | (23,391)  | (17,268) | (12,879) |
| Mineral Extraction tax                            | k US\$        | -     | -        | (11,591) | (25,972)  | (103,734) | (135,975) | (103,312) | (67,759)  | (48,291)  | (37,022)  | (24,973)  | (19,002)  | (14,081)  | (8,101)   | (6,235)   | (4,896)  | (3,645)  |
| Asset Tax                                         | k US\$        | -     | (908)    | (3,672)  | (4,061)   | (3,874)   | (3,403)   | (2,583)   | (2,292)   | (2,012)   | (1,800)   | (1,410)   | (1,127)   | (710)     | (424)     | (227)     | (92)     | (31)     |
| Road Tax                                          | k US\$        | -     | -        | (1,598)  | (3,184)   | (11,632)  | (13,827)  | (11,581)  | (9,551)   | (7,590)   | (6,017)   | (4,604)   | (3,483)   | (2,638)   | (1,942)   | (1,445)   | (1,092)  | (838)    |
| Exchange Fees                                     | k US\$        | -     | -        | (2,397)  | (4,775)   | (17,447)  | (20,740)  | (17,371)  | (14,327)  | (11,386)  | (9,025)   | (6,905)   | (5,224)   | (3,957)   | (2,912)   | (2,167)   | (1,637)  | (1,257)  |
| Training Fees & Social / Investment Contribution  | k US\$        | -     | (12,101) | (2,897)  | (1,814)   | (2,028)   | (5,579)   | (6,643)   | (5,766)   | (4,953)   | (4,201)   | (3,555)   | (3,017)   | (2,154)   | (1,848)   | (1,140)   | (948)    | (725)    |
| Social Tax                                        | k US\$        | -     | -        | (7,481)  | (6,901)   | (10,539)  | (11,608)  | (10,825)  | (10,025)  | (9,505)   | (8,869)   | (8,567)   | (8,567)   | (8,567)   | (8,567)   | (8,567)   | (8,567)  | (8,567)  |
| Outsourcing Payment                               | k US\$        | -     | -        | (42,700) | -         | -         | -         | -         | -         | -         | -         | -         | -         | -         | -         | -         | -        | -        |
| Royalty to Markmore                               | k US\$        | -     | -        | (30,218) | (61,629)  | (78,519)  | (84,108)  | (75,285)  | (62,582)  | (51,542)  | (42,875)  | (35,957)  | (30,347)  | (25,920)  | (22,231)  | (18,306)  | (16,973) | (15,233) |
| Agreement - Markmore 40% of Condensate            | k US\$        | -     | -        | (22,436) | (44,172)  | (43,978)  | (43,934)  | (38,618)  | (31,525)  | (25,705)  | (21,168)  | (17,757)  | (15,076)  | (13,010)  | (11,297)  | (9,908)   | (8,744)  | (7,853)  |
| Agreement - Markmore 50% of Gas Net Revenue       | US\$          | -     | -        | (7,784)  | (17,456)  | (34,541)  | (40,174)  | (36,667)  | (31,057)  | (25,837)  | (21,707)  | (18,200)  | (15,271)  | (12,910)  | (10,934)  | (9,398)   | (8,229)  | (7,375)  |
| <b>Ebitda</b>                                     | <b>k US\$</b> | -     | (2,118)  | (5,977)  | (13,649)  | 82,883    | 390,234   | 451,770   | 363,187   | 296,330   | 230,503   | 178,786   | 129,908   | 96,866    | 60,011    | 39,390    | 24,850   | 1,963    |
| <b>Ebitda Margin</b>                              |               | 0%    | 0%       | 0%       | -9%       | 26%       | 34%       | 33%       | 31%       | 31%       | 30%       | 30%       | 28%       | 28%       | 23%       | 20%       | 17%      | 10%      |

Figura B.1: Demonstração de resultados 1

| Description                   | Unit   | 2023 | 2024    | 2025    | 2026     | 2027     | 2028     | 2029     | 2030     | 2031     | 2032     | 2033     | 2034     | 2035     | 2036     | 2037     | 2038     | 2039     |         |
|-------------------------------|--------|------|---------|---------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|---------|
| Ebitda                        | k US\$ | -    | (2,118) | (5,977) | (13,649) | 82,883   | 390,234  | 451,770  | 363,187  | 296,330  | 230,503  | 178,786  | 129,908  | 96,866   | 60,011   | 39,390   | 24,850   | 11,350   | 1,963   |
| Ebitda Margin                 |        | 0%   | 0%      | 0%      | -9%      | 26%      | 34%      | 33%      | 31%      | 31%      | 30%      | 30%      | 28%      | 28%      | 23%      | 20%      | 17%      | 10%      | 2%      |
| Depreciation and Amortization | k US\$ | -    | -       | -       | (6,515)  | (12,061) | (61,870) | (83,506) | (77,750) | (72,499) | (66,880) | (62,843) | (58,772) | (48,984) | (42,747) | (29,387) | (20,186) | (13,891) | (9,498) |
| EBIT                          | k US\$ | -    | (2,118) | (5,977) | (20,164) | 70,823   | 328,364  | 368,263  | 285,438  | 223,831  | 163,624  | 115,943  | 71,136   | 47,881   | 17,264   | 10,003   | 4,664    | (2,541)  | (7,535) |
| Ebit Margin                   |        | 0%   | 0%      | 0%      | -13%     | 22%      | 28%      | 27%      | 25%      | 23%      | 22%      | 19%      | 15%      | 14%      | 7%       | 5%       | 3%       | -2%      | -9%     |
| EBIT as % of Total Expenses   |        | 0%   | -10.0%  | -10.0%  | -11%     | 29%      | 39%      | 36%      | 33%      | 31%      | 27%      | 24%      | 18%      | 16%      | 7%       | 5%       | 3%       | -2%      | -8%     |
| Interest Expenses             | k US\$ | 0    | 0       | 0       | 0        | 0        | 0        | 0        | 0        | 0        | 0        | 0        | 0        | 0        | 0        | 0        | 0        | 0        | 0       |
| EBT                           | k US\$ | -    | (2,118) | (5,977) | (20,164) | 70,823   | 328,364  | 368,263  | 285,438  | 223,831  | 163,624  | 115,943  | 71,136   | 47,881   | 17,264   | 10,003   | 4,664    | (2,541)  | (7,535) |
| EBT Margin                    |        | 0%   | 0%      | 0%      | -13%     | 22%      | 28%      | 27%      | 25%      | 23%      | 22%      | 19%      | 15%      | 14%      | 7%       | 5%       | 3%       | -2%      | -9%     |
| Taxes                         | k US\$ | -    | -       | -       | -        | (15,059) | (85,432) | (91,513) | (66,181) | (49,312) | (34,201) | (23,189) | (14,227) | (9,576)  | (3,453)  | (2,001)  | (933)    | -        | -       |
| Income Taxes                  | k US\$ | -    | -       | -       | -        | (14,165) | (65,673) | (73,653) | (57,088) | (44,766) | (32,725) | (23,189) | (14,227) | (9,576)  | (3,453)  | (2,001)  | (933)    | -        | -       |
| Excess Profit Taxes           | k US\$ | -    | -       | -       | -        | (894)    | (19,759) | (17,860) | (9,093)  | (4,546)  | (1,477)  | -        | -        | -        | -        | -        | -        | -        | -       |
| Net Income                    | k US\$ | -    | (2,118) | (5,977) | (20,164) | 55,764   | 242,932  | 276,751  | 219,257  | 174,518  | 129,422  | 92,755   | 56,909   | 38,305   | 13,811   | 8,002    | 3,731    | (2,541)  | (7,535) |
| Net Margin                    |        | 0%   | 0%      | 0%      | -13%     | 18%      | 21%      | 20%      | 19%      | 18%      | 17%      | 15%      | 12%      | 11%      | 5%       | 4%       | 3%       | -2%      | -9%     |

Figura B.2: Demonstração de resultados 2

| Description                  | Unit   | 2023     | 2024      | 2025     | 2026     | 2027     | 2028     | 2029     | 2030     | 2031     |
|------------------------------|--------|----------|-----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|
| FCFF                         | k US\$ | (27,621) | (115,826) | (89,864) | 2,909    | 293,273  | 354,755  | 286,050  | 231,932  | 174,735  |
| EBIT                         | k US\$ | (2,118)  | (5,977)   | (20,164) | 70,823   | 328,364  | 368,263  | 285,438  | 223,831  | 163,624  |
| Taxes                        | k US\$ | -        | -         | -        | (15,059) | (85,432) | (91,513) | (66,181) | (49,312) | (34,201) |
| (+) Off-Take Cash adjustment | k US\$ | 35,000   | 35,000    | (35,000) | (35,000) | -        | -        | -        | -        | -        |
| (+) Non-Cash Expenses        | k US\$ | -        | -         | 3,119    | 5,317    | 25,181   | 31,154   | 26,108   | 21,516   | 16,996   |
| (+) Depreciation             | k US\$ | -        | -         | 6,515    | 12,061   | 61,870   | 83,506   | 77,750   | 72,499   | 66,880   |
| (-) Capex                    | k US\$ | (60,503) | (144,849) | (44,334) | (35,232) | (36,710) | (36,656) | (37,065) | (36,602) | (38,562) |
| (-) Working Capital          | k US\$ | -        | -         | -        | -        | -        | -        | -        | -        | -        |
| (-) Abandonment Cost         | k US\$ | -        | -         | -        | -        | -        | -        | -        | -        | -        |

| Description                  | Unit   | 2032     | 2033     | 2034     | 2035     | 2036    | 2037   | 2038    | 2039    | 2040      |
|------------------------------|--------|----------|----------|----------|----------|---------|--------|---------|---------|-----------|
| FCFF                         | k US\$ | 130,872  | 85,592   | 74,913   | 40,485   | 41,196  | 26,584 | 13,223  | 3,269   | (176,171) |
| EBIT                         | k US\$ | 115,943  | 71,136   | 47,881   | 17,264   | 10,003  | 4,664  | (2,541) | (7,535) | -         |
| Taxes                        | k US\$ | (23,189) | (14,227) | (9,576)  | (3,453)  | (2,001) | (933)  | -       | -       | -         |
| (+) Off-Take Cash adjustment | k US\$ | -        | -        | -        | -        | -       | -      | -       | -       | -         |
| (+) Non-Cash Expenses        | k US\$ | 13,355   | 10,031   | 7,401    | 5,429    | 3,807   | 2,667  | 1,872   | 1,306   | -         |
| (+) Depreciation             | k US\$ | 62,843   | 58,772   | 48,984   | 42,747   | 29,387  | 20,186 | 13,891  | 9,498   | -         |
| (-) Capex                    | k US\$ | (38,081) | (40,120) | (19,777) | (21,502) | -       | -      | -       | -       | -         |
| (-) Working Capital          | k US\$ | -        | -        | -        | -        | -       | -      | -       | -       | -         |
| (-) Abandonment Cost         | k US\$ | -        | -        | -        | -        | -       | -      | -       | -       | (176,171) |

| Balance Sheet Adjustment | Unit            |
|--------------------------|-----------------|
| Outstanding BS items     | k US\$ (18,907) |
| Invested WC              | k US\$ (2,596)  |

Figura B.3: Resumo da Análise de DCF

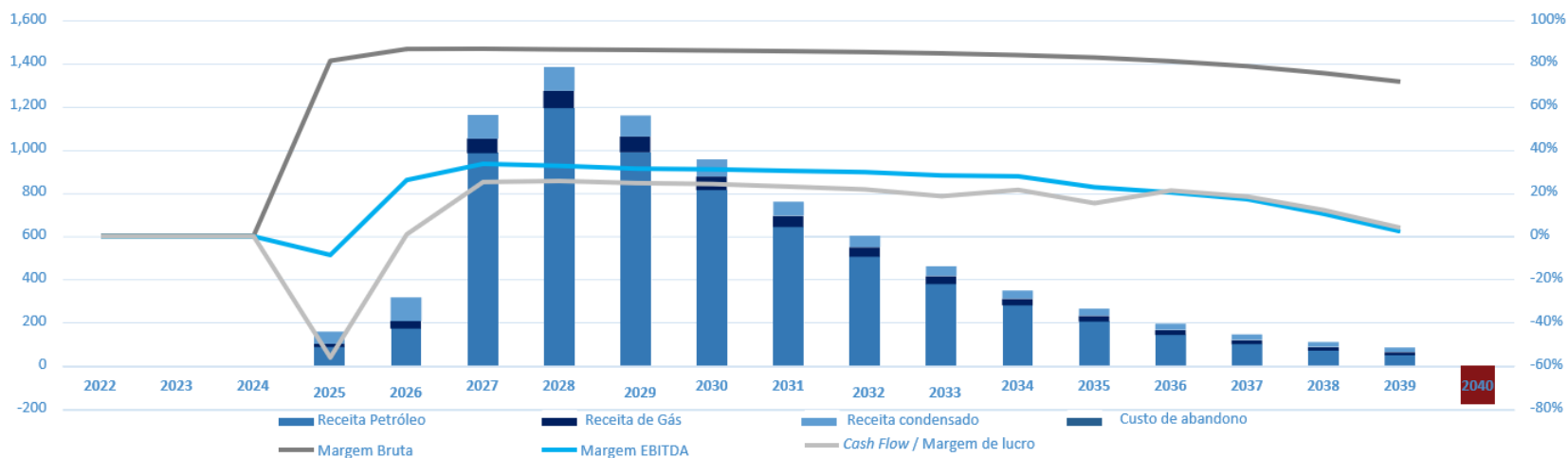


Figura B.4: Receita, margem bruta e margem EBITDA