



**UNIVERSIDADE FEDERAL DE ALAGOAS
CENTRO DE TECNOLOGIA - CTEC
ENGENHARIA DE PETRÓLEO**

EBENEZER AGYEI ABOAGYE

**ANÁLISE DO DESEMPENHO ECONÔMICO DE PROJETO RECUPERAÇÃO
AVANÇADA DE PETRÓLEO COM INJEÇÃO DE CO₂ (EOR-CO₂) ATRAVÉS DE
INDICADORES FINANCEIROS: PANORAMA BRASILEIRO**

MACEIÓ

2022

EBENEZER AGYEI ABOAGYE

**ANÁLISE DO DESEMPENHO ECONÔMICO DE PROJETOS RECUPERAÇÃO
AVANÇADA DE PETRÓLEO COM INJEÇÃO DE CO₂ (EOR- CO₂) ATRAVÉS DE
INDICADORES FINANCEIROS: PANORAMA BRASILEIRO**

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

Orientadora: Profa. Dra. Nayra Vicente S. da
Silva

Coorientadora: Profa. Dra. Débora Cristina A.
de Assis

MACEIÓ

2022

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

Bibliotecária: Helena Cristina Pimentel do Vale – CRB-4/661

A154a Aboagye, Ebenezer Agyei.

Análise do desempenho econômico de projeto recuperação avançada de petróleo com injeção de CO₂ (EOR-CO₂) através de indicadores financeiros: panorama brasileiro / Ebenezer Agyei Aboagye . – 2022.
57 f. : il. color.

Monografia (Trabalho de Conclusão de Curso em Engenharia de Petróleo) – Universidade Federal de Alagoas. Centro de Tecnologia. Maceió, 2022.

Bibliografia: f. 55-57.

1. Engenharia de petróleo. 2. Petróleo - Recuperação de reservatório.
3. Injeção de CO₂. 4. Métodos Miscíveis. 5. Análise econômica. I. Título.

CDU: 665.6

Porque dele e por ele, e para ele, são todas as coisas; glória pois a ele eternamente. Rm 11:36.

AGRADECIMENTOS

Primeiramente, quero dar toda Glória a Deus. Esses anos de faculdade não foram fáceis. Perdendo meu pai, Sr. Edward Adu Aboagye antes de começar o curso foi o maior desafio da minha vida. Minha mãe, Sra. Mawusi Adu Aboagye, minha rainha, que Deus continue te abençoando por todo apoio que me deu e continua me dando.

Agradecer também a esses professores e professores do CTEC e o curso de Engenharia de Petróleo que me abraçaram desde sempre em nome do Prof. Rafael Lima, Profa. Nayra Vicente da S. Silva e a Profa. Débora Cristina A. de Assis. Vocês não sabem quanto eu aprendi com vocês. Sempre levarei seus ensinamentos, espírito de dedicação comigo.

Para encerrar, quero agradecer aos meus irmãos pequenos Yaw Kwardey e Yaw Ankomah por me fazer sempre refletir sobre os sacrifícios que nosso pai fez por mim e como posso retribuir cuidando deles. As minhas irmãs mais velhas, Julie e Aboagyewa, eu digo, obrigado pelo carinho e as suas orações.

Que essa fase seja apenas o início para coisas maiores que estão por vir.

O fator decisivo para vencer o maior obstáculo é, invariavelmente, ultrapassar o obstáculo anterior.

Henry Ford

RESUMO

ABOAGYE, E.A. **Análise do Desempenho Econômico de Projeto Recuperação Avançada de Petróleo com Injeção de CO₂ (EOR-CO₂) através de Indicadores Financeiros: Panorama Brasileiro.** Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação – Engenharia de Petróleo) – Universidade Federal de Alagoas. Maceió, 2022.

A recuperação avançada de hidrocarbonetos (EOR) apresenta-se como das opções associadas a tecnologia de captura e armazenamento de CO₂ (CCS). Nos Projetos EOR/CCS injetam-se CO₂ em campos de petrolíferos maduros/exauridos, afim de melhorar os indicadores produtivos e recuperar os volumes adicionais de óleo, com benefício ambiental pelo armazenamento de CO₂. Contudo, projeto EOR-CO₂ envolve várias etapas (captura até a injeção), incertezas e é uma alternativa onerosa, atrelada a custos, sejam de ordem controlável e/ou não controláveis. Assim, devido a densidade dos investimentos em projetos EOR-CO₂ e de forma a fomentar a tomada de decisão há a necessidade de avaliar técnico-economicamente estes projetos. Nesta perspectiva, esta pesquisa analisou-se diversos parâmetros/métodos de quantificação dos custos financeiros envolvidos em projetos EOR-CO₂, com o objetivo de encontrar um modelo mais completo para a análise de viabilidade econômica, com relação aos indicadores financeiros, e adequado o Brasil. Para a aplicação do modelo econômico utilizou-se os projetos desenvolvidos por Silva *et al.* (2010), que estudou a revitalização de reservatórios maduros/marginais para seis cenários submetidos a injeção de CO₂, considerando os dados produtivos oriundos da simulação numérica. Propôs-se ainda uma análise de sensibilidade de alguns parâmetros e seus impactos no Valor Presente Líquido (VPL) para os cenários de projetos estudados. Os dados de produção de óleo e injeção de CO₂ foram utilizados no fluxo de caixa, sendo este submetido à avaliação de indicadores financeiros, pelo Valor Presente Líquido (VPL), Taxa Interna de Retorno (TIR) e *Payback*, bem como em observância a Taxa Mínima de Atratividade (TMA). Dos seis cenários analisados, o Caso C com 5 poços, 3 *layers* completadas e Fator de Recuperação (FR) de 79,73% teve o maior VPL, apesar de não ter o maior número de poços e FR. O caso E com 6 poços, 2 *layers* completadas e FR de 67,71% mostrou-se com o menor VPL, mesmo não tendo o menor número de poços e FR mais baixa dos cenários. Os resultados mostraram que a avaliação econômica pode resultar em escolhas díspares do cenário de produção com relação aos parâmetros técnicos como FR, número de poços e volume acumulado de óleo. Já mediante a sensibilidade de alguns parâmetros como, preço do barril, taxa mínima de atratividade, custo do crédito de CO₂ e valor da taxa de CO₂ excedente, em resposta ao VPL, observou-se que os dois primeiros apresentaram impacto considerável no VPL. No entanto, a taxa de CO₂ excedente mostrou-se pouco expressivo neste estudo, com valores irrisórios. Quanto ao TMA, este mostrou-se sensível e capaz de reverter a atratividade dos cenários C e F. Destaca-se que o Caso F diferencia do C devido ao FR de 79,82% e tem uma camada a mais completada. Por valores baixos de TMA, o caso F teve VPL superior enquanto para TMA altas, o caso C obteve o melhor VPL. Para o preço do barril provou-se ser muito sensível no VPL. Para todos os cenários avaliados, para preços baixos do barril em torno de \$9, mostraram-se inviáveis com VPLs foram negativos.

Palavras-chave: Análise econômica. Recuperação de Reservatório. Injeção de CO₂. Indicadores Financeiros. Métodos Miscíveis.

ABSTRACT

ABOAGYE, E.A. Analysis of the Economic Performance of an Advanced Oil Recovery Project with CO₂ Injection (EOR-CO₂) through Financial Indicators: Brazilian Overview.

Completion of course work (Graduation – Petroleum Engineering) – Federal University of Alagoas. Maceio, 2022.

Advanced hydrocarbon recovery (EOR) is one of the options associated with CO₂ capture and storage (CCS) technology. In EOR/CCS projects, CO₂ is injected into mature/depleted oil fields in order to improve production indicators and recover additional volumes of oil, with environmental benefit through CO₂ storage. However, the EOR-CO₂ project involves several steps (capture to injection), uncertainties and is an expensive alternative, linked to costs, whether controllable and/or non-controllable. Thus, due to the density of investments in EOR-CO₂ projects and in order to encourage decision-making, there is a need to technically and economically evaluate these projects. In this perspective, this research analyzed several parameters/methods of quantification of the financial costs involved in EOR-CO₂ projects, with the objective of finding a more complete model for the analysis of economic viability, in relation to financial indicators, and suitable for Brazil. For the application of the economic model, the projects developed by Silva *et al.* (2010), who studied the revitalization of mature/marginal reservoirs for six scenarios submitted to CO₂ injection, considering the productive data from the numerical simulation. It was also proposed a sensitivity analysis of some parameters and their impacts on the Net Present Value (NPV) for the project scenarios studied. The oil production and CO₂ injection data were used in the cash flow, which was submitted to the evaluation of financial indicators, being them the Net Present Value (NPV), Internal Rate of Return (IRR) and Payback, as well as in compliance with the Minimum Attractiveness (MAR). Of the six scenarios analyzed, Case C with 5 wells, 3 completed layers and a Recovery Factor (RF) of 79.73% had the highest NPV, despite not having the largest number of wells and RF. Case E with 6 wells, 2 layers completed and RF of 67.71% showed the lowest NPV, even though it did not have the lowest number of wells and the lowest RF of the scenarios. The results showed that the economic evaluation can result in different choices of the production scenario regarding technical parameters such as RF, number of wells and accumulated oil volume. Already through the sensitivity of some parameters such as barrel price, minimum rate of attractiveness, cost of CO₂ credit and value of excess CO₂ taxation, in response to NPV, it was observed that the first two had a considerable impact on NPV. However, the taxation of excess CO₂ was not very expressive in this study, with negligible values. As for the MAR, it proved to be sensitive and capable of reversing the attractiveness of scenarios C and F. It is noteworthy that Case F differs from Case C due to the RF of 79.82% and has an extra layer completed. For low MAR values, case F had a higher NPV while for high MARs, case C had the best NPV. For the price of a barrel, it proved to be very sensitive in NPV. For all scenarios evaluated, for low prices of a barrel around \$9, they proved to be unprofitable with NPVs were negative.

Keywords: Economic analysis. Reservoir Recovery. Injection of CO₂. Financial indicators. Miscible Methods.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1- Diagrama esquemático de um possível sistema CCS.	15
Figura 2- Métodos de armazenamento de CO ₂ em formações geológicas subterrâneas profundas.	16
Figura 3- Projetos de CSS (armazenamento e/ou captura no mundo).....	19
Figura 4- Esquema de WAG(EOR-CO ₂).....	24
Figura 5- Fluxogramas das etapas realizadas para o desenvolvimento da pesquisa.	11
Figura 6- Diagrama do modelo integrado EOR- CO ₂	32
Figura 7- Seis cenários de estudo.	38
Figura 8- Gráfico de número de poços x VPL.....	41
Figura 9- Gráfico comparativo VPL X TIR X FR.....	42
Figura 10- Curvas de <i>Payback</i> X Ano.....	43
Figura 11- Curvas de análise de sensibilidade do VPL em relação ao valor do barril de petróleo variando de \$9,00 a \$90,00 para o cenário D, (Caso base).	45
Figura 12- Gráfico de Preço do Barril X VPL.....	46
Figura 13- Gráfico de TMA (<i>Selic</i> e Inflação) X VPL.....	47
Figura 14- O gráfico apresenta a relação do valor do crédito de carbono e o VPL para o Caso D.	48
Figura 15- O gráfico apresenta a relação do valor do crédito de carbono e o VPL para os seis cenários analisados.	49
Figura 16- Gráfico do custo do excedente do carbono com relação ao VPL para o Caso D. ..	50
Figura 17- Representação gráfica do custo do excedente do carbono com relação ao VPL para os cenários analisados.....	50
Figura 18-Distribuição de Renda dos Casos D, E e C.....	51

LISTA DE TABELAS

Tabela 1-Projetos de CSS no Brasil.	21
Tabela 2- Projetos de EOR – CO ₂ que já ocorreram no Brasil.....	21
Tabela 3- Demonstração do fluxo de caixa.	26
Tabela 4a-Nomenclatura das fórmulas.	34
Tabela 4b-Nomenclatura das fórmulas.....	35
Tabela 5-Planilha do modelo econômico, incluindo os principais parâmetros.	35
Tabela 6-Parâmetros fiscais e econômicas.	36
Tabela 7-Parâmetros fiscais e econômicos	36
Tabela 8-Casos analisados e suas respectivas características de n° poços e layer de completação.	38
Tabela 9-Número de poços, produção acumulada e Fator de recuperação para os seis cenários analisados.....	39
Tabela 10-Tabela comparativa de VPL X TIR X FR.	42

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

CO ₂	Dióxido de Carbono
EOR	Enhanced Oil Recovery
CCS	Carbon Capture and Storage
VOIP	Volume of Oil in place
CAPEX	Capital Expenditure
OPEX	Operational Expenditure
VPL	Valor Presente Líquido
TMA	Taxa Mínima de Atratividade
TIR	Taxa Interna de Retorno

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO	12
1.1 OBJETIVOS	13
1.1.1 Objetivo Geral	13
1.1.2 Objetivo Específico.....	13
2 REVISÃO DE LITERATURA.....	15
2.1 CAPTURA E ARMAZENAMENTO DE CO ₂ – CCS	15
2.1.1 CCS: Tecnologia Sustentável para Reduzir Emissões Atmosféricas de CO ₂	17
2.1.2 Armazenamento Geológico como Medida Mitigadora.....	18
2.1.3 Projetos de CSS no Brasil e no Mundo	19
2.2 RECUPERAÇÃO AVANÇADA DE PETRÓLEO	22
2.2.1 Métodos Miscíveis e Imiscíveis.....	22
2.2.2 Tipos de Injeção de CO ₂	23
2.3 AVALIAÇÃO ECONOMICA DE PROJETOS	24
2.4 INDICADORES DE VIABILIDADE FINANCEIRA	25
2.4.1 Valor Presente Líquido.....	26
2.4.2 Taxa Interna de Retorno	27
2.4.3 Taxa Mínima de Atratividade	27
2.4.4 Payback.....	27
3 METODOLOGIA.....	29
3.1 EQUAÇÕES MATEMÁTICAS E PARÂMETROS ECONÔMICOS.....	33
3.1.1 Valor Presente Líquido.....	33
3.1.2 Taxa Interna de Retorno	34
3.1.3 Parâmetros Econômico-financeiros	34
3.2 MODELO DE RESERVATÓRIO	37
4 RESULTADOS E DISCUSSÕES	40
4.1 NÚMERO DE POÇOS X VPL	40
4.2 COMPARATIVO VPL X TIR X FR	41
4.3 PAYBACK	43
4.4 ANÁLISES DE SENSIBILIDADE	44
4.4.1 Preço do Barril	44
4.4.2 Taxa Mínima de Atratividade (TMA)	46
4.4.3 Crédito de CO ₂	48
4.4.4 Taxação de CO ₂ Excedente.....	49
4.5 DISTRIBUIÇÃO DE RENDA	51
5 CONCLUSÃO.....	52
6 SUGESTÕES DE TRABALHOS FUTUROS.....	54
7 REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	55

1 INTRODUÇÃO

Com os combustíveis fósseis sendo quase 80% da matriz energética existe necessidade de aumentar, cada vez mais, a produção dos hidrocarbonetos através da revitalização de campos maduros (IEA,2021) para suprir uma demanda fruto pós-industrialização, caracterizado por um consumo crescente.

Em função deste cenário tem aumentado as emissões antrópicas de gases de efeito estufa (GEE), em especial o dióxido de carbono/CO₂ (75% GEE) (IEA, 2021). Assim, um dos maiores desafios hoje é satisfazer a demanda global em termos de energia e, ao mesmo tempo, reduzir a concentração de CO₂ na atmosfera (AZZOLINA *et al.*, 2015).

Nesta conjuntura, destaca-se a tecnologia emergente e sustentável chamada captura e armazenamento geológico de CO₂ (CCS). A CCS é considerada uma das únicas estratégias capazes de reduzir emissões em larga escala que tem o propósito de complementar e, finalmente substituir o CO₂ de fontes naturais e antropogênicas (AMPOMAH *et al.*, 2017; GODEC *et al.*, 2013; IPCC, 2005).

Dentre as opções de armazenamento geológico destaca-se a recuperação avançada de hidrocarboneto utilizando o CO₂. (EOR-CO₂). EOR-CO₂ associado a CCS envolve a injeção de CO₂ em campos petrolíferos parcialmente esgotados para forçar a recuperação de volumes adicionais de óleo, com o CO₂ sendo residualmente retido e armazenado permanentemente. Um projeto de EOR-CO₂ bem-sucedido pode adicionar outros 5% a 15% de volume de óleo *in place* (VOIP) à recuperação final, o que torna o uso do CO₂ economicamente atraente (NETL, 2010).

Contudo, analisando na perspectiva econômica deste teor de projeto, destaca-se que o custo capital de captura de CO₂ industrial é muito mais caro que o preço do CO₂ natural, sendo assim o principal obstáculo econômico ao desenvolvimento de projetos de CCS com EOR. Apesar de ser uma técnica ambientalmente atraente, um projeto EOR-CO₂ de grande escala é oneroso por envolver muitas variáveis que precisam ser analisadas, do ponto de vista técnico e econômico, para tornar o projeto viável e, ainda sustentável.

Ademais, o alto nível de incerteza nas variáveis presentes nos projetos de exploração/exploração/extração em campos petrolíferos demonstra a importância do uso de métodos de análise/avaliação que ajudem a determinar as maiores incertezas e quais variáveis têm o maior impacto nos resultados econômicos dos projetos. Assim justifica-se a necessidade da avaliação econômica de projetos EOR-CO₂, que devem considerar os fatores controláveis e incontrolláveis atrelados aos custos iniciais e os custos para manter os projetos em execução.

Dessa forma, os modelos de avaliação econômica têm se mostrado como métodos capazes de avaliar com precisão o desempenho econômico, considerando a complexidade dos projetos EOR-CO₂ (Welkenhuysen *et al.*, 2015). Contudo, dada a vasta gama de variáveis, é necessário definir um modelo econômico abrangente considerando variáveis que envolvam os custos financeiros de um projeto CCS/EOR-CO₂. Permita considerar parâmetros e metodologias variadas desde a captura até a injeção de CO₂ nos poços de petróleo.

Segundo este cenário de gastos muito elevados somados às incertezas, os indicadores de viabilidade financeira têm sido utilizados para subsidiar as tomadas de decisões de investimento em novos projetos ou ampliação dos já existentes, e mostram a sustentabilidade e rentabilidade das atividades ao longo do tempo (BORDEAUX-RÊGO *et al.*, 2006). As principais métricas utilizadas para analisar a viabilidade financeira de mercado dos projetos da indústria do petróleo permeiam sobre o Valor Presente Líquido (VPL), Taxa Interna de Retorno (TIR), Taxa Mínima de Atração (TMA) e *Payback*.

Neste contexto, este trabalho tem por finalidade analisar a viabilidade financeira de 6 cenários de projetos EOR-CO₂, através de um modelo econômico, que considera a quantificação dos custos, e dos indicadores financeiros, admitindo o panorama brasileiro. Além de, avaliar o impacto de parâmetros econômicas no Valor Presente Líquido (VPL).

1.1 OBJETIVOS

1.1.1 *Objetivo Geral*

Analisar a viabilidade financeira de projetos EOR- CO₂ com a quantificação dos seus custos e dos indicadores financeiros envolvidos nos modelos econômicos, considerando o panorama Brasil, além de avaliar o impacto de parâmetros econômicas no Valor Presente Líquido (VPL).

1.1.2 *Objetivo Específico*

- Pesquisar e definir equações, variáveis, modelo de avaliação econômica que representem os custos financeiros e viabilizem a análise econômica em projetos EOR-CO₂;
- Determinar os valores reais dos parâmetros necessários para os cálculos dos indicadores econômicos no Brasil;

- Analisar a viabilidade financeira de múltiplos cenários de projetos EOR-CO₂ estudado por Silva *et al.* (2010) através do modelo proposto;
- Realizar análise de sensibilidade dos parâmetros utilizados no modelo de viabilidade econômica do projeto EOR-CO₂ proposto (Silva *et al.*, 2010).

2 REVISÃO DE LITERATURA

Nesta seção serão discutidos os principais temas relacionados à pesquisa, tais como: i) captura e armazenamento geológico de CO₂; ii) recuperação avançada de CO₂; iii) avaliação econômica de projetos EOR-CO₂; iv) modelos econômicos associados a projetos EOR-CO₂; v) indicadores de viabilidade econômica.

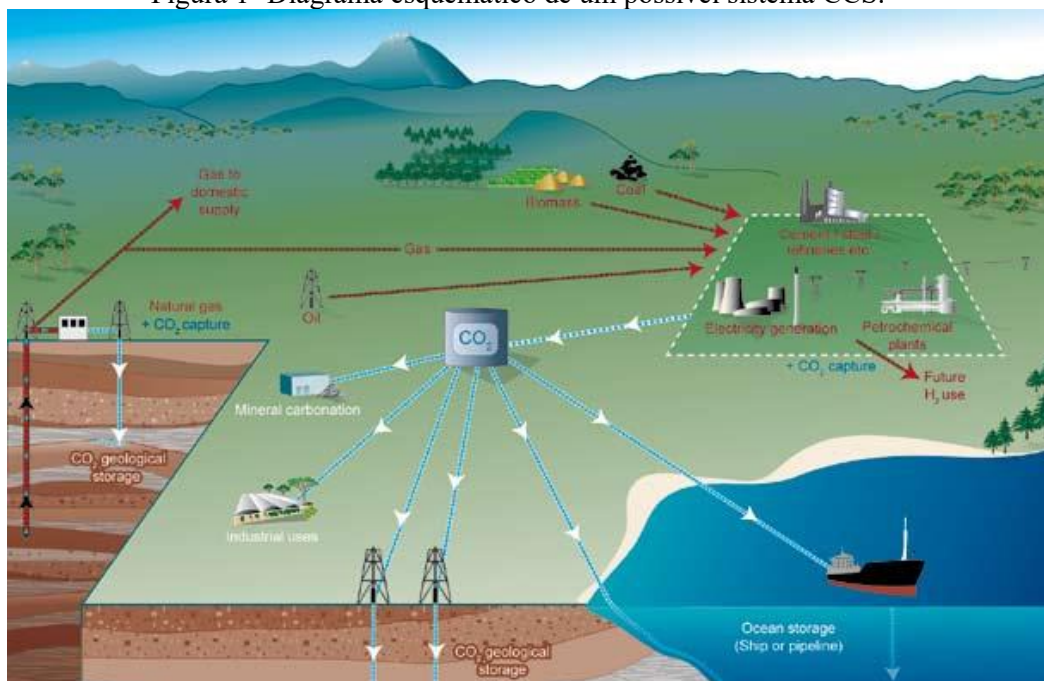
2.1 CAPTURA E ARMAZENAMENTO DE CO₂ – CCS

A captura e armazenamento de dióxido de carbono (CO₂) é um processo que envolve a separação de CO₂ de fontes industriais e relacionadas à energia, transporte para locais de armazenamento e isolamento a longo prazo da atmosfera. Este relatório considera a CCS como uma opção em um portfólio de ações de mitigação para estabilizar as concentrações atmosféricas de GEE (IPCC, 2005).

Esta tecnologia CCS consiste em três processos diferentes:

i) Captura: isolar o CO₂ produzido pela geração de energia e processos industriais (incluindo, por exemplo, produção de hidrogênio, separação de CO₂ do gás natural produzido e combustão de combustível para geração de calor) antes de ser emitido para a atmosfera como mostrado na Figura 1.

Figura 1- Diagrama esquemático de um possível sistema CCS.

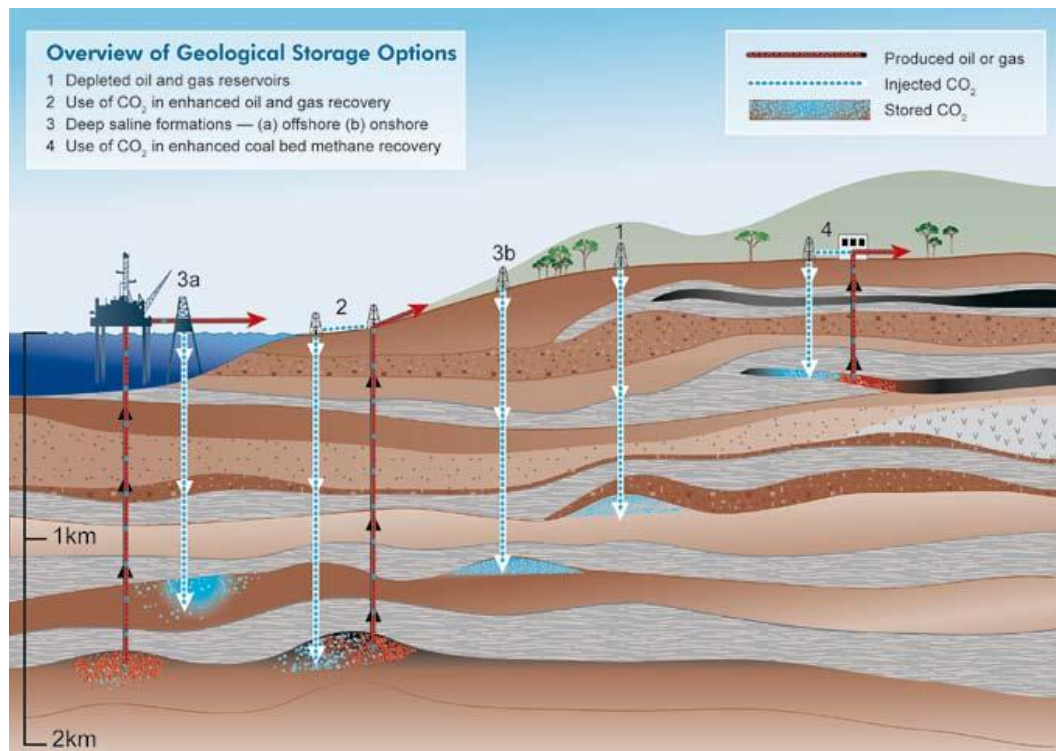


Fonte: CO2CRC, 2005.

ii) Transporte: movimentação do CO₂ capturado por gasoduto ou potencialmente por navio para um local de armazenamento seguro como mostrado na Figura 3;

iii) Injeção/ Armazenamento de CO₂: injeção de CO₂ em formações geológicas profundas cuidadosamente selecionadas e gerenciadas, algumas das quais anteriormente continham hidrocarbonetos por milhões de anos como mostrado na Figura 2. Existem várias opções de armazenamento geológico e EOR-CO₂ junto ao CSS é o foco principal do tema.

Figura 2- Métodos de armazenamento de CO₂ em formações geológicas subterrâneas profundas.



Fonte: CO2CRC, 2005.

Neste contexto, a captura e reinjeção de CO₂ em reservatórios de petróleo para aumentar a pressão e recuperar mais hidrocarbonetos (EOR - Recuperação Aprimorada de Petróleo) tem sido feita com segurança há mais de 40 anos. Destacadamente, a injeção CO₂ usada, para produção de petróleo e armazenamento de gás, já são comprovadas por décadas de experiência na recuperação da produção de petróleo em campos maduros, estendendo significativamente suas vidas produtivas (IEA, 2018).

Segundo Jiang *et al.* (2019), a tecnologia CCS com fins de recuperação de reservatórios envolve alto custo devido a captura de CO₂ industrial ser superior ao preço do CO₂ natural, que é o principal obstáculo econômico para o desenvolvimento de projetos CCS/EOR-CO₂. No entanto, apresenta benefícios ambientais pois pode reduzir o efeito estufa do meio ambiente,

pela diminuição da emissão para a atmosfera. Lembrando que, segundo IPCC (2005), o CO₂ é reconhecido como um dos que mais contribuem para o crescente aumento das temperaturas globais, provocando mudanças climáticas drásticas e impactando, conseqüentemente, a qualidade de vida da população.

Neste contexto, a CCS representa uma tecnologia sustentável, pois permite colaborar com a indústria petrolífera, atender a demanda energética mundial e mitigar essa situação desafiadora ambiental atrelada a emissão do gás carbônico para a atmosfera.

2.1.1 CCS: Tecnologia Sustentável para Reduzir Emissões Atmosféricas de CO₂

A constante dependência de combustíveis fósseis como fonte de energia leva à necessidade de formular políticas energéticas de baixo carbono e, portanto, à necessidade de desenvolver novas tecnologias também conhecidas como de baixo carbono (TAPIA *et al.*, 2018).

Em 2016, as emissões de CO₂ atingiram cerca de 32,3 Gt, a maior parte proveniente da queima de combustíveis fósseis (IEA, 2016). Em 2017, o valor anual das emissões antropogênicas de CO₂ foi de 36,8 Gt (LECLAIRE; HELDEBRANT, 2018). De acordo com o cenário econômico, essas emissões continuarão a aumentar nos próximos anos. A Agência Internacional de Energia (IEA) prevê que até 2050, as emissões de CO₂ aumentaram dos atuais 29 Gt de CO₂ por ano para aproximadamente 62 Gt de CO₂ por ano (IEA, 2008).

Um grande número de análises e previsões do sistema global de energia têm enfatizado a importância da tecnologia CCS nas estratégias de redução de gases de efeito estufa (IEA 2010, 2009; ZENGHELIS, 2006). Com a transição para uma economia energética global de baixo carbono, o CCS e suas tecnologias podem desempenhar um papel importante ao se considerar a gestão de carbono (JÄGEMANN *et al.*, 2013).

Assim, a inserção de CO₂ para captura é uma estratégia que permite reduzir os custos incorridos na instalação de infraestrutura de CCS, ou seja, captura, transporte e armazenamento. Além de gerar receita ao mesmo tempo em que permite o uso de combustíveis fósseis como fonte de energia (TAIPA *et al.*, 2018).

2.1.2 Armazenamento Geológico como Medida Mitigadora

O armazenamento geológico refere-se a qualquer método que faz com que o dióxido de carbono permaneça no subsolo. Pode ser implementado por meio de várias estratégias, incluindo a injeção de CO₂ no solo. Seu único propósito é o armazenamento ou seu uso como fluido ou solvente para a produção industrial, como o uso de CO₂ como método EOR para reservatórios de petróleo e gás (ZHANG; HUISING, 2017).

O armazenamento geológico do CO₂ é realizado por meio de uma combinação de mecanismos de retenção física e química para garantir que o CO₂ injetado permaneça na rocha reservatório e seja eficaz em diferentes períodos e escalas de tempo (IPCC, 2005). Quando o CO₂ é capturado como um gás livre ou fluido supercrítico, ocorre a captura física. Segundo Bachu *et al.* (2007), existem dois tipos de armadilhas físicas: armadilhas estratigráficas e estruturais, ou cavidades artificiais que fornecem aprisionamento estático e retêm gás residual no espaço dos poros.

Ainda de acordo com Bachu *et al.* (2007), quando o CO₂ é dissolvido no fluido subterrâneo (solubilidade e captura de íons), este pode reagir quimicamente com a matriz da rocha (captura de minerais) ou adsorver em minerais de superfície (captura por adsorção), desta forma a captura ocorre.

No entanto, para que ocorra o armazenamento geológico existem alguns pré-requisitos que devem ser atendidos quanto às condições do local para este fim. Projetos de armazenamento geológico para fins de recuperação de petróleo (hidrocarbonetos) que envolvem injeção de CO₂ devem atender alguns critérios para garantias de efetividade, aplicabilidade e reduzir os riscos ambientais proveniente aos vazamentos, segundo abordagens (COSTA, 2012; PARAGUASSÚ, 2012; IPCC, 2003).

Os locais de armazenamento de CO₂ em potencial precisam atender aos seguintes requisitos:

i) Porosidade e espessura suficientes, se referem à capacidade de armazenamento; e a permeabilidade, que está relacionada à injetabilidade. Portanto, um local com potencial de armazenamento deve ter volume de poro suficiente para armazenar todo o CO₂ injetado e as características de formação devem permitir a injeção perto do poço (ZHANG; HUISING, 2017);

ii) O local potencial deve ter uma boa rocha selante para garantir selagem do fluido injetado (ZHANG; HUISING, 2017);

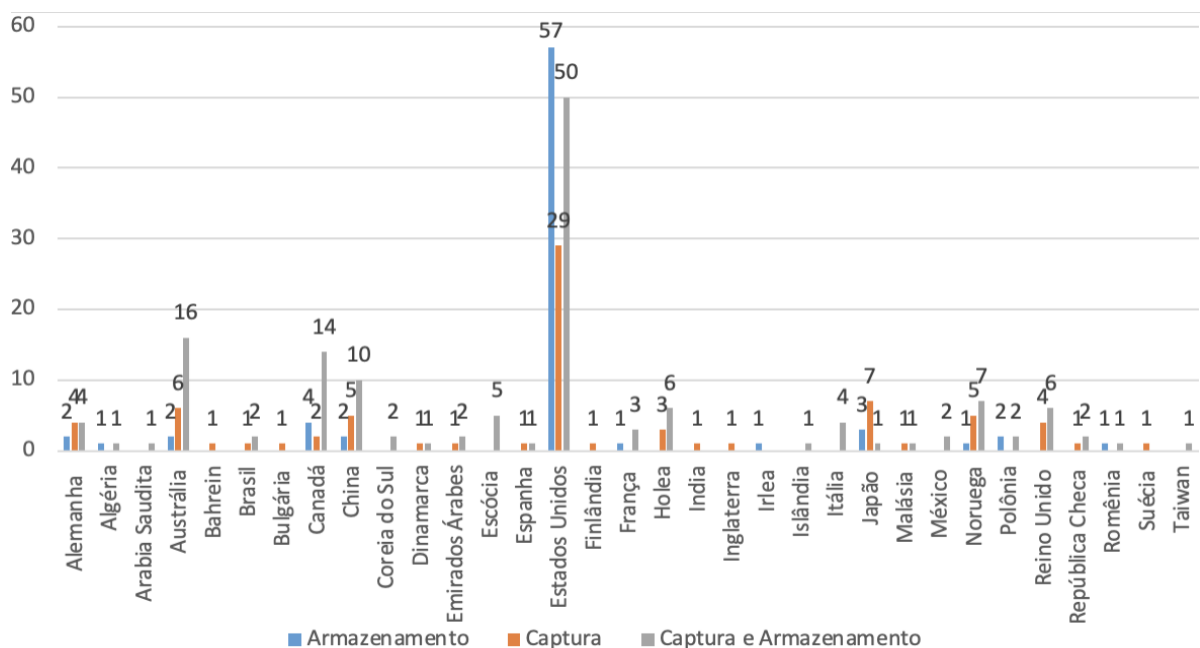
iii) Ambiente geologicamente estável, de modo a não danificar a integridade do local quando o CO₂ é injetado (ZHANG; HUISING, 2017; BACHU *et al.*, 2007);

iv) E o limite de profundidade mínima do reservatório potencial, porque isso garante que o CO₂ está em um estado supercrítico com alta densidade, baixa viscosidade e boa fluidez, minimizando assim o volume de armazenamento e permitindo que o gás injetado passe facilmente através dos poros ou fissuras na rocha (LI *et al.*, 2014b; WARWICK *et al.*, 2013; COOPER, 2009).

2.1.3 Projetos de CSS no Brasil e no Mundo

Existem vários projetos CCS em diferentes estágios, bem como projetos EOR em diferentes locais ao redor do mundo. A Figura 3 abaixo mostra projetos de CCS (armazenamento e /ou captura) distribuídos em todo o mundo.

Figura 3- Projetos de CSS (armazenamento e/ou captura no mundo).



Fonte: NETL, 2021.

De acordo com as informações acima, quanto aos projetos de CCS e EOR-CO₂ no mundo, destaca-se os Estados Unidos que é o país mais expressivo com este tipo de projeto. Ademais, notou-se que o Brasil está muito atrás de outros países, como próprio Estados Unidos, além do Canadá, Austrália, China, entre outros. Esses países ocupam uma posição de liderança em CCS, bem como tecnologia e pesquisas relacionadas a esta tecnologia.

Esse fato só reforça a necessidade de considerar o Brasil e seu potencial de implementação de projetos de baixo carbono (como CCS e suas tecnologias) para que possa ter um papel na redução das emissões de gases de efeito estufa que afetam o clima global.

De acordo com a Tabela 1, observa-se que no Brasil, projetos envolvendo CCS estão no Campo de Lula (Pré-sal), o projeto Miranga em Pojuca, Bahia, e o projeto da planta de produção de metanol no Rio de Janeiro.

O projeto do campo de Lula inclui a reinjeção de CO₂ de uma plataforma offshore de extração de gás natural, lançada em 2013 pela PETROBRAS. O CO₂ provém de reservatórios naturais localizados no campo de petróleo Lula, que será capturado durante a extração do gás natural e reinjetado para aumentar a extração de gás natural (NETL CCS DATABASE, 2021).

O projeto Miranga, também implementado pela PETROBRAS, visa testar três diferentes opções de armazenamento na cidade de Pojuca, no Recôncavo Baiano: EOR, reservatórios de gás exauridos e aquíferos salinos. Trata-se de um projeto piloto e de pesquisa que visa desenvolver tecnologias que possam ser utilizadas no pré-sal no futuro para reduzir as emissões da Bacia de Santos (NETL CCS DATABASE, 2021).

Em complementação as informações anteriores da Tabela 1, a Tabela 2 destaca os campos atuais no Brasil e os tipos de projetos EOR-CO₂ existentes. No campo de petróleo de Buracica o projeto é do tipo imiscível, e os projetos de EOR-CO₂ nos campos de Miranga e Lula são miscíveis, e todos os três projetos são gerenciados pela PETROBRAS.

Apesar de todos serem projetos EOR-CO₂, mas cabe escolha dependendo das características do reservatório, condições logísticas e operacionais. Dessa forma, destaca o campo de Lula, cuja decisão do método foi baseada na abundância dos fluidos presentes (água e gás) e considerando as características do óleo e do reservatório, permitindo assim o deslocamento miscível.

Tabela 1-Projetos de CSS no Brasil.

PROJETO	EMPRESA	NOME DA PLANTA	CAPTURA E ARMAZENAMENTO / CAPTURA	STATUS/ GERAL	STATUS/ PLANTA	FASE DO PROJETO	ESTADO	LOCALIZAÇÃO
Projeto de CCS/ Campo de Petróleo Offshore de Lula	Petrobras	Reinjeção de CO ₂ do campo de Lula	Captura e Armazenamento	Ativo	Existente -	Injeção em andamento	-	Campo de Lula
Petrobras/ Miranga/ Injeção de CO₂	Petrobras	Natural CO ₂	Captura e Armazenamento	Ativo	-	Injeção em andamento	Bahia	Pojuca
QPC Química Planta de Produção De Metanol	QPC Química	QPC Química Planta de Produção de Metanol	Captura	Ativo	Existente	Planta em operação	-	Norte do Rio de Janeiro

Fonte: Baseada nos dados do NETL CCS, 2021.

Tabela 2- Projetos de EOR – CO₂ que já ocorreram no Brasil.

CAMPO	CLASSE DE EOR	TIPO DE EOR	EMPRESA
Buracica	CO ₂	Imiscível	Petrobras
Miranga	CO ₂	Miscível	Petrobras
Campo de Lula/Sapinhola	CO ₂	Miscível	Petrobras

Fonte: Baseada nos dados do NETL CCS, 2021.

2.2 RECUPERAÇÃO AVANÇADA DE PETRÓLEO

Nesta seção, apresentaremos a tecnologia CCS relacionada à recuperação avançada de petróleo, enfatizando a particularidade da injeção de CO₂ como um método miscível para recuperação avançada de hidrocarbonetos.

O EOR-CO₂ é um método de recuperação avançada de hidrocarbonetos utilizado após as etapas de produção primária e secundária ou ainda interferindo nas condições do reservatório, na relação fluido-fluido e/ou fluido-rocha, afim de elevar os níveis recuperação. Segundo Azzolina *et al.* (2016), este método é baseado no processo de injeção de dióxido de carbono no reservatório, no qual é misturado ao petróleo para reduzir a sua viscosidade. Vale destacar, que o uso deste método não é unicamente temporal. Nesse processo, apenas cerca de 50% do CO₂ injetado é produzido junto com o óleo, separado e reinjetado, mas cerca de 95% do CO₂ fornecido ao campo de petróleo é comprado e ainda fica preso na formação geológica (AZZOLINA *et al.*, 2015; MELZER, 2012; NETL, 2010a).

2.2.1 Métodos Miscíveis e Imiscíveis

Uma mistura miscível é uma mistura composta de dois fluidos que quando em contato não se misturam, pois uma interface que experimenta tensão interfacial é criada entre eles. Essas tensões físico-químicas também desempenham um papel na relação entre rocha e fluido e podem ser mais ou menos intensas, dependendo das propriedades do fluido e da rocha. Se o fluido injetado e o óleo são miscíveis, ou seja, se misturam, não há interface nem tensão interfacial (Thomas, 2004 *apud* GOMES, 2019).

Em destaque a recuperação miscível de reservatórios de óleo a mistura ou miscibilidade entre os fluidos pode ser alcançada substituindo o CO₂ por uma pressão superior a uma determinada pressão mínima, que é definida como a pressão mínima miscível (PMM) de CO₂ (YELLIG; METCALFE, 1980).

O método miscível EOR- CO₂ é considerado um método avançado de recuperação de hidrocarbonetos com uma taxa de recuperação de cerca de 40% a 45%. Ele tem as vantagens de alta eficiência de varredura, menor viscosidade do petróleo bruto, menor força capilar e boa fluidez do petróleo bruto em relação ao CO₂ (ZHOU; YANG, 2017; TRAN *et al.*, 2017; KANG *et al.*, 2013; DRYER; ALI, 1989).

O método de injeção miscível de CO₂ possui mecânica de produção semelhante à recuperação secundária de óleo como a injeção de gás, sendo um processo mais mecânico, visto

que o banco de gás empurra o óleo, e com taxa de recuperação em torno de 20 a 35% do óleo residual no reservatório (BRESSAN, 2008).

No Caso da injeção de CO₂ imiscível, atua diferente de miscível porque a recuperação do óleo pode aumentar devido à baixa tensão interfacial gerada entre o óleo e o gás injetado, o que ajuda a reduzir o impacto negativo das forças capilares (AL-BAYATI *et al.*, 2019).

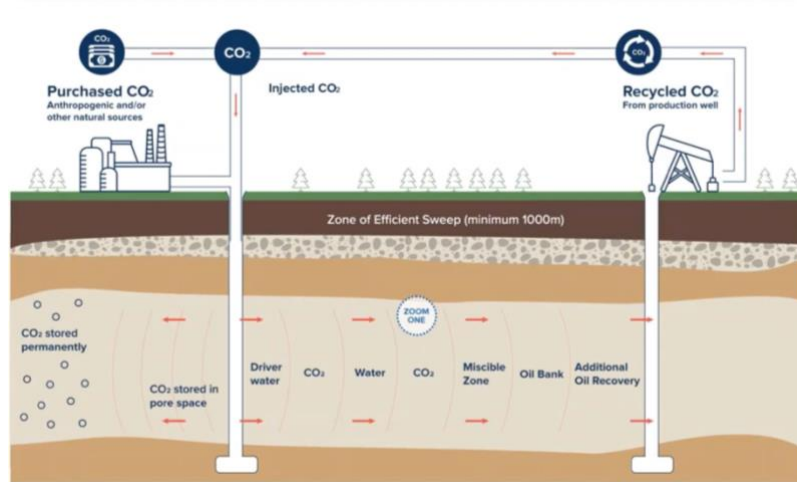
Os projetos EOR- CO₂, que serão estudados quanto a viabilidade econômica, admitiu-se uma mistura miscível.

2.2.2 Tipos de Injeção de CO₂

Com fins de recuperação de reservatórios depletados/maduros pode-se aplicar diferentes projetos com CO₂, cuja injeção pode ser combinada com outros fluidos. Autores como Mungan (1991) e Teletzke *et al.* (2015) demonstraram os diferentes tipos de injeção de CO₂ e uso para recuperação de óleo que foram aplicados na área estudada:

- i) Estimulação com CO₂: O método envolve primeiro injetar um certo volume de CO₂ no reservatório e, em seguida, desligar os poços de injeção e produção por alguns dias. Como não há produção, a injeção faz com que a pressão do reservatório aumente e, em seguida, o CO₂ torna-se miscível com o óleo do reservatório. Mudando sua natureza, após um período de tempo, o poço de produção é reaberto com a ajuda de um bombeio mecânico para promover a produção;
- ii) Injeção contínua de CO₂: O método envolve a injeção contínua de CO₂ no reservatório por meio de um poço de injeção e produção simultânea no poço de produção;
- iii) SWAG (Injeção simultânea de CO₂ e água): O método envolve a injeção de água e gás sob pressão para dispersar o gás que flui na água ao mesmo tempo;
- iv) WAG (Injeção alternativa de água e CO₂): O método envolve a injeção alternada de pequenas quantidades de água e pacotes de CO₂.

A Figura 4 mostra que parte do CO₂ não produzido é armazenado nos poros enquanto o produzido com o óleo é separado do gás natural na plataforma e reinjetado no reservatório da forma alternada com água (tecnologia de injeção alternada de água e gás – *Water Alternating Gas* - WAG), ajudando a manter a pressão interna e melhorando a recuperação de petróleo (PETROBRÁS, 2022).

Figura 4- Esquema de WAG(EOR- CO_2).

Fonte: *Global CCS Institute*, 2020.

Vale destacar, apesar que este trabalho não realizou a simulação numérica com fins de análise do desempenho em incremento a produção, mas o método de recuperação avançada envolvendo injeção de CO_2 utilizado foi do tipo WAG.

2.3 AVALIAÇÃO ECONOMICA DE PROJETOS

O alto grau de incerteza das variáveis em projetos de desenvolvimento de campos petrolíferos justifica a importância do uso de metodologias de análise de projetos. Estas auxiliem a identificar onde estão as maiores incertezas e quais variáveis afetam desempenho econômico de um projeto. Deve-se então identificar e quantificar o impacto dessas incertezas nas decisões a serem tomadas, bem como avaliar o risco envolvido nos projetos sob pena de serem gerados resultados econômicos indesejáveis ou não atraídos para as companhias petrolíferas.

No Caso de projetos de exploração e produção de petróleo, as decisões de investimentos são afetadas pelos componentes técnico e econômico da incerteza. As incertezas técnicas são intrínsecas ao projeto e não possuem correlações com os movimentos gerais do mercado. Incertezas de caráter econômico estão, por sua vez, correlacionadas aos movimentos gerais da economia, ou seja, ao mercado financeiro.

Segundo Ferraz *et al.* (2007), a análise de projetos na área de exploração e produção de petróleo (E & P) é baseada no desempenho econômico esperado das jazidas a serem exploradas. E os fatores determinantes neste tipo de pesquisa podem ser divididos em duas categorias, controláveis e incontroláveis.

As reservas provadas podem ser consideradas um fator controlável e devem ser determinadas por meio da análise prospectiva do depósito. Ela estimará a quantidade de óleo que pode ser usada economicamente ao longo da vida de um campo de petróleo. Outro fator controlável é o investimento a ser utilizado em projetos de exploração e produção (CAPEX/ *Capital Expenditure*), além dos custos estimados de produção e operação (OPEX / *Operational Expenditure*).

Os custos mencionados acima são os operacionais e de capital, bem como outros fatores, como perfil de produção do reservatório, preços, créditos de carbono, depreciação, premissas fiscais, etc. Outros determinantes importantes no projeto EOR-CO₂ incluem o custo de aquisição de CO₂, compressão, transporte, reciclagem e processamento de outros fluidos.

O preço do barril de petróleo, aumento de consumo mundial, inflação e as questões geopolíticas são consideradas fatores incontroláveis. Esses fatores apresentam-se como desafios para o projeto, porém com uma boa análise os efeitos adversos no projeto podem ser minimizados.

Dessa forma, a fim de estudar a viabilidade econômica do projeto EOR-CO₂, a seguir discutiremos os métodos que têm sido aplicados em relação a modelos econômicos e descreveremos como realizar o fluxo de caixa com os custos financeiros envolvidos.

Existem muitos modelos econômicos que buscam avaliar economicamente os projetos EOR/CO₂, considerando inúmeras variáveis para quantificar estes custos (capitais e operacionais e manutenção), que variam conforme a delimitação da proposta e características do projeto. Esses modelos podem ser de abordagens puramente econômica, econômico-ambiental e técnica-econômica/ ambiental. Dentre os modelos estudados, podemos destacar o de Jiang *et al.* (2019), Rochedo *et al.* (2016), Wei *et al.* (2015), McCoy ST. (2009), entre outros. Estes modelos econômicos propõe os métodos de quantificação de parâmetros como custos de construção de dutos, custo de operação e manutenção, custo capital de superfície, custo de perfuração e completação, entre outros.

2.4 INDICADORES DE VIABILIDADE FINANCEIRA

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

Esses indicadores, principalmente o valor presente líquido, além do modelo econômico do projeto EOR-CO₂, também são utilizados como ferramenta de observação da previsão econômica do projeto por meio da avaliação do fluxo de caixa direcionado. Os indicadores de viabilidade financeira na indústria de petróleo são muito importantes porque projetos nessa área demandam valores altíssimos além das incertezas que podem ser enfrentadas.

Os principais indicadores de viabilidade financeira do mercado para análise de projetos na indústria petrolífera são o Valor Presente Líquido (VPL), Taxa Interna de Retorno (TIR), Taxa Mínimo de Atratividade (TMA) e *Payback*.

Abaixo serão debruçados os indicadores de viabilidade financeira acima citados.

2.4.1 Valor Presente Líquido

Segundo Samanez (2005), o valor presente líquido (VPL) leva em consideração o valor do investimento ao longo do tempo. A diferença entre o valor de um projeto e seu custo é o Valor Presente Líquido (VPL) (BREALEY *et al.*, 2013) A análise por meio do VPL visa mensurar o valor presente dos fluxos de caixa futuros gerados pelas atividades em um determinado período. No Caso do início de um projeto de petróleo, quando o pagamento inicial é feito, o VPL indica o valor presente líquido do investimento. Na Tabela 3, pode ser visualizado a demonstração dos componentes do fluxo de caixa.

Tabela 3- Demonstração do fluxo de caixa.

RECEITA BRUTA
(-) Impostos Sobre a Renda Bruta
Receita Líquida
(-) Custos Operacionais
Lucro Bruto
(-) Impostos sobre o Lucro
Lucro Líquido

Para Ross *et al.* (2002), a base para a superioridade da abordagem VPL sobre outras abordagens está em três propriedades: o VPL desconta corretamente os fluxos de caixa; usa fluxos de caixa; e considera todos os fluxos de caixa do projeto. Brealey *et al* (2013) enfatizam que é um método objetivo, independente das preferências do gestor, métodos contábeis da empresa ou outros aspectos subjetivos. Segundo Gitman (2014), o VPL seria teoricamente o melhor método para avaliação de projetos na teoria de orçamento de capital. O motivo será o

reinvestimento implícito na Taxa Mínima de Atratividade (TMA), e a aplicabilidade do resultado garantido a qualquer fluxo de caixa.

2.4.2 Taxa Interna de Retorno

A taxa interna de retorno (TIR) é um indicador relacionado ao desempenho de uma atividade em um determinado período de tempo. De acordo com Kassai *et al.* (2000) e EPE (2020) a TIR é utilizada como taxa de desconto porque atualiza o valor no momento inicial do investimento e difere da taxa pela qual o valor final é capitalizado, ou seja, a acumulação. Em suma, ao atualizar o valor de um investimento, obtemos o que chamamos de Valor Presente Líquido (VPL), e para encontrar a TIR, calculamos a taxa de desconto na qual o VPL é zero.

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

2.4.3 Taxa Mínima de Atratividade

Na hora de tomar decisões estratégicas, ou seja, ao avaliar a atratividade de um investimento, o índice mínimo de atratividade ou uma taxa mínima de atratividade (TMA) é outra boa ferramenta. Estudos financeiros (Souza & Clemente, 2008; EPE, 2020) enfatizam que a análise de viabilidade financeira da TMA é estimada com base nas principais taxas de juros praticadas no mercado. É o índice usado para descontar os fluxos de caixa ao usar o método do valor presente líquido (VPL) e usar *benchmarks* com TIR.

Conforme observado na literatura específica da região (Beldlin *et al.*, 2020; Bitencourt *et al.*, 2011; Sousa; Clemente, 2008; Kassai *et al.*, 2000), não existe uma fórmula matemática ou algoritmo específico para calcular o TMA.

2.4.4 Payback

Brealey *et al* (2013) definem o período de retorno calculando o número de anos que o fluxo de caixa estimado precisa ser igual ao valor do investimento inicial. Ross *et al* (2002) explicam que o tempo de retorno se refere ao tempo que leva para recuperar o capital investido, ou seja, quanto tempo leva para atingir o ponto de equilíbrio do investimento envolvido. Portanto, esta análise é uma medida de liquidez e não de rentabilidade, pois não reflete o

comportamento dos projetos após o retorno do capital investido (ROSS *et al.*, 2002; BREALEY *et al.*, 2013; GITMAN, 2004).

3 METODOLOGIA

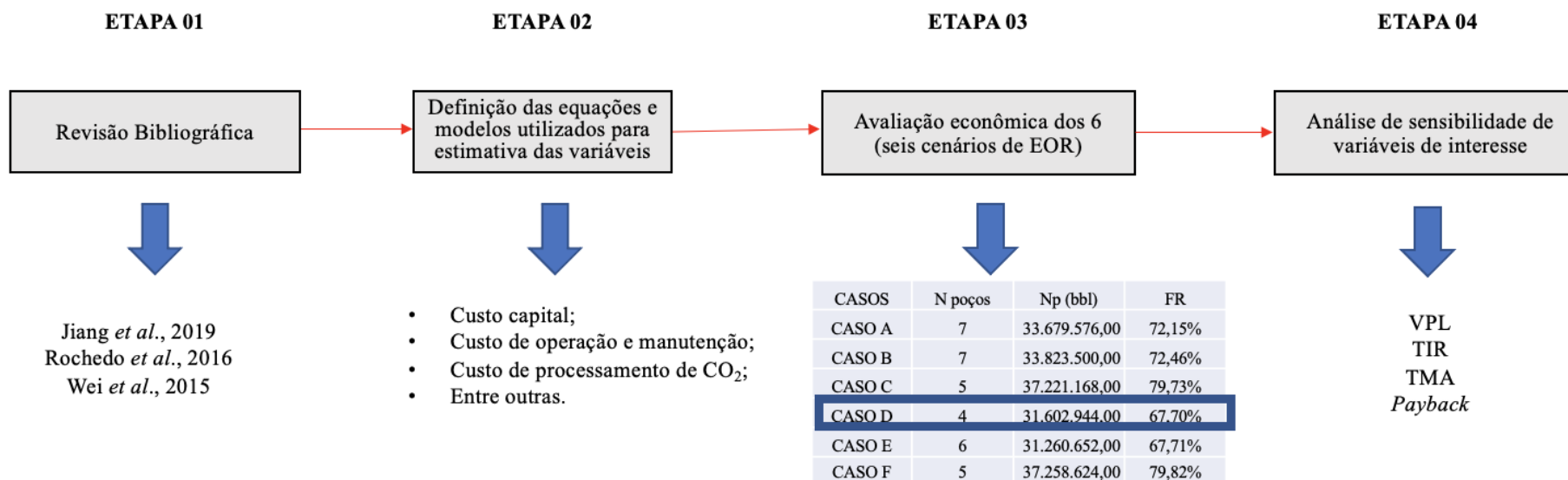
Esta proposta teve como objetivo fazer a avaliação econômica de projetos de recuperação avançada de petróleo com injeção de CO₂ (EOR- CO₂) através de indicadores de viabilidade financeira, no entanto precisava-se definir as variáveis/grupos de variáveis que permitirão quantificar os custos financeiros que integrariam o modelo econômico.

Este trabalho teve início a partir do modelo técnico desenvolvido por Silva *et al.*, (2010), que estudou a performance do reservatório a partir da estimativa da produção incremental de petróleo com base na injeção de CO₂. Para o desenvolvimento desse processo considerou-se para 6 cenários e/ou projetos distintos, variando o número de poços (injeção e produção) e os *layers* de completação.

Uma decisão definida para realizar o estudo econômico foi a adoção do Caso D como Caso base (referencial) por representar o cenário final da recuperação convencional, sendo este projeto caracterizado com 4 poços (2 injetores e 2 produtores). Os demais cenários/projetos estudados foram condições posteriores atrelados aos panoramas incrementais em termos do aumento do número de poços e das completações.

Para a definição das variáveis associadas aos custos financeiros, bem como a forma de quantificação destas no modelo de análise econômica aqui definido, a primeira ação realizada foi uma ampla investigação na literatura da área a fim de estudar modelos de avaliação econômica/financeira de projetos envolvendo recuperação avançada de petróleo com injeção de CO₂ (EOR- CO₂), conforme Figura 5. Dentre os modelos estudados, pudemos destacar o de Jiang *et al.* (2019), Rochedo *et al.* (2016), Wei *et al.* (2015), McCoy ST. (2009), entre outros.

Figura 5- Fluxogramas das etapas realizadas para o desenvolvimento da pesquisa.



Fonte: Autor, 2021.

Nesta busca, foram consideradas os modelos econômicos admitindo o cenário brasileiro e do mundo para compreender todas as abordagens, estratégias, variáveis e métodos de quantificação que constituíam um modelo de avaliação econômica para o estudo de viabilidade econômica de um projeto EOR-CO₂.

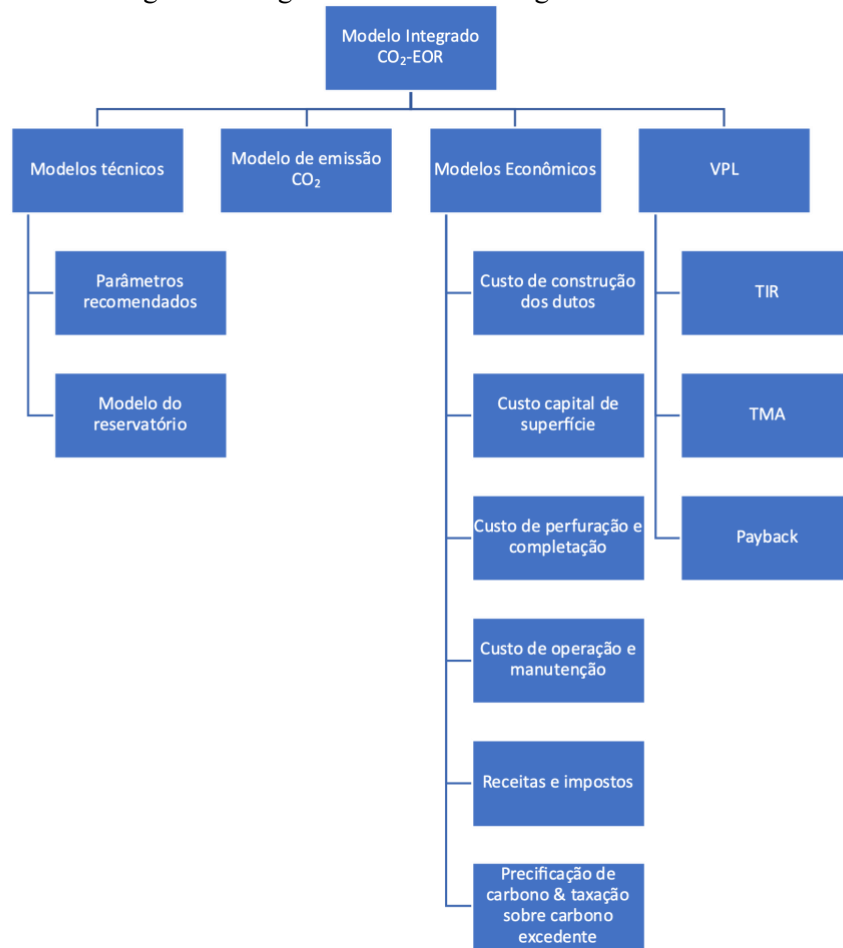
Para definir o escopo do estudo, foi considerado um modelo econômico e suas variáveis, descrevendo as etapas de projeto desde a captura até a injeção de CO₂, solução que integra tecnologias de armazenamento geológico.

A partir da análise ampla de diversos modelos e suas estratégias de avaliação, observados na etapa anterior, foi definido um grupo de variáveis, parâmetros e/ou metodologias de quantificação dos custos financeiros que compuseram a análise de viabilidade financeira deste projeto e assim, definindo o modelo proposto para este estudo. Predominantemente, devido a importância e essencialidade atrelados a necessidade de precisão na tomada de decisão, preço do petróleo, variação da qualidade do reservatório e questões políticas operacionais das empresas petrolíferas, os principais custos financeiros estudados na busca de métodos, estratégias e parâmetros foram os custos operacionais e de capital.

A partir da revisão da literatura, foram considerados outros parâmetros de custo financeiro que compuseram o grupo de parâmetros para a avaliação econômica. Contudo, não foram desconsiderados os demais uma vez que, são parâmetros sempre inerentes a análise econômica (receita da produção de óleo e taxas de juros, entre outros).

Para a definição do custo financeiro do modelo econômico do projeto EOR-CO₂, deste trabalho, foram tomadas as experiências já utilizadas em estudos anteriores, como de Jiang *et al.* (2019), Rochedo *et al.* (2016), e Wei *et al.* (2015). Estes consideram, em geral, os custos de equipamentos, custo dos novos equipamentos de produção e injeção, custo das linhas de fluxo, custo de conversão de equipamento de injeção, custo de perfuração, custo de compressão, custo de instalações de superfície, custo de aquisição CO₂, e custo de processamento de CO₂, entre outros parâmetros e suas metodologias de quantificação.

Baseado nos parâmetros disponíveis para nossos estudos, foi montado um fluxograma inspirado em Wei *et al.* (2015) que era mais completo e contemplava a maior utilidade dos parâmetros presentes neste trabalho. Foram utilizadas as formulações do Wei *et al.* (2015) em específico os cálculos do custo capital, custos de operação e manutenção, receitas como mostrado na Figura 6.

Figura 6- Diagrama do modelo integrado EOR- CO₂.

Fonte: Adaptado de Wei *et al.*, 2015.

Os impostos sobre a receita e lucros foram calculados baseados nos sistemas de tributação no Brasil que leva em consideração impostos como Royalties, Proprietário de terra, Programa de Integração Social (PIS), Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social (COFINS), Imposto de Renda (IR), Contribuição Social sobre o Lucro Líquido (CSLL).

Destaca-se que o modelo econômico sugerido para esta proposta de trabalho foi condicionado a considerar a não reciclagem do CO₂ produzido. Isto foi uma condição de contorno para simplificar o ciclo de injeção de CO₂, assim também levantou a questão da taxaço sobre CO₂ excedentes do CCS (EOR-CO₂).

Uma vez cumprida a etapa anterior, com a definição dos custos financeiros, cada parâmetros e, conseqüentemente, as estratégias de quantificação, realizar-se-á terceira etapa, que é a avaliação econômica através da aplicação do Valor Presente Líquido; este como método indicador quantitativo da viabilidade financeira de projeto EOR- CO₂. Outros indicadores foram aplicados complementarmente para auxiliar na investigação econômica, analisando em

comparação ao VPL, objetivando verificar quais os cenários de projeto EOR- CO₂ viáveis financeiramente ou aceitáveis financeiramente. Os possíveis indicadores que foram utilizados com este fim seriam o TIR (Taxa de Retorno Interno), Taxa Mínima de Atratividade (TMA), *Payback*, entre outros.

Na quarta etapa caracteriza-se pela avaliação do impacto financeiro no projeto EOR-CO₂ e seus possíveis cenários, através dos indicadores de viabilidade financeira, realizou-se uma análise de sensibilidade quanto aos dados paramétricos e/ou estratégias metodológica de quantificação dos custos financeiros, no qual estes foram definidos anteriormente. O intuito foi observar a influência destas variadas condições nos custos financeiros finais do projeto em questão. Para tanto foram selecionados alguns parâmetros e/ou metodologias de quantificação dos custos financeiros definidos anteriormente. Estes foram os seguintes parâmetros dos custos operacionais e custos capitais: custos de perfuração e completação, equipamentos de injeção, linhas de fluxo, compressão, entre outros.

Por fim, através das avaliações quantitativas retratadas pelos resultados dos indicadores de viabilidade financeira dos cenários de projeto EOR-CO₂ computados neste estudo, pretendeu-se fomentar a tomada de decisão, avaliando e classificando se o projeto é aceitável financeiramente, ou seja, se é viável investir ou não. Bem como, indicar possíveis estratégia(s) de tomada de decisão baseada nos resultados do estudo de impacto e sensibilidade dos parâmetros/estratégias metodológicas de quantificação dos custos financeiros e pelos indicadores financeiros praticados neste trabalho.

3.1 EQUAÇÕES MATEMÁTICAS E PARÂMETROS ECONÔMICOS

3.1.1 Valor Presente Líquido - VPL

De acordo com Bordeaux *et al.*, (2013) o método VPL pode ser calculado pela seguinte fórmula (Equação 1):

$$VPL = \sum_{t=1}^n \frac{FC_t}{(1+r)^t} - FC_0 \quad (1)$$

A Equação (1) representa a soma do fluxo de caixa líquido (FC_t) no dia t , descontado a uma razão de $(1+r)^t$, onde o parâmetro r é o custo de capital definido pela empresa menos o investimento inicial, e o símbolo é FC_0 . O fluxo de caixa líquido FC_t corresponde à sequência do fluxo de caixa descontado à taxa de juros r no tempo t .

3.1.2 Taxa Interna de Retorno - TIR

O método de cálculo da Taxa Interna de Retorno consiste em somar cada entrada de fluxo de caixa e subtrair o investimento inicial, onde o valor é zero. Conforme mostrado na Equação 2.

$$VPL = 0 = \sum_{t=1}^n \frac{FC_t}{(1+TIR)^t} - FC_0 \quad (2)$$

Na Equação 2, o FC_t é o fluxo de caixa, onde t é o período de cada investimento e n é o último período do investimento, já a parcela FC_0 é definida como investimento inicial.

3.1.3 Parâmetros Econômico-financeiros

Com base nos dados produtivos (FR, nº de poços e Np) e de outros parâmetros (financeiros e econômicos), foi desenvolvido um modelo de fluxo de caixa que pode analisar as mudanças financeiras durante um período específico do projeto. O fluxo de caixa permite realizar investigações financeiras com base em dois indicadores, VPL e TIR. As Tabelas 4 (a e b) apresentam a nomenclatura dos termos utilizadas para calcular os parâmetros da Tabela 5.

Tabela 4a-Nomenclatura das fórmulas.

NOMENCLATURA	DEFINIÇÕES
C_{lease}	custo de locação de equipamentos [USD]
D	profundidade do poço [m]
$C_{D\&C}$	custo de capital de perfuração e completação de novos poços [USD]
N_{well}	número de poços [-]
$N_{well,IE}$	o número total de poços de injeção [-]
$N_{well,pattern}$	o número total de padrões de poços [-]
$N_{well,sub}$	número de poços [-]; sub significa o tipo de poço, como poço novo, de produção ou de injeção
a_1 e a_2	coeficientes de regressão para equipamentos de produção/injeção e equipamentos de locação
$C_{pattern}$	custo para equipamento de padrão de poço [USD]
C_{PE}	custo do equipamento de produção [USD]
C_{IE}	custo do equipamento de injeção [USD]
C_{WO}	custo de capital do <i>workover</i> do poço [USD]
C_{FL}	custo de capital de linhas de fluxo e conexões de campo [USD]

Tabela 4b-Nomenclatura das fórmulas.

NOMENCLATURA	DEFINIÇÕES
$O\&M_{daily}$	Gastos diários em operação e manutenção [USD/a]
$O\&M_{cons}$	Custo dos consumíveis em operação e manutenção [USD/a]
$O\&M_{sur}$	Operação de superfície e custo de manutenção em operação e manutenção [USD/a]
$O\&M_{subsur}$	Custo de manutenção do subsolo em operação e manutenção [USD/a]
C_{CO2}	Relacionado ao custo de compra de CO ₂ [USD/t]
M_{CO2}	CO ₂ total armazenado [t]
C_{oil}^t	Receita do petróleo no ano t [USD]

Na Tabela 5 temos as formulações utilizadas para calcular os parâmetros e seus custos de unidades respectivamente. As equações para calcular os custos capitais, os custos de operação e manutenção e receita do petróleo no ano têm como fonte Wei *et al.* (2015) enquanto a formulações sobre os cálculos de impostos foram adequados para a realidade de tributação sobre petróleo interceptados da Administração Nacional do Petróleo, Gás e Biocombustíveis – ANP.

Tabela 5- Planilha do modelo econômico, incluindo os principais parâmetros.

PARAMETROS	EQUAÇÕES	CUSTO/ UNIDADE
1.Custo capital		
1.1 Custo capital do poço <i>pattern</i>	$C_{sub}=N_{well,sub} * a_1 * e^{a_2}$	USD/pattern
1.2 Custo de <i>workover</i>	$C_{wo}= N_{well,sub} * (0,48 * C_{D\&C} + 0,50 * C_{PE})$	USD/well
1.3 Custo capital de perfuração e completção	$C_{D\&C}=1.000.000*0,1271*e^{0,0008*530,7}$	USD/well
1.4 Custo de linhas de fluxo	$C_{FL}=N_{well}*43.600*(7389/(280*N_{well}))^{0,5}$	USD
1.5 Custo capital total	$C_{total}=C_{lease}+C_{IE}+C_{PE}+C_{D\&C}+C_{WO}+C_{FL}$	USD
2.Custo de operação & manutenção(O&M)		
2.1 Custo O&M diária	$O\&M_{daily}=N_{well}*7.596$	USD/a
2.2 Custo O&M consumível	$O\&M_{cons}=N_{well}*20.295$	USD/a
2.3 Custo O&M campos de poço	$O\&M_{sur}=N_{well}*15420*[(m/(280*N_{well}))^{0,5}+5000]$	USD/a
2.4 Custo O&M subsuperfície	$O\&M_{subsur}= N_{well}*[5669*(d/1219)]$	USD/a
2.5 Custo de CO ₂	$C_{CO2}^t=C_{CO2}*M_{CO2}$	USD/t CO ₂
2.6 Custo de compressão de CO ₂	O custo médio é definido como 13 USD/para CO ₂ para 1 Bar CO ₂ e 1 USD/t para CO ₂ de alta pressão do terminal do gasoduto.	USD/t CO ₂
	$O\&M_{anual}= O\&M_{daily}^t+ O\&M_{cons}^t+ O\&M_{sur}^t+ O\&M_{subsur}^t+ C_{CO2}^t+C_{compressão}$	USD/a
3. Receita do petróleo no ano	$C_{oil}^t= \text{valor do barril}*produção anual de óleo$	USD/bbl
4.Impostos		
4.1 Impostos sobre renda bruta	$C_{oil}^t*(Royalties+proprietários de terras+PIS+COFINS)$	USD
4.2 Impostos sobre o lucro	$\text{Lucro bruto}*(IR+CSLL)$	USD

Ademais, todas as premissas fiscais e econômicas utilizadas neste trabalho, no estudo de caso dos 6 projetos de EOR-CO₂, estão listadas nas Tabelas 6 e 7, abaixo. A partir da Tabela 6, pode-se observar que o imposto de renda e lucro bruto corresponde à parcela do governo e demais encargos, os valores utilizados são definidos de acordo com os valores usados por CASTINEIRA (2008).

Especificamente, os valores desses parâmetros foram interceptados da Administração Nacional do Petróleo, Gás e Biocombustíveis - ANP e de outras fontes financeiras/econômicas, fiscais e jurídicas públicas e/ou privadas.

Tabela 6- Parâmetros fiscais e econômicas.

PARÂMETROS	VALORES/UNIDADES
(-) Impostos sobre a renda bruta	
Royalties	10%
Proprietários da terra	1%
PIS	1,65%
CONFINS	7,60%
Impostos (sobre o lucro) IR + CSLL	34%
(-) Custos Operacionais	
Preço de Crédito de Carbono	\$13,00
Toneladas/Crédito	\$1
Opex de compressão, transporte, armazenamento (US\$/ton)	\$30,00

Conforme a Tabela 7, observa-se os valores de *Capital Expenditure* (CAPEX) calculados a partir da planilha do modelo econômico da Tabela 5.

Tabela 7- Parâmetros fiscais e econômicos.

PARÂMETROS	VALORES/UNIDADES
(-) Investimentos	
CAPEX perfuração & completção (US\$/poço)	\$32.237.170,87
CAPEX equipamentos de perfuração (US\$/poço)	\$3.239,47
CAPEX locação de equipamentos (US\$/poço)	\$20.921,90
CAPEX equipamentos de injeção (US\$/poço)	\$38.937,62
CAPEX <i>workover</i> (US\$/poço)	\$63.827,09
CAPEX linha de fluxo (US\$/poço)	\$223.975,39
Outras premissas	
Taxas de juros	9,25%
Preço do Barril de Petróleo	\$71,99
Preço do Barril de Petróleo (Litros/barril)	158,90

Destaca-se que, o preço do barril de petróleo utilizado refere-se ao preço médio do barril de petróleo *Brent*, novamente retirado de recursos públicos do setor da economia. O valor da taxa de juros leva em consideração a taxa básica de juros da economia brasileira, a taxa *Selic*, ajustada conforme definição final do banco central especificamente o Comitê de Política Monetária (Copom).

3.2 MODELO DE RESERVATÓRIO

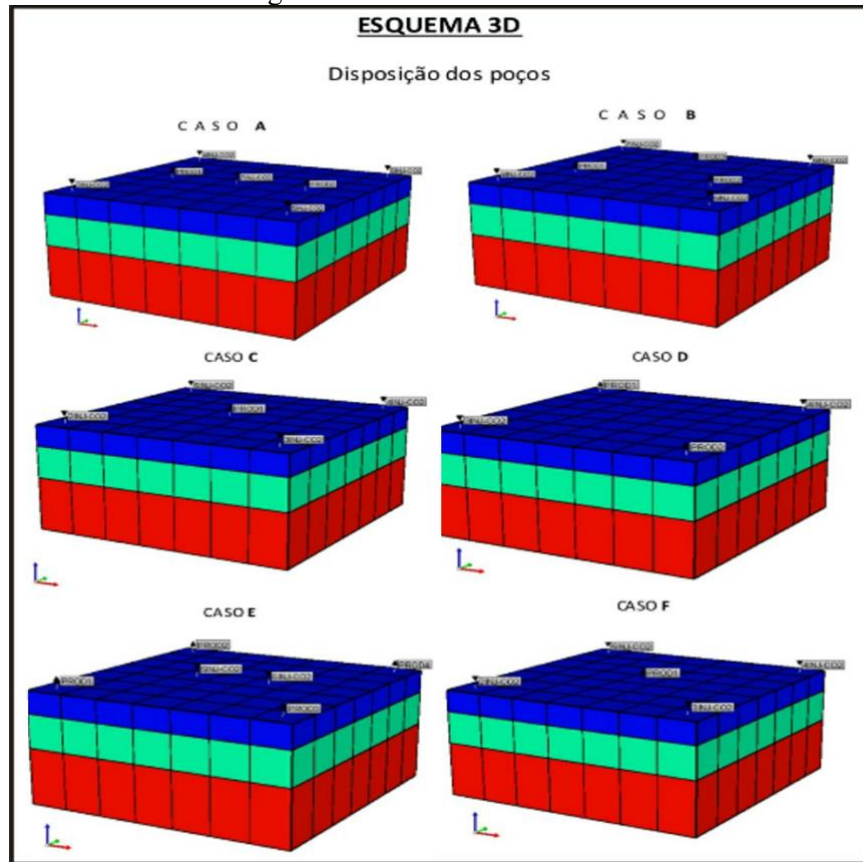
Para análise econômica, o modelo gerado por Silva *et al.* (2010) retém suas características físicas e geométricas e dados de produção. Esses autores simularam um reservatório fictício geometricamente definido com dimensões de 500 m (x e y) e z de 100m. O componente solvente usado neste projeto é o CO₂, e o ciclo de produção simulado do reservatório é de 20 anos.

Portanto, alguns parâmetros foram obtidos neste trabalho, assim como destacado a seguir:

- (i) Produção de óleo (Np);
- (ii) Volume de CO₂ injetado;
- (iii) Fator de recuperação.

O fator de recuperação é utilizado como indicador de desempenho para recuperação de hidrocarbonetos, parâmetro necessário para a tomada de decisão e indicador de viabilidade econômico-financeira. Na Figura 7, podem ser observados seis cenários de projetos desenvolvidos por Silva *et al.* (2010) e usado em pesquisas de avaliação econômica.

Figura 7- Seis cenários de estudo.



Fonte: Silva *et al.*, 2010.

Na Tabela 8 descreve-se os 6 cenários de projetos EOR-CO₂ e suas diferenciações incrementais quanto ao número de poços e as informações de completação.

Tabela 8- Casos analisados e suas respectivas características de nº poços e layer de completação.

CASOS		Nº DE POÇOS		COMPLETAÇÃO	
	Injeção	Produção	Layer 1	Layer 2	Layer 3
Caso A	5	2	1	1	2
Caso B	4	3	1	1	2
Caso C	4	1	1	1	1
Caso D	2	2	1	0	1
Caso E	2	4	1	0	1
Caso F	4	1	1	2	1

Fonte: Silva *et al.*, 2010.

De acordo com Silva *et al.*, (2010), os resultados cumulativos dos fatores de produção e recuperação de hidrocarbonetos para cada Caso estão listados na Tabela 9.

Tabela 9- Número de poços, produção acumulada e Fator de recuperação para os seis cenários analisados.

CASOS	Nº DE POÇOS	NP (Bbl)	FR (%)
Caso A	7	33.679.576,00	72,15%
Caso B	7	33.823.500,00	72,46%
Caso C	5	37.221.168,00	79,73%
Caso D	4	31.602.944,00	67,70%
Caso E	6	31.260.652,00	67,71%
Caso F	5	37.258.624,00	79,82%

Fonte: Silva *et al.*, 2010.

4 RESULTADOS E DISCUSSÕES

Neste capítulo, apresenta-se os resultados obtidos nas simulações matemáticas realizadas baseadas no modelo econômico inspirado no trabalho de Wei. *et al.* 2015. Foram feitas algumas análises de sensibilidade onde foram variados parâmetros como preço do barril, taxa de juros, taxação de compra de CO₂, taxação do excedente do CO₂. Destaca-se ainda que, os valores máximos e mínimos dos parâmetros de entrada foram obtidos a partir de valores históricos entre 2018 e 2021, e simulações e análises de sensibilidade feitas no EXCEL.

A partir das informações técnicas observou-se que a produção de óleo no projeto estudado (EOR-CO₂) iniciou no segundo ano da operação. Além disso, durante a produção, 40% do volume injetado de CO₂ foi produzido e queimado, assim devido a estratégia adotada de não reciclagem ou reinjeção de CO₂ no modelo econômico.

A seguir serão apresentados os resultados da avaliação econômica e da análise de sensibilidade, através de gráficos e tabelas, em todos os 6 projetos EOR-CO₂, conforme cenários descritos na Tabela 9.

4.1 NÚMERO DE POÇOS X VPL

A relação do número de poços e o VPL está presente na Figura 8. Conforme dados apresentados, o Caso base D tem o menor número de poços (4 unidades), mas não é o Caso com o menor VPL. Já o Caso E tem o menor VPL e apresenta 6 poços ativos. Os Casos C e F são os que apresentam os maiores VPL's e possuem a mesma quantidade de poços, 5 unidades.

Destaca-se ainda, conforme Figura 8, que os Casos A e B com 7 poços, maior número de poços entre todos os Casos, possuem diferentes valores de VPL's. Para os cenários analisados a decisão de investir ou não no projeto não pode ser baseada apenas no número de poços do projeto. Por isso, são necessárias análises e tomadas de decisão mais aprofundadas, agregando-se outros parâmetros e/ou nos principais indicadores de viabilidade financeira.

Figura 8- Gráfico de número de poços x VPL.



Fonte: Autor, 2022.

4.2 COMPARATIVO VPL X TIR X FR

A Tabela 10 mostra os resultados dos cálculos de VPL e TIR, bem como os Fatores de Recuperação (FR) para os seis cenários de projetos analisados.

Conforme a Tabela 10, observou-se que os melhores resultados do VPL são classificados na seguinte ordem decrescente: C, F, A, B, D e E. Contudo, a diferença entre os melhores Casos C e F é de \$476.453,51. Já os Casos D e E representam os piores resultados. A diferença entre o melhor resultado, Caso C, e o pior resultado, Caso E, é de \$322.116.556,66. Comparado com o Caso base D, o Caso C teve um acréscimo de 39,68% e, com o Caso E, uma diminuição de 14,73%.

Outro indicador relacionado à rentabilidade do projeto é a taxa interna de retorno (TIR), cujos resultados são apresentados na segunda coluna da Tabela 10. Na análise realizada, o Caso F obteve o maior percentual, seguido pelos Casos C, A e B. Há também os Casos D e E que apresentam os piores resultados analisados. Ressaltamos que em todos os Casos a TIR é maior que a TMA, ou seja, o investimento é bastante atrativo. Uma vez que a TMA se relaciona com a taxa mínima praticada para ter um bom retorno, ressalta-se assim que o TIR deve atender minimamente a este parâmetro.

Tabela 10- Tabela comparativa de VPL X TIR X FR.

CASOS	VPL	TIR	FR
Caso A	\$ 577.207.990,29	94,61%	72,15%
Caso B	\$ 545.274.920,51	79,22%	72,46%
Caso C	\$ 723.148.729,32	116,40%	79,73%
Caso D	\$ 491.750.870,24	66,49%	67,70%
Caso E	\$ 401.032.172,66	42,85%	67,71%
Caso F	\$ 722.672.275,81	116,83%	79,82%

Fonte: Autor, 2022.

A comparação entre o VPL e FR é mostrada na Figura 9. Neste Caso, verifica-se que os Casos A e B e os Casos D e E apresentam resultados opostos entre termos de FR e VPL, ou seja, o FR do Caso B é maior que o do Caso A, mas o VPL do Caso A é maior que o do Caso B. O mesmo comportamento ocorre no Caso D, que possui um VPL maior que o Caso E e seu FR, menor comparativamente. Os Casos C e F apresentaram o mesmo comportamento invertido. Esse resultado destaca a importância de se investir em análise econômica, pois maiores FR's não necessariamente indicam maior lucratividade. Ou seja, o indicador técnico/produtivo não representa fator único e determinante para uma tomada de decisão acurada.

Figura 9- Gráfico comparativo VPL X TIR X FR.



Fonte: Autor, 2022.

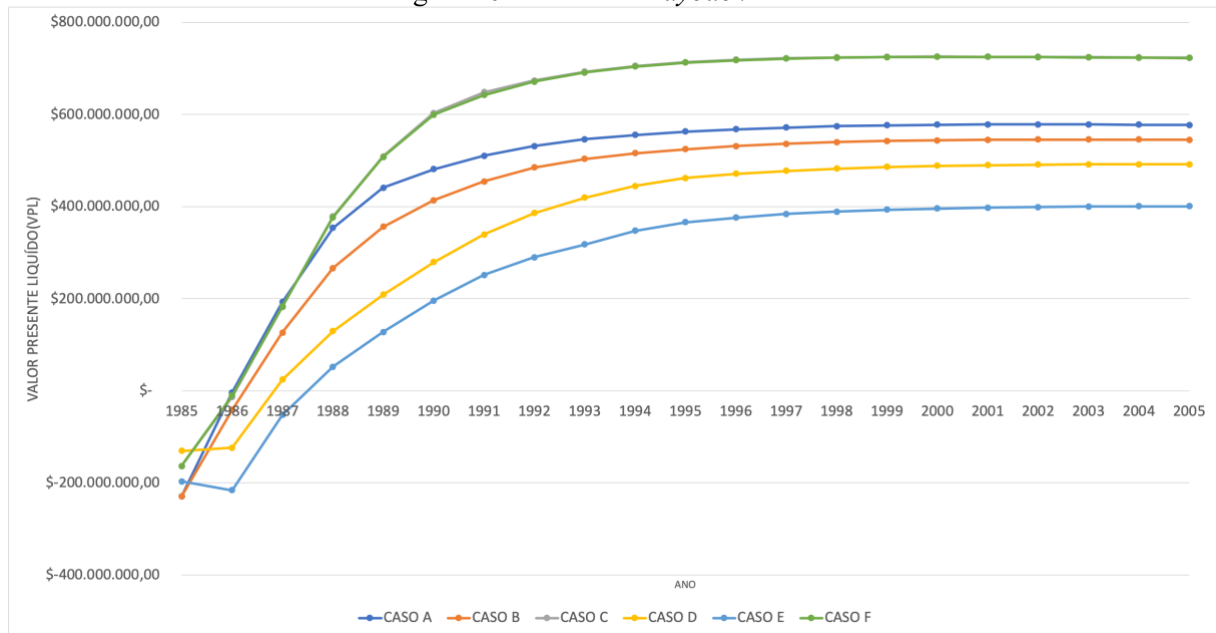
Na Figura 9 também podem ser analisados a TIR e o VPL dos cenários investigados, mostrando a similaridade ascendente dos Casos E, D, B, A e a inversão entre os Casos F e C, onde o VPL do Caso C é maior que o Caso F e a TIR apresenta comportamento contrário.

4.3 PAYBACK

Essa análise é uma medida de liquidez e não de rentabilidade, pois não reflete o comportamento dos projetos após o retorno do capital investido. Posteriormente ao valor investido associado a implantação do projeto espera-se que ocorra um retorno do mesmo e a deliberação de um tempo para isto. Assim, para o projeto em questão existem diferentes períodos de retorno para os 6 diferentes cenários analisados.

Para que um projeto seja economicamente atrativo, o retorno do projeto deve ser maior que um retorno mínimo aceitável. O período de retorno para projetos de recuperação especiais de reservatórios de hidrocarbonetos geralmente é curto.

Figura 10- Curvas de *Payback* X Ano.



Fonte: Autor, 2022.

Os projetos de EOR-CO₂ são intensivos em capital e exigem grandes custos de investimento inicial, o que justifica o VPL ser negativo desde o início. Os projetos de EOR-CO₂ exigem investimento de capital significativo em novas instalações de produção e injeção, além da construção de poços antes que o aumento da produção de petróleo possa gerar receita. Projetos que exigem linhas de fluxos de CO₂ adicionais exigem custos de capital adicionais nos estágios iniciais de desenvolvimento.

Na Figura 12, observamos que em determinados períodos do projeto, o valor do VPL é zero. Este é o período em que o custo inicial do projeto que, após ser recuperado, o projeto começa a gerar lucros reais. Os Casos A, F, C, B e D atingem seu período de retorno ainda no primeiro ano (1986), por outro lado, Caso E tem o maior período para atingir o retorno do investimento inicial, o segundo ano (1987). Para ser específico, levaram 1 ano e 1 dia, 1 ano e 5 dias, 1 ano e 6 dias, 1 ano e 2 meses, 1 ano e 8 meses, 2 anos e 5 meses para os Casos A, F, C, B, D e E respectivamente para atingirem o retorno do projeto. Este indicador mostra o nível de liquidez do negócio e os riscos envolvidos.

4.4 ANÁLISES DE SENSIBILIDADE

Neste capítulo serão observados os impactos e influência de algumas variáveis no VPL, este sendo o principal indicador financeiro em estudo de viabilidade financeira. Os parâmetros destacados foram: i) Preço do barril; ii) Taxa de atratividade (*Selic*, Inflação); iii) Crédito de carbono; iv) Taxa de CO₂ excedente.

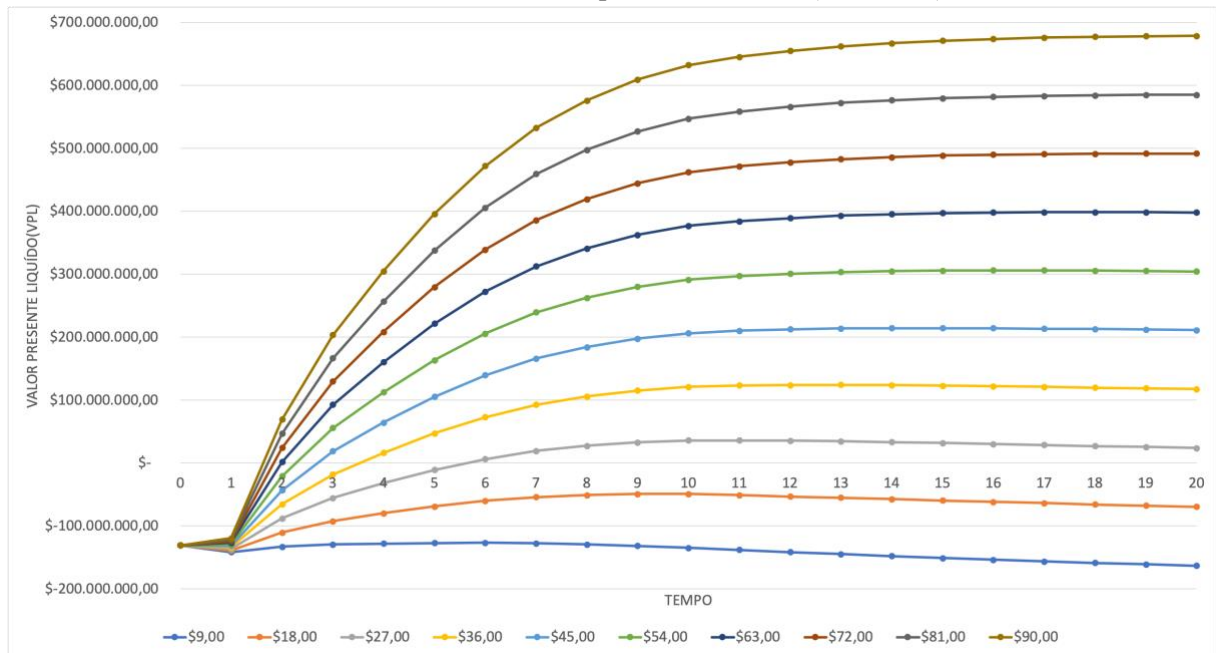
Destaque a Taxa de atratividade (TMA) que se considerou na análise duas perspectivas, baseada na taxa *Selic* e Inflação.

4.4.1 Preço do Barril

No modelo de avaliação econômica, o valor presente líquido é o principal fator de viabilidade financeira para avaliar o desempenho econômico do projeto. Um projeto EOR-CO₂ é lucrativo se o VPL no final do período operacional for positivo. Caso contrário, a receita da produção incremental de petróleo não cria valor econômico suficiente para compensar os custos de desenvolvimento durante as operações. Assim, o preço do petróleo é o fator externo mais importante que influencia a decisão de investimento do projeto EOR- CO₂ porque o fator de recuperação é o principal indicador de performance preditiva do projeto, ou seja, o volume de fluidos que serão extraídos efetivamente a cada acréscimo de investimento. Em vez de prever os preços futuros do petróleo, este estudo avalia o desempenho econômico de um projeto EOR-CO₂ e seus vários cenários mediante diferentes preços do petróleo.

Com base nos resultados da simulação matemática com o modelo sugerido neste trabalho, a Figura 11 mostra a tendência do VPL para o Caso D em vários preços do petróleo, com parâmetros básicos de entrada variando de \$9,00 a \$90,00 por barril.

Figura 11- Curvas de análise de sensibilidade do VPL em relação ao valor do barril de petróleo variando de \$9,00 a \$90,00 para o cenário D, (Caso base).



Fonte: Autor, 2022.

Em tempos de crise global, como durante os bloqueios mais críticos do mundo, o preço do barril caiu para níveis históricos de \$9,00, dado nosso Caso base D, se os preços permanecerem nesse valor, o VPL seria negativo durante todo período de produção. Além de uma tendência evolutiva na direção decrescente como observa-se a partir do ano 8, o que indica valores de VPL ainda menores.

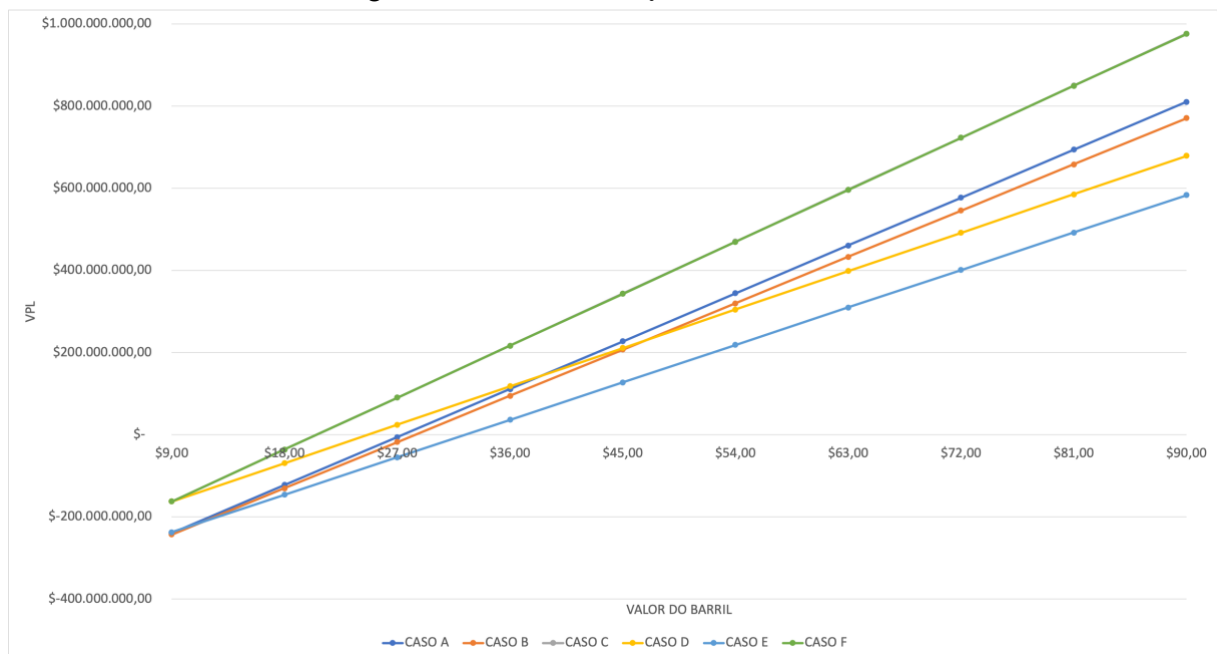
O preço de equilíbrio é um fator importante para medir os retornos. Nesse Caso específico, podemos concluir que o preço de equilíbrio do projeto deve ser em média \$27,00 por barril ao longo da duração do projeto para que o projeto não incorra em perdas. Isto porque para o cenário sendo discutido, se o preço do barril for em torno de \$18,00 o VPL permanece negativo ao longo da vida útil do projeto sendo inviável.

Na Figura 12, observamos a relação entre o VPL e o valor do preço do petróleo para todos os seis cenários em estudo econômico. Nesta observamos que os Casos C e F apresentam curvas sobrepostas, logo a sensibilidade diante da variação do preço do barril é semelhante. A curva do Caso D foi a que apresentou maior inclinação descendente, ou seja, este cenário apresentou grande sensibilidade à variação do valor do barril. Já os Casos A e B tiveram um aumento mais expressivo no VPL, comparados ao Caso E, com o aumento do valor do barril.

Em incremento à análise da sensibilidade do VPL em termos do preço do barril, este sendo \$9, verificou-se que o caso D diminui em 0,030%, 45,972%, 46,833% e 49,250%,

respectivamente, comparado aos casos F, E, A e B. Já o VPL do caso C, comparado com o Caso D, aumentou 0,005%. Quando o valor do barril é \$36, o VPL dos Casos A, B e E diminui em 5,89%, 19,42% e 69,34%, respectivamente. O VPL aumenta em 84,03% e 84,23% para os Casos F e C, respectivamente. Em termos do valor do barril é \$45, o VPL para os Casos B e E diminui em 1,78% e 39,72%. E o VPL para os Casos A, F e C aumenta em 7,65%, 62,45% e 62,59%, respectivamente. Por último, quando o valor do barril é 90 dólares, o VPL do Caso E diminui 14,03%, enquanto o VPL de B, A, F e C aumentou 13,52%, 19,40%, 43,74% e 43,83%, respectivamente.

Figura 12- Gráfico de Preço do Barril X VPL.

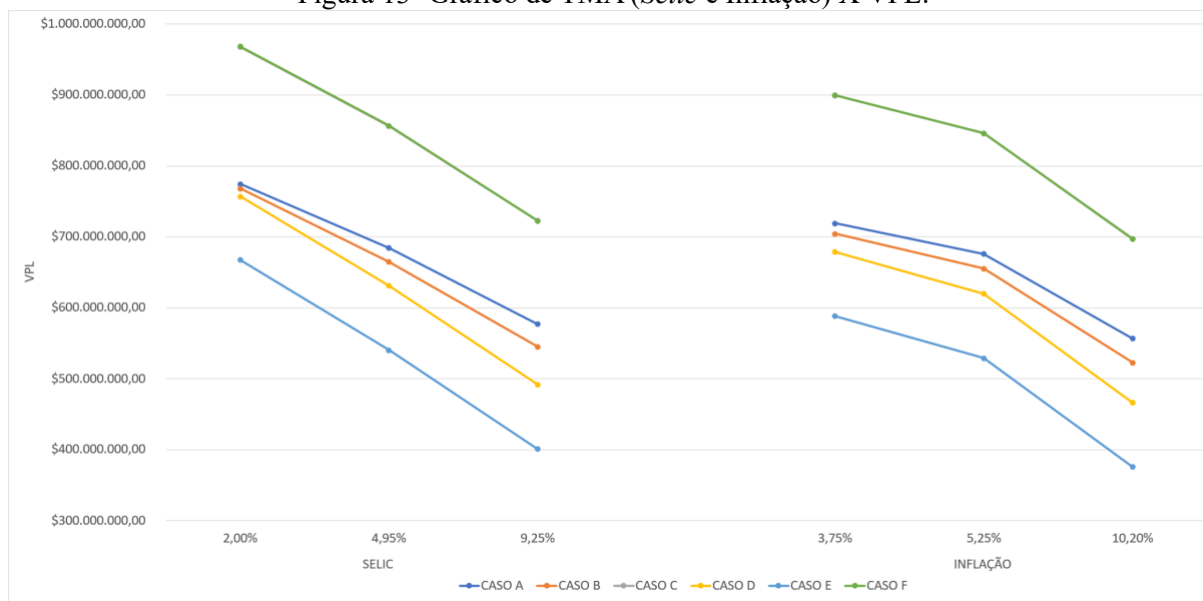


Fonte: Autor, 2022.

4.4.2 Taxa Mínima de Atratividade (TMA)

4.4.2.1 Selic e Inflação

As taxas *Selic* podem ser utilizadas como TMA's para calcular o VPL. Esse valor afeta diretamente o valor do VPL, pois é um instrumento financeiro; a taxa de juros anual usada para reduzir os fluxos de caixa futuros para gerar seu valor presente. A taxa *Selic* passou de 2% em 2019 para 9,25% em 2021 devido a reajustes frequentes, como praticado no Brasil. A média da taxa *Selic* neste intervalo foi de 4,95%. Foram realizadas simulações para variação da taxa *Selic* entre 2,00%, 4,95% e 9,25% e sua análise de impacto.

Figura 13- Gráfico de TMA (*Selic* e Inflação) X VPL.

Fonte: Autor, 2022.

Em geral, para todos os cenários, qualitativamente, o comportamento de todos são semelhantes nos 3 valores da taxa *Selic*. Um comportamento decrescente linear mais acentuado entre as taxas de 2,00% e 4,95%, no qual a partir disto é possível observar uma relação sensível entre VPL e a taxa *Selic*.

Pontualmente em uma análise quantitativa, para uma taxa *Selic* de 2,0%, os Casos B e A têm VPL muito próximos do Caso Base D, enquanto que o Caso C tem o VPL mais alto e o Caso E o VPL mais baixo. A diferença (distanciamento) das curvas de VPLs para os Casos D, B e A são maiores, conforme mostrado na Figura 13. Para o TMA de 9,25% de altura, observa-se um *gap (range)* maior do que o TMA anterior.

As curvas do gráfico também mostram claramente que a TMA tem um forte impacto nos resultados da análise do projeto.

A inflação também pode ser usada como TMA para calcular o VPL. A taxa de inflação é sempre ajustada para ser superior à taxa *Selic*. As taxas de desconto variam entre 3,75%, 5,25% e 10,20%. A taxa de inflação é sempre ajustada para ser superior à taxa *Selic*.

Para este Caso, considerando a inflação na TMA, assim como na análise acima, todos os cenários, qualitativamente, o comportamento foram semelhantes nos 3 valores da taxa *Selic*. E apresentou um comportamento semelhante entre os Casos como a análise anterior considerando a *Selic*, conforme mostra a Figura 13.

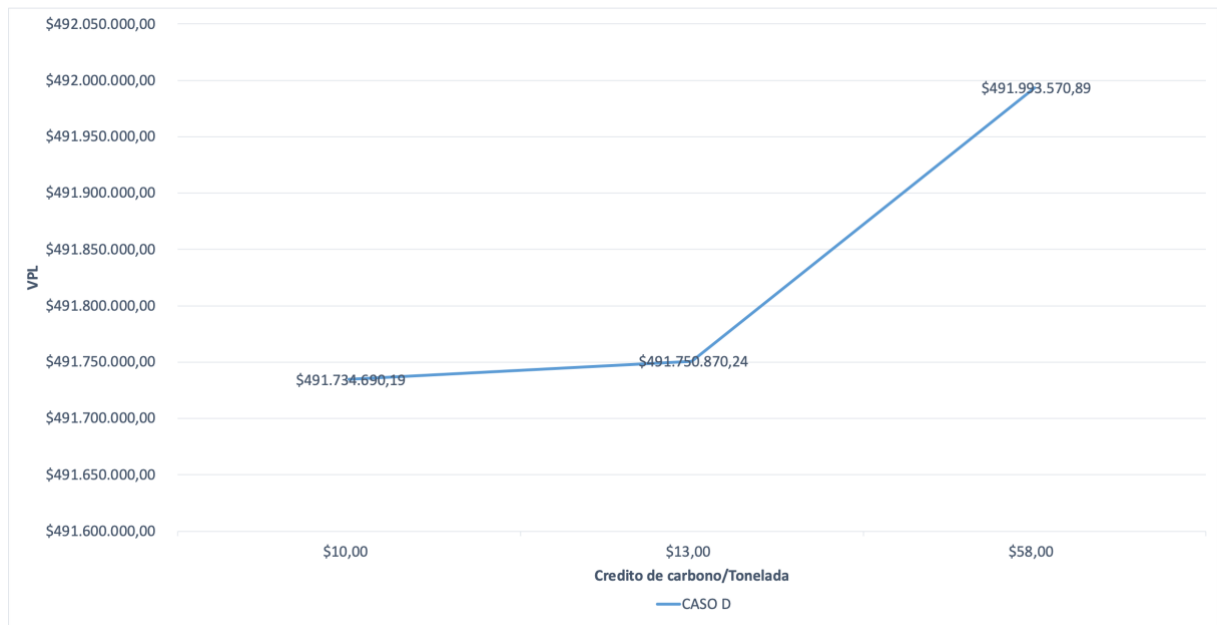
4.4.3 Crédito de CO₂

As empresas petrolíferas estão acostumadas a receber créditos de CO₂, cujos volumes são utilizados e injetados como fonte especial de reciclagem. Esses preços por tonelada variam muito de mercado aberto para mercado fechado, conforme cada país.

Os valores por tonelada variam de US\$ 10,00, US\$ 13,00 e US\$ 53,00. Observa-se na Figura 14 que a mudança nos valores do VPL é pequena independentemente do valor utilizado, observando uma maior discrepância entre US\$ 13 e US\$53 no valor do VPL.

Os outros projetos destacados pelos Casos A, B, C, E e F mostraram os mesmos comportamentos conforme mostrado na Figura 15.

Figura 14- O gráfico apresenta a relação do valor do crédito de carbono e o VPL para o Caso D.



Fonte: Autor, 2022.

Figura 15- O gráfico apresenta a relação do valor do crédito de carbono e o VPL para os seis cenários analisados.



Fonte: Autor, 2022.

4.4.4 Taxação de CO₂ Excedente

O Brasil ainda não promulgou uma lei sobre o imposto sobre o CO₂, mas países sul-americanos como Chile e Colômbia já promulgaram leis que fixam as emissões de CO₂ na atmosfera em \$5 por tonelada. Diante disso, nossas simulações levaram em consideração esse parâmetro e investigaram a sensibilidade do valor da taxa de CO₂ em relação ao VPL do Caso D.

Conforme Figura 16, pode-se observar que mesmo que a taxa de CO₂ seja aumentada para \$20/t ou \$40/t, a diminuição em todos os Casos é relativamente pequena

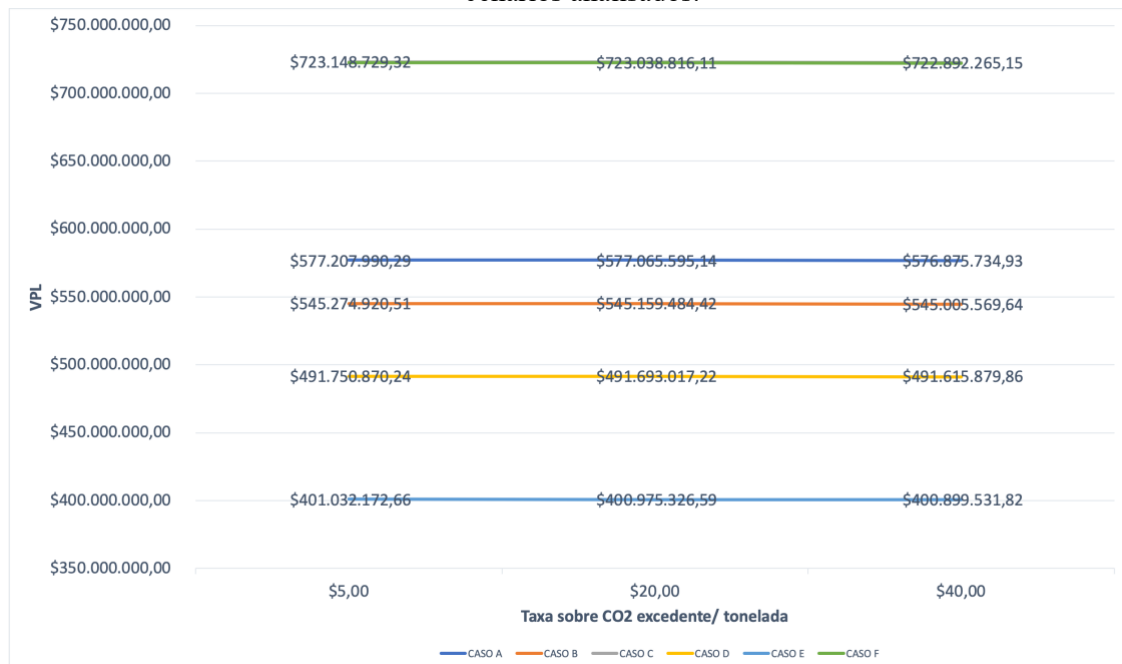
Figura 16- Gráfico do custo do excedente do carbono com relação ao VPL para o Caso D.



Fonte: Autor, 2022.

Na Figura 17, pode-se observar que todos os outros Casos tiveram o mesmo comportamento então pode-se concluir que, para este Caso, o valor do imposto tem impacto pouco relevante no valor final do VPL.

Figura 17- Representação gráfica do custo do excedente do carbono com relação ao VPL para os cenários analisados.



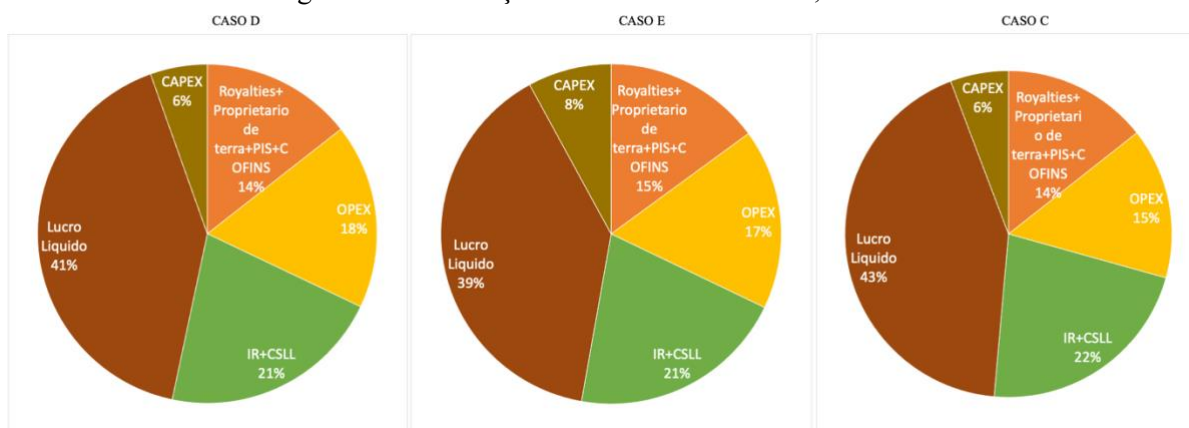
Fonte: Autor, 2022

4.5 DISTRIBUIÇÃO DE RENDA

A distribuição de renda é uma forma de representar a distribuição da riqueza do fluxo de caixa do projeto, ou seja, a contribuição de cada parcela na análise econômica. Para projetos de petróleo, análise os impostos sobre a receita bruta, ou seja, royalties, proprietários de terras, PIS e COFINS, impostos sobre o lucro bruto, ou seja, IR e CSLL. Também são representados CAPEX, OPEX e lucro líquido todos na forma percentual.

Para o Caso base D com um VPL de \$ 491.750.870,24, a distribuição de renda é de 6% de CAPEX, 18% de OPEX, 14% de royalties e participação especial e 41% de lucro líquido, conforme mostrado na Figura 18.

Figura 18-Distribuição de Renda dos Casos D, E e C.



Fonte: Autor, 2022.

Para o Caso E com um VPL mínimo de \$ 401.032.172,66, a distribuição de renda é de 8% de CAPEX, 17% de OPEX, 15% de royalties e participação especial e 39% de lucro líquido, conforme mostrado na Figura 18.

Para o Caso C com um VPL máximo de \$491.750.870,24, a distribuição de renda é de 6% de CAPEX, 15% de OPEX, 14% de royalties e participação especial e 43% de lucro líquido, conforme mostrado na Figura 1.

Observa-se que os Casos D e C apresentaram a mesma distribuição percentual da renda nos parâmetros que integram o cálculo do VPL. Já o Caso E, que obteve o pior resultado com relação ao VPL, apresentou uma elevação no percentual referente a Royalties, custos de pagamento ao proprietário da terra, PIS e COFINS, no valor de aproximadamente 2%. Da mesma forma, o CAPEX também apresentou um aumento de 1%.

5 CONCLUSÃO

Para realizar o desenvolvimento da produção de hidrocarbonetos em campo petrolífero é necessário o desembolso de um capital expressivo. Um projeto atraente tecnicamente pode se tornar economicamente inviável se não forem consideradas as análises econômicas e nestas algumas variáveis atreladas as etapas para a produção. Portanto, é necessário realizar uma análise econômica que possa identificar e quantificar os riscos inerentes ao projeto, e reduzir ao máximo os prejuízos financeiros.

Apesar de existirem algumas propostas de modelos econômicos que envolvem projetos EOR-CO₂, ainda é um campo com necessidade de verificações e aprimoramentos. Isto deve-se a complexidade e as várias fases que constituem um projeto completo de recuperação avançada em reservatórios de hidrocarbonetos com injeção de CO₂.

Conforme apontado no trabalho de Silva *et al* (2010), o melhor projeto em termos de indicador produtivo foi o Caso C e F, no qual obtiveram-se os seguintes valores \$723.148.729,32 e \$722.672.275,81, respectivamente. Contudo, a tomada de decisão baseada neste único argumento técnico pode ser tendenciosa e “irresponsável” ao desconsiderar outras variáveis/custos financeiros importantes em um projeto EOR-CO₂.

Dessa forma, sobre uma discussão mais ampla, agregando a visão econômica, mediante a investigação de viabilidade econômica sobre os 7 cenários de projetos EOR-CO₂, observou-se que os cenários C e D tiveram os maiores VPL's e TIR's. Pela análise do VPL, o cenário C foi o mais atrativo porque teve o maior VPL com valor de \$723.148.729,32, seguido pelo Caso F com VPL igual a \$722.672.275,81. Analisando o indicador TIR, o cenário mais atrativo seria o C com TIR 116,83% e o cenário C 116,40%. Os cenários D e E tiveram os piores VPLs e TIRs, sendo o Caso E o cenário menos atrativo com VPL e TIR sendo \$401.032.172,66 e 42,85% respectivamente.

A conclusão em termos da TIR, é que ela é fácil de interpretar sendo expresso em porcentagem, porém é um indicador que não considera o risco do investimento e se for precisar investir em taxas múltiplas a TIR não funciona muito bem. Por outro lado, o VPL considera o valor do dinheiro no tempo e também o custo capital. O VPL exige previsão precisa dos fluxos de caixa futuros que é considerado uma desvantagem, mas com a ajuda de simulação de reservatório é bem fácil resolver esse problema a partir dos resultados produtivos das simulações.

Conforme o tempo de retorno de investimento expresso pelo *Payback*, destaca-se que os cenários C e F foram próximos. O cenário C já começou a gerar lucro com apenas 1 ano e 6

dias, enquanto o Caso D levou menos tempo de 1 ano e 5 dias. Como essa diferença é de apenas 1 dia, assim o *Payback* não será o indicador mais adequado para decisão (desempate).

Em termos da sensibilidade concluiu-se que a taxação de CO₂ excedente mostrou-se pouco expressivo em termos do VPL, uma vez que afetou de forma irrisória os resultados no VPL. Porém, sua inserção pode motivar as companhias petrolíferas a reciclar o CO₂, assim participando efetivamente para satisfazer as metas do governo brasileiro de COP 26 de aumentar o corte das emissões de gases de efeito estufa de 43% dos níveis de 2005 para 50% até 2030.

Ademais, quanto ao TMA, este mostrou-se sensível e capaz de reverter a atratividade dos cenários C e F. Por valores baixos de TMA como o 5,25% utilizado, o Caso F teve VPL superior enquanto para TMA altas, como 10,20% utilizado, o Caso C obteve o melhor VPL.

Por fim, baseado na vantagem do VPL sobre os demais indicadores, por considerar o valor do dinheiro no tempo, em termos de tomada de decisão, conclui-se que o cenário C é o Caso mais atrativo por apresentar o maior VPL.

Além disso, de acordo com a realidade do projeto analisado, deve-se considerar os regimes de tributações e fiscais instituídos no país. No modelo econômico utilizado tomou-se a realidade do Brasil, conforme a lei nº 7.689, de 1988(CSLL), Lei 9.718/98 – art. 1º(PIS/COFINS), art. 173 § 1º- IRPJ, LEI Nº 9.478, DE 6.8.1997(Royalties), Lei 9.478/97 - Artigo 52º (Proprietário de Terra). Neste sentido as considerações fizeram o modelo proposto ajustar-se mais à realidade Brasileira diferente daquelas sugeridas pelos autores Wei *et al.* (2015) e Jiang *et al.* (2019), uma vez que este foram os modelos bases na busca da proposição de variáveis e equações que seriam agregadas ao modelo econômico para avaliar os custos financeiros dos projetos EOR-CO₂.

6 SUGESTÕES DE TRABALHOS FUTUROS

Como sugestão para trabalhos futuros, mediante observações sentidas ao longo do desenvolvimento do trabalho, sugere-se neste sentido utilizar modelos que contemplem a equação de reciclagem e seus custos financeiros, custo de monitoramento e verificação de sistemas regulatórios e uso apropriado de métodos corretivos para parar ou controlar as emissões de CO₂, se presentes, os riscos locais de segurança relacionado ao armazenamento geológico.

7 REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AL-BAYATI, Duraid *et al.* Insights into immiscible supercritical CO₂ EOR: An XCT scanner assisted flow behaviour in layered sandstone porous media. **Journal of CO₂ Utilization**, v. 32, p. 187-195, 2019.

AMPOMAH, William. *et al.* Optimization of CO₂-EOR Process in Partially Depleted Oil Reservoirs. In: **SPE Western Regional Meeting**. Society of Petroleum Engineers, 2016.

AMPOMAH, William *et al.* Co-optimization of CO₂-EOR and storage processes in mature oil reservoirs. **Greenhouse Gases: Science and Technology**, v. 7, n. 1, p. 128- 142, 2017.

AZZOLINA, NICHOLAS A. *et al.* **CO₂ storage associated with CO₂ enhanced oil recovery: A statistical analysis of historical operations**. International Journal of Greenhouse Gas Control, v. 37, p. 384-397, 2015.

AZZOLINA, Nicholas A. *et al.* How green is my oil? A detailed look at greenhouse gas accounting for CO₂-enhanced oil recovery (CO₂-EOR) sites. **International Journal of Greenhouse Gas Control**, v. 51, p. 369-379, 2016.

BACHU, Stefan *et al.* CO₂ storage capacity estimation: Methodology and gaps. **International journal of greenhouse gas control**, v. 1, n. 4, p. 430-443, 2007.

DAI, Zhenxue *et al.* An integrated framework for optimizing CO₂ sequestration and enhanced oil recovery. **Environmental Science & Technology Letters**, v. 1, n. 1, p. 49- 54, 2013.

GODEC, M. L. **Opportunities for Utilizing Anthropogenic CO₂ for Enhanced Oil Recovery and CO₂ Storage**. In: **presentation to Workshop: Introduction to Carbon Dioxide Enhanced Oil Recovery (CO₂-EOR)**, Houston Texas. 2013.

GOZALPOUR, Fatollah; REN, Shao R.; TOHIDI, Bahman. **CO₂ EOR and storage in oil reservoir**. Oil & gas science and technology, v. 60, n. 3, p. 537-546, 2005.

GUNTER, William D.; BACHU, Stefan; BENSON, Sally. **The role of hydrogeological and geochemical trapping in sedimentary basins for secure geological storage of carbon dioxide**. Geological Society, London, Special Publications, v. 233, n. 1, p. 129-145, 2004.

HILL, Bruce; HOVORKA, Susan; MELZER, Steve. **Geologic carbon storage through enhanced oil recovery**. Energy Procedia, v. 37, p. 6808-6830, 2013.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA), 2013. **Energy technology perspectives – scenarios & strategies to 2050**. International Energy Agency OECD/IEA, Paris.

JIEYUN JIANGA; ZHENHUA RUIB.; RANDY HAZLETTA; JUN LU. **An integrated technical-economic model of evaluating recovery development.** (2019).

KUCKSHINRICHS, Wilhelm; HAKE, Jürgen-Friedrich. **Carbon Capture, Storage and Use.** Springer International Pu, 2016.

LA ROVERE, Emilio Lèbre *et al.* Brazil beyond 2020: **from deforestation to the energy challenge.** Climate Policy, v. 13, n. sup01, p. 70-86, 2013.

LEFÈVRE, Julien; WILLS, William; HOURCADE, Jean-Charles. **Combining low-carbon economic development and oil exploration in Brazil?** An energy–economy assessment. Climate policy, v. 18, n. 10, p. 1286-1295, 2018.

LUCENA, André FP *et al.* Climate policy scenarios in Brazil: **A multi-model comparison for energy.** Energy Economics, v. 56, p. 564-574, 2016.

MELZER, L. Stephen. **Carbon dioxide enhanced oil recovery (CO₂-EOR): Factors involved in adding carbon capture, utilization and storage (CCUS) to enhanced oil recovery.** Center for Climate and Energy Solutions, 2012.

NOGUEIRA, Larissa Pinheiro Pupo *et al.* **Will thermal power plants with CCS play a role in Brazil's future electric power generation?** International Journal of Greenhouse Gas Control, v. 24, p. 115-123, 2014.

PARAGUASSÚ, M. M. Proposta de Metodologia Qualitativa para Avaliação de Riscos no Armazenamento Geológico de CO₂: Um Estudo de Caso Ilustrativo do Campo Fazenda Mamoeiro na Bacia do Recôncavo. 2012. 178 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Industrial) - **Programa de Pós-Graduação em Engenharia Industrial**, Universidade Federal da Bahia, UFBA, Salvador, Brasil, 2012.

Pedro R.R. Rochedo; Isabella V.L. Costa; Mariana Imperio; Bettina Susanne Hoffmann; Paulo Roberto de C. Merschmann; Camilla C.N. Oliveira; Alexandre Szklo, Roberto Schaeffer. **Carbon capture potential and costs in Brazil.** (2016).

RAVAGNANI, A. T. F. S. G. **Modelagem técnico-econômica de sequestro de CO₂ considerando injeção em campos maduros.** Tese (Doutorado em Ciências e Engenharia de Petróleo) – Instituto de Geociências. Universidade Federal de Campinas (UNICAMP), (2007).

SARAIVA, Tiago Abilio *et al.* **Forecasting Brazil's crude oil production using a multi-Hubbert model variant.** Fuel, v. 115, p. 24-31, 2014.

VIOLA, Eduardo; FRANCHINI, Matías. Brazilian climate politics 2005–2012: Ambivalence and paradox. **Wiley Interdisciplinary Reviews: Climate Change**, v. 5, n. 5, p. 677-688, 2014.

Wei, N.; Li, X.; Dahowski, R. T.; Davidson, C. L.; Liu, S.; Zha, Y. **Economic evaluation on CO₂-EOR of onshore oil fields in China**. International Journal of Greenhouse Gas Control, 37, 170-181, (2015).

Welkenhuysen, K.; Meyvis, B.; Piessens, K. **Techno-economic evaluation of CO₂-EOR in the North Sea**. Royal Belgian Institute of Natural Sciences, 2015.

ZHANG, Zhihua; HUISING, Donald. Carbon dioxide storage schemes: technology, assessment and deployment. **Journal of Cleaner Production**, v. 142, p. 1055-1064, 2017.