

## **Implementação e validação de um Valor Presente Líquido Dinâmico (VPLD) para cálculo de retorno financeiro em reservatórios de petróleo**

**Implementation and validation of a Dynamic Net Present Value (DNPV) for calculating financial return in oil reservoirs**

**Implementación y validación de un Valor Presente Neto Dinámico (VPND) para el cálculo del retorno financiero en reservorios de petróleo**

Recebido: 06/08/2024 | Revisado: 13/08/2024 | Aceitado: 13/08/2024 | Publicado: 18/08/2024

**André Luiz Sena da Rocha**

ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-4025-1210>  
Universidade Federal Rural do Semi-Árido, Brasil  
E-mail: [andre.rocha@ufersa.edu.br](mailto:andre.rocha@ufersa.edu.br)

**Marcela Marques Vieira**

ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-2026-2908>  
Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Brasil  
E-mail: [marcela@geologia.ufrn.br](mailto:marcela@geologia.ufrn.br)

**André Luís Santos de Pinho**

ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-2975-4637>  
Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Brasil  
E-mail: [andre.pinho@ufrn.br](mailto:andre.pinho@ufrn.br)

**Fidel Ernesto Castro Morales**

ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-7227-8023>  
Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Brasil  
E-mail: [fidel.castro@ufrn.br](mailto:fidel.castro@ufrn.br)

### **Resumo**

O Valor Presente Líquido (VPL) é reconhecido como uma métrica fundamental e amplamente adotada na análise financeira de projetos de exploração de petróleo, dado que a extração em um poço não é realizada até a exaustão do recurso, mas sim, enquanto for economicamente viável. Devido a volatilidade do preço do barril de óleo, a decisão de interditar um poço, mesmo quando ainda contém petróleo, é uma realidade quando os custos de extração e manutenção superam os lucros. Embora o Valor Presente Líquido (VPL) tenha sido extensivamente estudado na literatura de Engenharia de Reservatórios, observa-se uma simplificação comum ao empregar de forma fixa, a Taxa Mínima de Atratividade (TMA) e custos operacionais. Portanto, este artigo tem como objetivo, apresentar o desenvolvimento e aplicação de uma metodologia para implementação de um VPL variável, aqui nomeado como VPL dinâmico (VPLD), utilizado na área de exploração de poços de petróleo e gás. Essa nova metodologia apresenta três contribuições: primeira, uma TMA variável de acordo com a taxa de juros livre de risco do Brasil (Taxa Selic); segunda, todos os custos variáveis, sendo atualizados pelo índice brasileiro IGP-M, índice utilizado na atualização do preço de barril de óleo; terceira, uso de todos os tipos de perfuração de poços de exploração (vertical, horizontal e direcional). Para comprovar a eficiência do VPLD proposto, foi aplicado seu cálculo em dados reais, sendo comprovado uma taxa superior a 97% de assertividade, na decisão de manter ou interditar um poço de petróleo de acordo com seu lucro, medido pelo VPLD.

**Palavras-chave:** Engenharia de reservatórios; Produção de óleo e gás; Engenharia econômica; Valor Presente Líquido; VPL Dinâmico.

### **Abstract**

Net Present Value (NPV) is recognized as a fundamental and widely adopted metric in the financial analysis of oil exploration projects, given that extraction from a well is not carried out until the resource is exhausted, but rather, as long as it is economically viable. Due to the volatility of oil prices, the decision to shut down a well, even when it still contains oil, becomes a reality when extraction and maintenance costs outweigh profits. Although Net Present Value (NPV) has been extensively studied in Reservoir Engineering literature, a common simplification is observed when employing a fixed Minimum Acceptable Rate of Return (MARR) and operational costs. Therefore, this article aims to present the development and application of a methodology for implementing a variable NPV, here named as Dynamic NPV (DNPV), used in the area of oil and gas well exploration. This new methodology presents three contributions: first, a variable MARR according to Brazil's risk-free interest rate (Selic Rate); second, all variable costs are updated by the Brazilian IGP-M index, which is used to adjust the price of a barrel of oil; third, the use of all types of exploration

well drilling (vertical, horizontal, and directional). To verify the efficiency of the proposed DNPV, its calculation was applied to real data, showing an accuracy rate of over 97% in the decision to maintain or shut down an oil well according to its profitability, as measured by the DNPV.

**Keywords:** Reservoir engineering; Oil and gas production; Economic engineering; Net Present Value; Dynamic NPV.

### Resumen

El Valor Presente Neto (VPN) es reconocido como una métrica fundamental y ampliamente adoptada en el análisis financiero de proyectos de exploración de petróleo, dado que la extracción en un pozo no se realiza hasta el agotamiento del recurso, sino mientras sea económicamente viable. Debido a la volatilidad del precio del barril de petróleo, la decisión de cerrar un pozo, incluso cuando aún contiene petróleo, se convierte en una realidad cuando los costos de extracción y mantenimiento superan las ganancias. Aunque el Valor Presente Neto (VPN) ha sido extensamente estudiado en la literatura de Ingeniería de Reservorios, se observa una simplificación común al emplear de forma fija la Tasa Mínima de Atractividad (TMA) y los costos operativos. Por lo tanto, este artículo tiene como objetivo presentar el desarrollo y la aplicación de una metodología para la implementación de un VPN variable, aquí denominado como VPN dinámico (VPND), utilizado en el área de exploración de pozos de petróleo y gas. Esta nueva metodología presenta tres contribuciones: primero, una TMA variable de acuerdo con la tasa de interés libre de riesgo de Brasil (Tasa Selic); segundo, todos los costos variables son actualizados por el índice brasileño IGP-M, que se utiliza para actualizar el precio del barril de petróleo; tercero, el uso de todos los tipos de perforación de pozos de exploración (vertical, horizontal y direccional). Para verificar la eficiencia del VPND propuesto, su cálculo se aplicó a datos reales, mostrando una tasa de acierto superior al 97% en la decisión de mantener o cerrar un pozo petrolero de acuerdo con su rentabilidad, medida por el VPND.

**Palabras clave:** Ingeniería de reservorios; Producción de petróleo y gas; Ingeniería económica; Valor Presente Neto; VPN dinámico.

## 1. Introdução

A exploração de campos petrolíferos envolve inerentemente riscos, incertezas e consideráveis investimentos em instalação de plataformas, perfuração de poços e realizar sua manutenção. Para minimizar esses riscos, é de extrema importância desenvolver uma estratégia ótima de produção (Santos, 2017).

As estratégias de produção fazem parte do desenvolvimento de um campo petrolífero e engloba uma série de ações para torná-lo produtivo. A definição dessas estratégias assume um papel de extrema importância na engenharia de reservatórios, uma vez que essas decisões impactam diretamente no nível de produção e comportamento do reservatório, como também, apresenta forte impacto nas análises econômicas através dos custos de produção (Silva, 2017).

Os custos de produção nos poços de petróleo têm um impacto bastante considerável nos custos totais dos campos. Dependendo de sua magnitude, esses custos podem inviabilizar economicamente a operação, levando ao abandono e à devolução dos campos à Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP). Adicionalmente, muitos campos já estão em produção há um longo período, o que exige a contínua redução de custos, a fim de se manterem economicamente viáveis (Gabbay, 2015).

O processo de desenvolvimento de um reservatório de petróleo envolve a pesquisa de uma específica configuração de poços que possa maximizar a receita e minimizar os custos de produção. A busca por essa alternativa geralmente se baseia em métodos de otimização que utilizam indicadores financeiros, sendo o mais utilizado, o Valor Presente Líquido (VPL). O cálculo do VPL depende diretamente dos dados de produtividade dos poços e todos os custos de desenvolvimento e exploração referentes à sua vida útil (Kohler, 2013).

O VPL é o método mais conhecido quando se trata de gestão de investimentos na Engenharia Econômica, uma das dez áreas do conhecimento da Engenharia de Produção, visto que ele é utilizado na estimação e avaliação financeira de projetos com foco em analisar alternativas para a tomada de decisão (Abepro, 2023).

Portanto, este artigo tem como objetivo, apresentar o desenvolvimento e aplicação de uma metodologia para implementação de um VPL variável, aqui nomeado como VPL dinâmico (VPLD), utilizado na área de exploração de poços de petróleo e gás. Essa abordagem é considerada inovadora devido a três contribuições na proposição desta nova metodologia.

A **primeira contribuição** se deve ao fato de ter sido observado que estudos anteriores que estimavam o VPL em engenharia de reservatórios (Rodrigues, 2012; Figueira, 2014; Strachan, 2014; Moura, 2016; Oliveira, 2016; Santos, 2017; Silva, 2017; Santos, 2019 e Oliveira, 2020), apresentavam na sua estimativa, uma simplificação dos cálculos, utilizando uma Taxa Mínima de Atratividade (TMA) fixa; no entanto, isso não retrata a realidade e a volatilidade do mercado financeiro. Este trabalho, ao contrário, propõe-se uma metodologia segundo a qual, no cálculo do VPL, inclui-se uma TMA variável de acordo com a taxa de juros livre de risco do Brasil (Taxa Selic), taxa esta que é utilizada para controlar a inflação no País.

A **segunda contribuição** se dá pela observação que nestes estudos, foram utilizados custos fixos na estimativa do seu cálculo. Os autores destes trabalhos justificaram essa decisão também para simplificar os cálculos em suas simulações. A metodologia deste estudo propõe utilizar todos os custos variáveis, sendo eles atualizados de acordo com o índice brasileiro IGP-M, índice utilizado na atualização do preço de barril de petróleo e gás, sendo esta segunda contribuição, inovadora. Assim, essa atualização dos custos traz maior robustez à análise de dados, visto que o índice irá retratar com maior fidelidade a oscilação nos preços de petróleo e gás no mercado brasileiro e internacional.

A **terceira contribuição** deste artigo se dá ao fato de a maior parte destes trabalhos em que se utiliza o VPL como variável a ser otimizada, selecionam-se apenas poços com perfuração vertical. No entanto, neste modelo de VPL dinâmico, será proposto o uso de todos os três tipos de perfuração de poços de exploração (vertical, horizontal e direcional).

Para ilustrar o cálculo do VPLD, foi selecionada uma série temporal de 20 anos de dados reais da Bacia Potiguar como região para análise, visto que representa, atualmente, a bacia em terra (*on-shore*) de maior produtividade no País, desde 1990 (Mendes et al., 2019; ANP, 2023a). Portanto, essa metodologia poderá proporcionar uma análise financeira da rentabilidade da produção de petróleo e gás mais aprofundada, podendo, conseqüentemente, ser utilizada como uma ferramenta de suporte à decisão sobre a continuidade ou não da exploração de petróleo em determinados poços, bem como, em regiões de poços vizinhos, proporcionando assim, uma redução de custos operacionais e do tempo de tomada de decisão.

Dessa forma, este artigo está organizado em quatro seções. Após esta introdução, apresenta-se, na **Seção 2**, os procedimentos metodológicos para a construção de um VPLD, aplicado à Engenharia de Reservatórios. É realizada, na **Seção 3**, uma aplicação com dados reais estimando, analisando e validando o VPLD de poços de petróleo da Bacia Potiguar. Por fim, na **Seção 4**, são apresentadas as principais conclusões da implementação e validação desta nova metodologia, bem como as limitações do trabalho e sugestão para estudo futuro.

Espera-se que ao alcançar o objetivo deste artigo, que é desenvolver e aplicar uma nova metodologia de VPL variável (VPLD), esta possa ser utilizada como uma métrica financeira no auxílio da tomada de decisões na gestão de exploração de petróleo e gás, além de auxiliar na decisão em manter ou interditar um poço de exploração.

## 2. Metodologia

O Valor Presente Líquido (VPL) é utilizado para avaliar se uma determinada alternativa de investimento apresenta lucro ou prejuízo em termos de valores presentes, considerando a data inicial do investimento, descontando-os a uma taxa de juros específica, que é a taxa mínima de atratividade (Nogueira, 2011). A TMA refere-se à menor taxa possível de juros compostos que torna favorável para o investidor escolher um determinado projeto de investimento. Em outras palavras, se, ao analisar um investimento, o investidor chegar à conclusão de que seu retorno será menor do que a taxa de atratividade, esse investimento não

será vantajoso para ele, uma vez que seria melhor aplicar em algo que tenha uma rentabilidade maior (Silva; Janni; 2021). O cálculo do VPL é apresentado por Oliveira et al. (2022) de acordo com a Equação (1).

$$VPL = -I + \sum_{i=1}^n \frac{FC_t}{(1 + TMA)^i} \quad (\text{Equação 1})$$

em que  $FC_t$  ilustra o fluxo de caixa no  $t$ -ésimo período,  $I$  é o investimento inicial,  $TMA$  é a taxa mínima de atratividade. O somatório indica que deve ser realizada a soma da data  $I$  até a data  $n$  dos fluxos de caixa descontados no período inicial.

A metodologia de implementação do VPLD se dá por uma atualização monetária de custos operacionais e da TMA. Muitos desses custos são calculados a partir de materiais e serviços, todavia, estes são passíveis de cotação de moedas estrangeiras, câmbio, inflação, cenários macro e microeconômico. Por este motivo, optou-se por usar apenas uma moeda estável, para o caso em questão, o dólar (US\$). Assim, isso evitará possíveis vieses econômicos que poderiam levar às conclusões equivocadas e que, conseqüentemente, não retratariam o cenário correto descrito pelo modelo utilizado.

## 2.1 Valor Presente Líquido Dinâmico (VPLD)

A equação do VPLD foi desenvolvida a partir dos trabalhos de Rodrigues (2012); Figueira (2014); Strachan (2014); Moura (2016); Oliveira (2016); Santos (2017); Silva (2017); Santos (2019) e Oliveira (2020). O cálculo é ilustrado na Equação (2).

$$VPL = \left[ \sum_{i=1}^n \frac{R_{(i)} - C_{\text{óleo}_{(i)}} - C_{\text{gás}_{(i)}} - C_{\text{água}_{(i)}} - C_{\text{i.água}_{(i)}} - C_{\text{i.v.água}_{(i)}} - C_{\text{om}_{(i)}} - Roy_{(i)} - C_p - C_{a_{(i)}}}{(1 + TMA_{(i)})^i} \right] \cdot (1 - Imp) \quad (\text{Equação 2})$$

Em que:

$R$	Receita
$C_{\text{óleo}}$	Custo de produção do óleo
$C_{\text{gás}}$	Custo de produção de gás
$C_{\text{água}}$	Custo de tratamento e descarte da água produzida
$C_{\text{i.água}}$	Custo de injeção de água produzida
$C_{\text{i.v.água}}$	Custo de injeção de vapor de água
$C_{\text{om}}$	Custo de operação e manutenção do gerador de vapor
$Roy$	Participação governamental por meio de <i>Royalties</i>
$C_p$	Custo de perfuração dos poços
$C_a$	Custo de aquisição do gerador de vapor
$Imp$	Alíquota de impostos
$TMA$	Taxa mínima de Atratividade
$n$	Número de períodos (meses)

A partir da Equação (2), é possível estimar o VPLD para reservatórios de petróleo e gás. Serão apresentados nas sessões 2.2 a 2.13 os cálculos de cada um dos termos do VPLD apresentados em 2.1.

## 2.2 Receita

Para o desenvolvimento do cálculo da receita, se faz necessário ter a produção acumulada de óleo e gás correspondente à toda série temporal analisada, podendo os dados estarem representados anualmente ou mensalmente. A receita será calculada de acordo com a Equação (3), sendo descrita pelo produto do volume de óleo pelo preço do barril adicionando o produto do volume do gás produzido pelo preço do gás. Vale salientar que a receita nos trabalhos de Rodrigues (2012); Moura (2016); Silva (2017); Santos (2019) e Oliveira (2020) foi calculada apenas com base no volume de produção de óleo. Apenas os estudos de Figueira (2014), Strachan (2014) e Santos (2017) utilizaram também a produção de gás no cálculo de sua receita. Portanto, para uma análise financeira mais completa, será incluído também a produção do gás, mesmo este resultando em um lucro bem inferior, quando comparado ao lucro da produção de óleo.

$$R_{(i)} = \left( V_{prod.óleo} \cdot P_{bbt} \right) + \left( V_{prod.gás} \cdot P_{m^3} \right) \quad (\text{Equação 3})$$

Em que:

$V_{prod.óleo}$  = Volume de óleo produzido na condição padrão por mês (bblstd/mês)

$P_{bbt}$  = Preço do barril (US\$/bblstd)

$V_{prod.gás}$  = Volume de gás produzido por mês ( $m^3$ /mês)

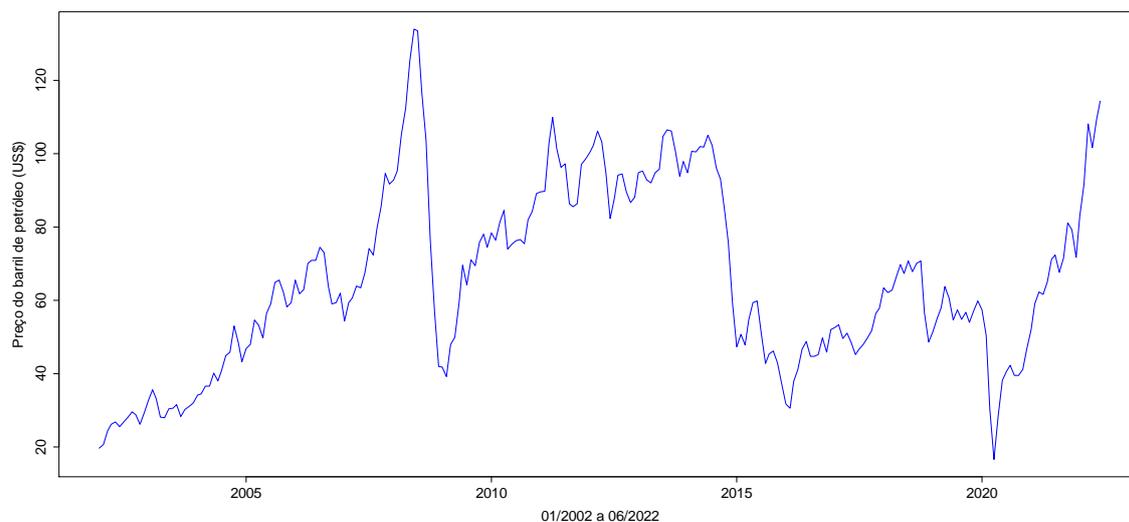
$P_{m^3}$  = Preço de venda do gás (US\$/ $m^3$ )

Este trabalho traz uma abordagem inovadora para a modelagem dos custos, visto que em trabalhos anteriores (Rodrigues, 2012; Figueira, 2014; Strachan, 2014; Oliveira, 2016; Moura, 2016; Santos, 2017; Silva, 2017; Santos, 2019; Oliveira, 2020), o preço do barril de petróleo e do gás foram utilizados de forma simplificada, ou seja, como um custo fixo, sendo usado um valor determinado. No entanto, por estar trabalhando com um modelo dinâmico que é ajustado ao mercado financeiro, optou-se por utilizar o custo do barril de óleo como custo variável, sendo este vendido em dólar.

A decisão de trabalhar com o preço do petróleo e gás como custo variável, se deve ao fato desses preços serem altamente voláteis, conseqüentemente, sofrendo muita variabilidade e influência do mercado financeiro interno e externo, além de demais variáveis geopolíticas.

É apresentado, na Figura 1, o preço do barril de petróleo (em dólar), para os últimos 20 anos, ou seja, de 2002 a 2022. É possível observar que o preço do barril sofre alterações quase que diariamente. Os dados foram disponibilizados pelo Departamento de Administração, Energia e Informação dos Estados Unidos (EIA, 2023a).

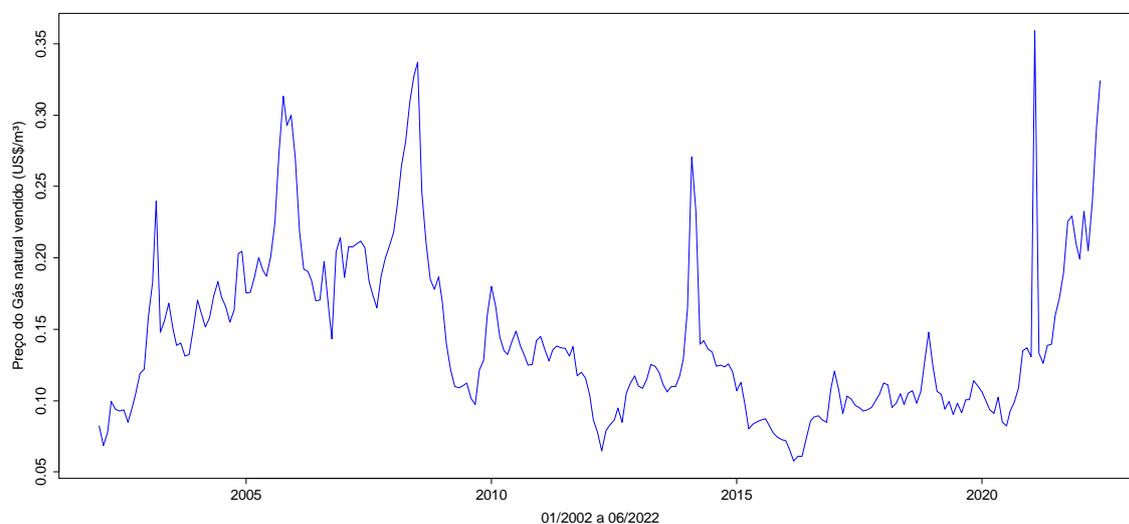
**Figura 1** - Variação do preço do barril de petróleo (US\$) – 2002 a 2022.



Fonte: EIA (2023a).

Como pode ser observado na Figura 1, o preço do barril de petróleo em dólar apresenta variabilidade e forte oscilação, tendo uma média de \$65,25, desvio-padrão de \$24,87 e coeficiente de variação de 38,10%. São apresentados, na Figura 2, os dados referentes ao preço (dólar), por metro cúbico, do gás, também para o período de 2002 a 2022.

**Figura 2** - Variação do preço do gás (US\$ por metro cúbico) – 2002 a 2022.



Fonte: EIA (2023b).

É possível observar na Figura 2, que o preço do gás cresce até 2004, apresentando um padrão descendente até 2009, quando retorna a crescer o preço. Esse padrão se repetiu ao longo da série temporal. A série apresentou uma média de \$ 0,15; desvio-padrão de \$ 0,06 e coeficiente de variação de 40,70%, com o menor preço de \$ 0,06 por m<sup>3</sup> (abril de 2012) e maior valor, \$ 0,36 por m<sup>3</sup> (fevereiro de 2021). Os dados referentes ao preço do gás, também foram disponibilizados por meio do Departamento de Administração, Energia e Informação dos Estados Unidos (EIA, 2023b).

Analisando as Figuras 1 e 2, é possível identificar que, em ambas, o período de crescimento no preço foi semelhante, em três momentos: antes de 2010, antes de 2015 e após 2020. Essa variabilidade de preços será levada em conta na modelagem do VPLD.

A EIA é uma agência governamental independente dentro do Departamento de Energia dos Estados Unidos e é responsável por coletar, analisar e fornecer informações sobre energia ao público e ao governo dos EUA. É responsável por monitorar e relatar estatísticas do setor energético, como por exemplo, petróleo, gás natural, carvão, eletricidade renovável e nuclear. Suas análises e projeções são usadas por governos, empresas, instituições financeiras, pesquisadores e o público em geral para tomar decisões informadas sobre questões de energia, política energética, planejamento estratégico, investimentos, dentre outros.

### 2.3 Custo de perfuração dos poços

O custo de perfuração vertical do poço explorado foi baseado nos trabalhos de Rodrigues (2012), Moura (2016), Silva (2017), Santos (2019), que utilizaram, em suas simulações, apenas o custo de perfuração de um poço vertical. Como esse artigo tem como proposta implementar todas as direções de poços analisados; o custo de perfuração de um poço direcional foi obtido a partir do estudo de Gabbay (2015), e o custo de um poço horizontal, de Oliveira (2020), sendo todos os custos atualizados. O cálculo do custo de perfuração pode ser dado a partir da profundidade (metros) de cada poço e do preço da perfuração de acordo com o tipo do poço (vertical, horizontal e direcional). Portanto, o custo de perfuração é dado pela Equação (4).

$$C_p = P_{perf} \cdot P_{metros} \quad (\text{Equação 4})$$

Em que:

$C_p$  = Custo de perfuração dos poços (US\$).

$P_{perf}$  = Preço de perfuração de um poço *on-shore* (US\$) vertical, horizontal e direcional.

$P_{metros}$  = Profundidade do poço (metros).

### 2.4 Custo de produção do óleo

Uma vez que o óleo é extraído, é necessário proceder com a sua separação, transporte e tratamento. O custo dessas atividades é calculado pelos gastos gerados devido ao processamento e tratamento dos fluidos, possibilitando extrair óleo preparado para o refino. O cálculo do custo de produção de óleo foi desenvolvido a partir dos estudos de Rodrigues (2012), Moura (2016), Silva (2017) e Santos (2019). O custo pode ser calculado com base na Equação (5).

$$C_{\text{óleo}(i)} = C_{\text{óleo}/m^3} \cdot V_{\text{prod.óleo}} \quad (\text{Equação 5})$$

Em que:

$C_{\text{óleo}(i)}$  = Custo de produção do óleo (US\$).

$C_{\text{óleo}/m^3}$  = Custo de separação, transporte e tratamento do óleo por bbl. de óleo produzido (US\$/m<sup>3</sup>std).

$V_{\text{prod.óleo}}$  = Volume de óleo em m<sup>3</sup>.

## 2.5 Custo de produção do gás

Com a extração dos fluidos, é necessário proceder com a separação do gás, para realizar seu tratamento e compressão para posterior transporte através de gasodutos. O cálculo do custo de produção do gás foi desenvolvido a partir dos trabalhos de Figueira (2014), Strachan (2014) e Santos (2017). O custo dessas atividades pode ser calculado com base na Equação (6).

$$C_{gás(i)} = C_{gás/m^3} \cdot V_{prod.gás} \quad (\text{Equação 6})$$

Em que:

$C_{gás(i)}$  = Custo de separação, transporte e tratamento do gás (US\$).

$C_{gás/m^3}$  = Custo de separação, transporte e tratamento do gás por  $m^3$ .

$V_{prod.gás}$  = Volume de gás em  $m^3$ .

## 2.6 Custo de tratamento e descarte da água produzida

A água produzida (AP) é frequentemente coletada junto com o petróleo e o gás, durante a exploração e extração, mas requer tratamento para remover impurezas, produtos químicos e óleo residual, antes de ser descartada de forma ambientalmente responsável. Esse processo de tratamento, juntamente com a infraestrutura necessária para o descarte seguro, envolve custos operacionais substanciais. Além disso, as regulamentações ambientais rigorosas exigem que a água produzida seja tratada adequadamente para evitar a contaminação do meio ambiente. O cálculo do custo de tratamento e descarte da AP foi desenvolvido a partir dos trabalhos de Rodrigues (2012), Moura (2016), Silva (2017), Santos (2019).

Ao extrair óleo e gás, é natural haver também extração de água. No entanto, essa água mesmo imprópria para o consumo, antes do seu descarte, deve ser tratada. Dessa forma, esse custo corresponde aos gastos relacionados ao processo de tratamento para que não haja nenhum prejuízo para o meio ambiente, além do que, a legislação brasileira exige que o descarte da água seja adequado. Logo, esse custo é definido de acordo com a Equação (7).

$$C_{água(i)} = C_{água/m^3} \cdot V_{água.prod} \quad (\text{Equação 7})$$

Em que:

$C_{água(i)}$  = Custo de tratamento e descarte da água produzida (US\$).

$C_{água/m^3}$  = Custo de tratamento e descarte de água por  $m^3$  de água produzida (US\$/ $m^3$ ).

$V_{água.prod}$  = Volume de água produzida em  $m^3$ .

## 2.7 Custo de injeção de água produzida

A injeção de água envolve a introdução de água em reservatórios de petróleo para empurrar o óleo para fora do poço de produção, melhorando a recuperação de petróleo. O cálculo do custo de injeção de água produzida foi desenvolvido a partir dos estudos de Rodrigues (2012), Silva (2017) e Santos (2019). Ele é dado pela Equação (8).

$$C_{inj.água(i)} = C_{inj.água/m^3} \cdot V_{água.inj} \quad (\text{Equação 8})$$

Em que:

$C_{inj.água(i)}$  = Custo da água injetada (US\$).

$C_{inj.água/m^3}$  = Custo da água injetada por m<sup>3</sup> (US\$/m<sup>3</sup>).

$V_{água.inj}$  = Volume de água injetada em m<sup>3</sup>.

## 2.8 Custo de injeção de vapor de água

A injeção de vapor de água envolve a injeção de vapor de alta temperatura e sob alta pressão, diretamente no reservatório de petróleo para aquecer o óleo, reduzir sua viscosidade e facilitar sua mobilidade. Isso permite que o óleo seja deslocado e produzido com mais eficiência. Este método é particularmente eficaz em reservatórios onde o petróleo é demasiadamente viscoso para ser extraído por métodos convencionais, aumentando significativamente a eficiência da extração e a recuperação total de petróleo do reservatório. O cálculo do custo de injeção de vapor de água foi desenvolvido a partir do estudo de Moura (2016). Ele é dado pela Equação (9).

$$C_{inj.VA(i)} = C_{inj.VA/t} \cdot V_{inj.VA} \quad (\text{Equação 9})$$

Em que:

$C_{inj.VA(i)}$  = Custo da água injetada (US\$).

$C_{inj.VA/t}$  = Custo do vapor da água injetada por tonelada (US\$/t).

$V_{inj.VA}$  = Volume de vapor de água injetada em m<sup>3</sup>.

## 2.9 Custo de aquisição do gerador de vapor

A compra de um gerador de vapor é essencial para garantir que a injeção de vapor como método de recuperação de óleo seja eficaz, econômica e controlável, atendendo às necessidades específicas do reservatório e maximizando a produção de petróleo. O cálculo do custo de aquisição do gerador de vapor foi desenvolvido a partir dos estudos de Rodrigues (2012) e Moura (2016) e é dado de acordo com a Equação (10).

$$C_a = \frac{P_g \cdot Q_{inj}}{C_g \cdot \eta} \quad (\text{Equação 10})$$

Em que:

$C_a$  = Custo da aquisição do gerador de vapor (US\$).

$P_g$  = Preço do gerador de vapor (US\$).

$Q_{inj}$  = Vazão de vapor injetada (ton/mês).

$C_g$  = Capacidade do gerador em (ton/mês).

$\eta$  = Eficiência volumétrica do gerador.

## 2.10 Custo de operação e manutenção do gerador de vapor

É vital a operação e manutenção de um gerador de vapor para garantir um funcionamento seguro, eficiente e confiável, o que, por sua vez, assegura que a injeção de vapor como método de recuperação de óleo seja eficaz e econômica. Além disso, contribuem para a sustentabilidade a longo prazo das operações de produção de petróleo. O cálculo do custo de operação e manutenção do gerador de vapor foi desenvolvido a partir dos estudos de Rodrigues (2012) e Moura (2016) e é dado de acordo com a Equação (11).

$$C_{om} = C_{om/t.mês} \cdot V_{inj} \quad (\text{Equação 11})$$

Em que:

$C_{om}$  = Custo de operação e manutenção do gerador de vapor (US\$).

$C_{om/t}$  = Custo mensal de operação e manutenção de vapor injetada (US\$/tonelada).

$V_{inj}$  = Volume mensal de vapor injetado (tonelada).

## 2.11 Participação governamental (*Royalties*) e alíquota de impostos

Os recursos arrecadados a partir das taxas governamentais têm o propósito de impulsionar o progresso na área de produção, trazendo benefícios para a comunidade através da comercialização de um recurso energético (Rodrigues, 2012). A participação governamental por meio de *royalties*, é uma forma de compensação financeira paga por empresas ao governo de um país ou região em troca do direito de explorar recursos naturais, como por exemplo, petróleo, gás natural, mineração e outros recursos não renováveis. Essa compensação é baseada em uma porcentagem da receita bruta obtida pela empresa com a exploração desses recursos. Os *royalties* apresentam grande importância para o desenvolvimento de uma região, visto que a partir da sua arrecadação, eles poderão ser usados para intensificar o desenvolvimento da região detentora do recurso natural explorado, beneficiando assim, a sociedade dessa região.

Uma alíquota de impostos é uma porcentagem aplicada sobre uma base tributável para calcular o valor do imposto devido. Ela representa a proporção do imposto que deve ser pago em relação ao valor ou à base sobre a qual o imposto incide e são determinadas pelos governos em níveis federal, estadual e municipal, e podem variar de acordo com o tipo de imposto e a natureza da transação ou atividade tributável.

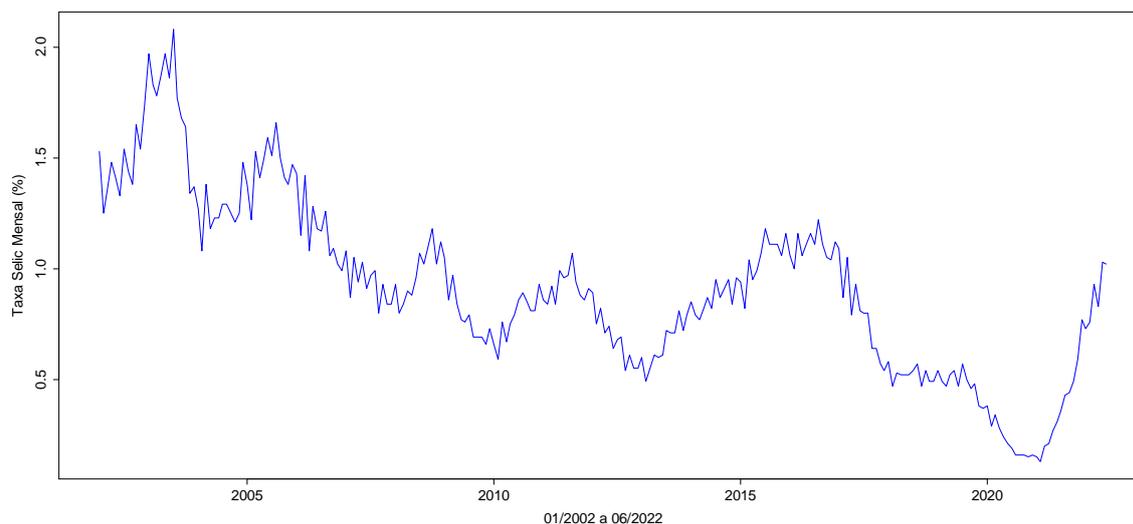
Os percentuais de *royalties* e a alíquota de imposto definidos neste trabalho, foram baseados em estudos anteriores que realizaram uma análise financeira por meio do VPL em poços de petróleo. Os autores definiram os *royalties* como 10% da receita bruta e a alíquota de impostos, 34% (Kohler, 2013; Pinto, 2013; Mendes, 2013; Strachan, 2014; Figueira, 2014; Oliveira, 2016; Santos 2017).

## 2.12 Taxa Mínima de Atratividade (TMA)

A Taxa Mínima de Atratividade representa um parâmetro utilizado na análise financeira para determinar a taxa mínima de retorno que um investimento ou projeto deve proporcionar para ser considerado atrativo. Blank e Tarquin (2010) mencionam que, nos Estados Unidos, a TMA é estimada a partir dos títulos públicos como o Tesouro direto dos EUA. Semelhante ao cálculo da receita na Equação (3), trabalhos anteriores como os Rodrigues (2012); Moura (2016); Silva (2017); Santos (2019) e Oliveira (2020) também consideraram a TMA como um valor fixo, no entanto, optou-se também por inovar no cálculo do VPLD utilizando uma taxa variável, sendo a TMA estimada pela Selic. Entende-se que esse método inovador irá retratar com maior fidelidade o mercado financeiro, visto que sua oscilação será retratada por meios da variabilidade dessa taxa.

A Selic é uma taxa de juros básica na economia nacional, sendo ela, a principal taxa de controle de inflação do Banco Central. A taxa Selic apresenta influência em todas as taxas de juros do Brasil, como por exemplo, para o caso de taxas de juros dos empréstimos pessoais a pessoas físicas e pessoas jurídicas, além de financiamentos de imóveis e automóveis e também, em aplicações financeiras (Banco Central do Brasil, 2023a). É ilustrada, na Figura 3, a taxa Selic para o período de 2002 a 2022.

**Figura 3 - Taxa Selic (01/2002 – 06/2022).**



Fonte: Banco Central do Brasil (2023a).

É possível observar na Figura 3, que a Selic apresenta um comportamento decrescente ao longo da série temporal, caindo consideravelmente em 2020, devido ao período da pandemia do novo coronavírus, chegando a 0,15% ao mês (equivalente a 2% ao ano) em novembro de 2020, como uma medida do Governo Federal em controlar a inflação nesse período de pandemia. Todavia, com o avanço da vacina, a Selic voltou a crescer até o final da série temporal analisada.

A taxa Selic é de suma importância para o cálculo do VPLD, visto que a partir dela e dos demais custos, será possível mensurar essa medida econômica de rentabilidade da exploração do reservatório. No entanto, para maior precisão do VPLD e que este retrate as oscilações do mercado financeiro ao longo dos 20 analisados, é necessário realizar uma atualização monetária dos custos, descritos nas Equações 3 a 11, para que estas também sejam alteradas de acordo com a inflação da época.

### 2.13 Atualização monetária dos custos

O VPL é comumente utilizado para analisar projetos de investimento com base em fluxos de caixa futuros; no entanto, também pode ser utilizado para lidar com dados passados de um fluxo de caixa, sendo possível aplicar uma abordagem retrospectiva, desde que os fluxos de caixa passados sejam trazidos ao valor presente por meio de uma atualização monetária temporal.

Como a proposta da implementação do VPLD apresenta custos variáveis, é necessário realizar uma atualização monetária para que o custo apresente variação de acordo com a volatilidade do mercado financeiro. Para realizar essa atualização, será necessário considerar a taxa de inflação, que é um indicador econômico que mede a variação dos preços ilustrados em uma série temporal e é mensurada por diversos índices. Um dos índices de uso de atualização para o preço do barril de petróleo é o índice Geral de Preços (IGP). De acordo com a Fundação Getúlio Vargas (FGV Ibre, 2024), o IGP foi criado em 1940 e é calculado a partir de três índices: Índice de Preços ao Produtor Amplo (IPA), Índice de Preços ao Consumidor (IPC) e Índice Nacional de Custo da Construção (INCC).

O IPA é um indicador econômico nacional que mede oscilações médias dos preços recebidos pelos produtores domésticos, agropecuários e industriais, como por exemplo, produtos derivados do petróleo e álcool. O IPC mensura variações intertemporais de preços de um conjunto fixo de bens e serviços. Por fim, o INCC é um indicador econômico que mede a evolução de custos em construção civil, como por exemplo, materiais, equipamentos, serviços e mão-de-obra (FGV Ibre, 2016).

O IGP apresenta cinco tipos de variações: IGP-M, IGP-10, IGP-DI, IGP-1º decêndio e IGP-2º decêndio. O IGP-M é considerado um indicador mensal do nível de atividade econômica, compreendendo seus principais setores do país, sendo utilizado amplamente no reajuste de tarifas públicas, como energia, água e telefonia, na oscilação de câmbio, na produção agrícola e em *commodities* (FGV Ibre, 2024). Portanto, o IGM-M por ser utilizado no reajuste de preço de *commodities*, como por exemplo, o petróleo e seus derivados. Esse índice foi selecionado para fazer a atualização monetária de todos os custos deste artigo. Assim, de acordo com FGV Ibre (2024), o cálculo do IGP-M é desenvolvido a partir da média aritmética ponderada envolvendo os três índices descritos na Equação (12).

$$IGP-M_{(t)} = (0,6) IPA_{(t)} + (0,3) IPC_{(t)} + (0,3) INCC_{(t)} \quad (\text{Equação 12})$$

Em que:

*IPA* = Índice de Preços ao Produtor Amplo.

*IPC* = Índice de Preços ao Consumidor.

*INCC* = Índice Nacional de Custo da Construção.

A atualização monetária foi realizada com base em um aplicativo que o Banco Central disponibiliza gratuitamente, chamado de “Calculadora do Cidadão”, ilustrada na Figura 4. Através desse sistema, disponível em Banco Central do Brasil (2023b), foi possível realizar toda a atualização dos custos deste trabalho, bastando apenas escolher o índice, informar seu valor monetário, incluir a data do valor presente e do valor futuro, em seguida, o sistema apresenta o valor corrigido pela índice IGP-M, como é apresentado na Figura 4.

**Figura 4** – Calculadora utilizada como atualização monetária.

A imagem mostra a interface web da "Calculadora do cidadão" do Banco Central do Brasil. No topo, há o logotipo do Banco Central e o título "Calculadora do cidadão" com um link para "Ajuda". Abaixo, há uma barra de navegação com "início" e "Calculadora do cidadão". O conteúdo principal é a seção "Correção de valores", que contém um alerta em vermelho: "Índice não cadastrado". Abaixo disso, há uma barra de seleção com opções: "Índices de preços", "TR", "Poupança", "Selic" e "CDI". O formulário principal, intitulado "Correção de valor por índices de preços", contém o texto "Os campos com \* são de preenchimento obrigatório". O formulário possui um menu suspenso para "Selecione o índice para a correção" com o valor "IGP-M (FGV) - a partir de 06/1989". Abaixo disso, há campos obrigatórios para "\* Data inicial (MM/AAAA)" e "\* Data final (MM/AAAA)", ambos com ícones de calendário. Um campo para "Valor a ser corrigido" também está presente. No canto inferior direito do formulário, há o link "Metodologia". Na base do formulário, há dois botões: "Corrigir valor" e "Voltar".

Fonte: Banco Central do Brasil (2023b).

É ilustrado, como exemplo, o resultado da atualização monetária de R\$ 100,00 em janeiro de 2002 para junho de 2022, ou seja, através do IGP-M, o Banco Central irá informar quanto esses R\$ 100,00, em 01/2002, valem, em 06/2022. Como pode ser observado na Figura 5, R\$ 100,00 em 01/2002, são equivalentes a R\$ 550,92 em 06/2022.

**Figura 5** – Atualização monetária de R\$ 100,00 em 01/2002, para o equivalente em 06/2022.

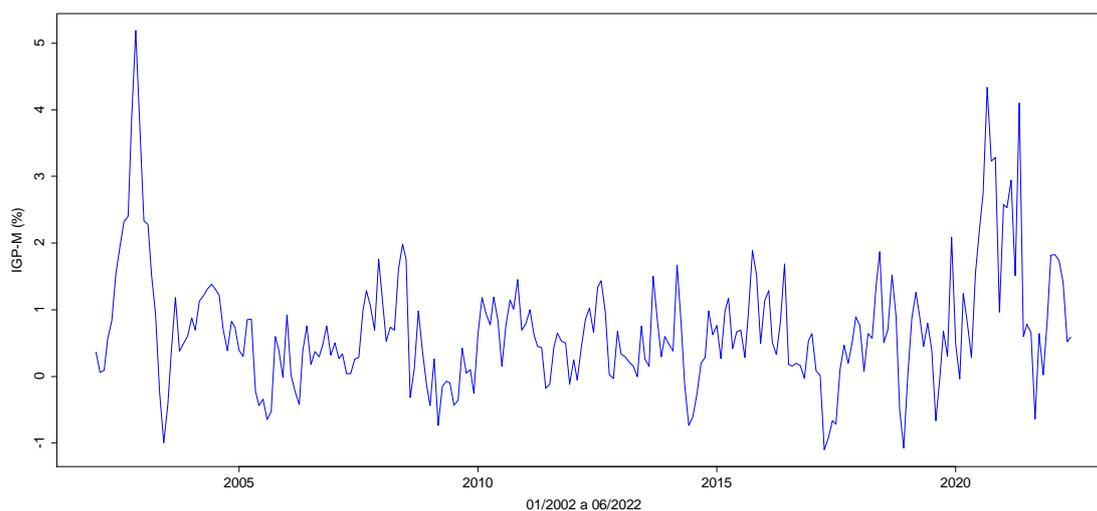
**Resultado da Correção pelo IGP-M (FGV)**

Dados básicos da correção pelo IGP-M (FGV)	
Dados informados	
Data Inicial	01/2002
Data final	06/2022
Valor nominal	R\$ 100,00 ( REAL )
Dados calculados	
Índice de correção no período	5,50918520
Valor percentual correspondente	450,918520 %
Valor corrigido na data final	R\$ 550,92 ( REAL )

Fonte: Banco Central do Brasil (2023b).

É retratado, na Figura 6, o IGP-M durante o período de 2002 a 2022. A partir da sua distribuição de dados, esse índice, ao multiplicar cada um dos preços na sua respectiva data, irá realizar o ajuste monetário.

**Figura 6** - Variação do índice IGP-M entre janeiro de 2002 a junho de 2022.



Fonte: Banco Central do Brasil (2023c).

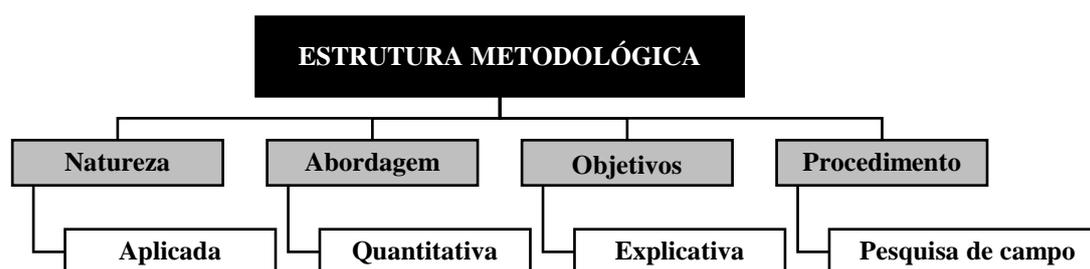
É importante salientar que como pode ser constatado na Figura 6, há momentos em que o IGP-M oscila, também, para abaixo de zero, ou seja, para esses períodos, o preço não terá um acréscimo, mas sim, um decréscimo. Logo, o reajuste de preço por meio desse índice, tornará a atualização monetária mais próxima da variabilidade financeira ocorrida no país, retratando a real inflação que o Brasil sofreu no período analisado.

Ainda em relação a Figura 6, pode-se observar que a série temporal do IGP-M, o índice apresenta dados mensais e nesse período, sua média foi de 0,70%, com desvio-padrão de 0,91% e coeficiente de variação de 130,53%. Das 246 observações, 41 foram negativas, ou seja, o preço dos produtos e serviços caiu nesses meses.

## 2.14 Classificação da pesquisa

O trabalho desenvolvido neste estudo apresenta como natureza, uma pesquisa aplicada, com abordagem quantitativa e objetivo explicativo, tendo como procedimento, uma pesquisa de campo. É apresentado na Figura 7 a classificação da pesquisa.

Figura 7 - Estrutura metodológica da pesquisa.



Fonte: Elaborado pelos autores (2024).

Como apresentado na Figura 7, a pesquisa é aplicada. De acordo com Thiollent (2018), uma pesquisa aplicada baseia-se em problemas expostos em organizações, grupos, e até instituições ou órgãos públicos, sendo essa natureza responsável pela análise e identificação de problemas e procura de soluções. Portanto, a pesquisa aplicada se adequa a este estudo, uma vez que está sendo analisado dados com o objetivo de propor soluções para uma gestão otimizada na tomada de decisão, em um órgão público (ANP).

Prodanov e Freitas (2014) quando classificam uma pesquisa quantitativa, consideram que “tudo pode ser quantificável”, o que, de acordo com os dois autores, significa traduzir em números, dados e informações, sendo possível, a partir daí, classificá-las e analisá-las. Dessa forma, como pode ser observado na Figura 7, a pesquisa é considerada quantitativa por estar analisando dados da produtividade de reservatórios de petróleo e gás, a fim de analisá-los e tomar conclusões.

Gil (2017) cita que uma pesquisa com objetivo explicativo se dá quando o pesquisador procura justificar e encontrar o motivo da ocorrência de eventos, por meio de uma análise de dados, a partir do registro de fenômenos observados. O autor ainda comenta que esse tipo de pesquisa tem como objetivo identificar possíveis causas que exercem influência para a ocorrência desses fenômenos. Dessa maneira, como ilustrado na Figura 7, esta pesquisa se classifica com o objetivo explicativo, devido ao objetivo de compreender o motivo do fechamento de poço ou pela continuidade da sua exploração, a partir de uma métrica financeira variável (VPLD).

Em relação ao procedimento adotado, Prodanov e Freitas (2014) descrevem a pesquisa de campo como aquela utilizada com o objetivo de gerar informações em relação a um problema de pesquisa a ser respondido. Os autores ainda citam que a pesquisa de campo pode ser descrita como uma observação e registro de dados que podem exercer influência em um ou mais fenômenos, tal como ocorre espontaneamente, para analisá-los e interpretá-los. Esses dados em que os autores citam, são provenientes de estudos em que o pesquisador delimita uma população para analisar por meio de uma amostra; dessa forma, se faz necessário descrever, no estudo, essas duas estatísticas. Logo, como é descrito na Figura 7, este trabalho é descrito por uma pesquisa de campo, visto que ao desenvolver um novo Valor Presente Líquido (variável) a partir de uma amostra de dados que foram registrados pela ANP, é possível analisar sua influência na bacia analisada e extrair informações em relação ao objetivo

deste artigo, que é quantificar de forma mais precisa, a rentabilidade financeira de reservatórios de petróleo e gás por meio do VPLD.

### 3. Resultados e Discussão

Nesta seção de resultados e discussão, será apresentada a forma como foi desenvolvida a seleção da amostra utilizada para ilustrar o cálculo do Valor Presente Líquido Dinâmico (VPLD), assim como, os custos considerados para esse cálculo. Após a estimativa do VPLD para a amostra analisada, serão expostos e discutidos o desempenho e comportamento do VPLD dos poços de petróleo e gás. Adicionalmente, será realizada a validação do VPLD de cada poço em conformidade com as decisões da ANP (Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis) sobre a continuidade ou desativação da produção dos poços, de acordo com sua rentabilidade, estimada pelo VPLD.

#### 3.1 Seleção da amostra para o cálculo do VPLD

Após a implementação de um novo VPL, é interessante analisar o seu comportamento e importância, através de dados reais. A coleta destes dados foi realizada por meio dos anuários disponibilizados pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP, 2023b), uma vez que são de acesso público através do Decreto Federal nº 8.777/2016. Os dados foram tratados e organizados, para posterior cálculo do VPLD mensal para cada um dos reservatórios.

A amostra desse estudo foi composta por poços de petróleo da Bacia Potiguar, visto que é a bacia em terra de maior produtividade no País, desde 1990 (Mendes et al., 2019; ANP, 2023a). A composição da amostra teve que atender uma série de exigências, a fim de garantir a uniformidade das características dos poços, como por exemplo, o tempo de extração, medições mensais e não interrupção da extração no polo. A ANP disponibiliza um banco de dados contendo todas essas informações, bem como a produtividade do poço, como produção de óleo, gás, água, injeção de água, vapor e etc.

Em posse do banco de dados fornecido pela ANP, foi possível selecionar todas as informações de produtividade disponíveis na Bacia Potiguar. Inicialmente, foi observado que, apesar de os dados estarem com medição mensal, muitos poços estavam com células em branco. Assim, a partir desse cenário, foi dado início ao tratamento dos dados, aplicando filtros para que os poços pertencentes à amostra apresentem as mesmas condições de coleta de dados para que se possa calcular o VPLD e realizar comparações do mesmo cenário. Vale salientar que é possível calcular o VPLD com dados faltantes; no entanto, optou-se por ter uma homogeneidade na série temporal.

Para seleção dos poços, foram aplicados sete critérios de seleção para compor a amostra (Figura 8). Os dois primeiros critérios exigem que os poços estejam em terra (**primeiro filtro**) e façam parte da Bacia Potiguar (**segundo filtro**). O **terceiro filtro** surgiu devido à existência de células em branco no banco de dados (isso se deve aos poços que foram interditados provisoriamente, em geral, devido a uma queda do preço do barril de óleo).

O **quarto filtro** se refere ao número de medições por período observado. A maioria dos poços são medidos uma vez por mês; no entanto, havia alguns poços com mais de uma medição mensal, logo, estes, por serem minoria, foram desconsiderados, sendo selecionados poços com 12 medições por ano, sendo uma medição mensal.

Entende-se que, por aplicar inúmeros filtros, naturalmente a amostra reduziria consideravelmente. Por este motivo, optou-se por não limitar o final do banco de dados, procurando então, utilizar toda a série temporal disponibilizada pela ANP na época da sua coleta, sendo então, analisados poços que estavam em produção em junho de 2022 (**quinto filtro**).

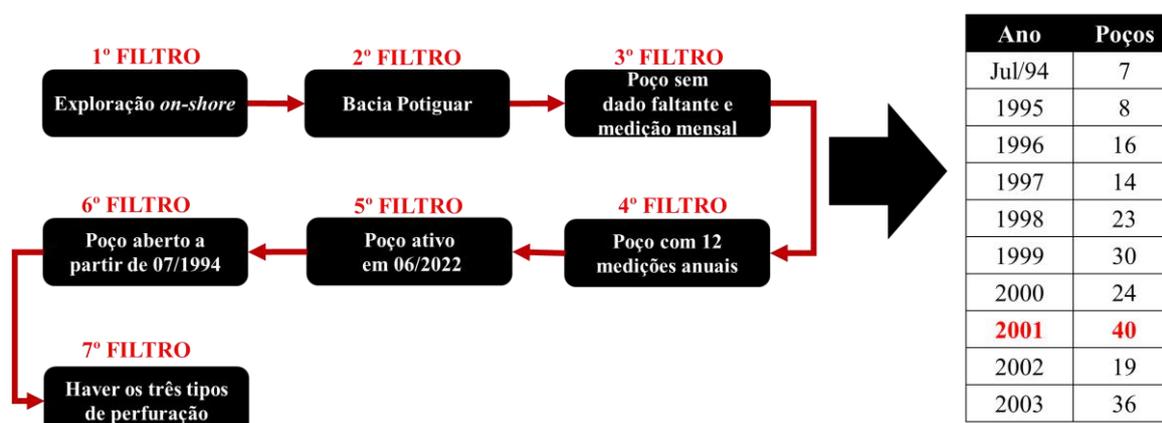
Sobre o período da série temporal, optou-se por selecionar poços que tenham iniciado sua extração a partir de 01 de julho de 1994 (**sexto filtro**), uma vez que o plano real iniciou nessa data. Apesar de os dados utilizados neste trabalho estarem em dólar, optou-se por trabalhar apenas no período do Plano Real, visto que este plano proporcionou maior controle na inflação

do país, além do que, o uso desse filtro permite o câmbio de apenas uma moeda brasileira para o dólar americano. Ao final, foi aplicado o **sétimo filtro**, tendo na amostra, os três tipos de perfuração de poços (vertical, horizontal e direcional). É ilustrado na parte esquerda da Figura 8, a representação dos filtros aplicados.

Sobre o tamanho da série temporal, entende-se que quanto maior, melhor para a estimativa do VPLD, uma vez que o modelo poderá capturar maior janela de oscilação do mercado financeiro e inflação. Assim, foi observado, nos trabalhos de Rodrigues (2012); Moura (2016); Silva (2017); Santos (2019) e Oliveira (2020), o uso de uma série temporal de 20 anos ao estudar o VPL, em reservatórios. Por este motivo, optou-se, também, por alcançar, no mínimo, essa janela histórica de ao menos 240 meses, sendo a contagem regressiva iniciando em junho de 2022.

Contando de forma decrescente e tendo junho/2022 como data final, o vigésimo ano seria 2003, portanto, foi contabilizado o número de poços que atendia a todos os sete filtros de seleção e que foram inaugurados entre o período de julho/1994 até dezembro/2003, como pode ser observado na parte direita da Figura 8.

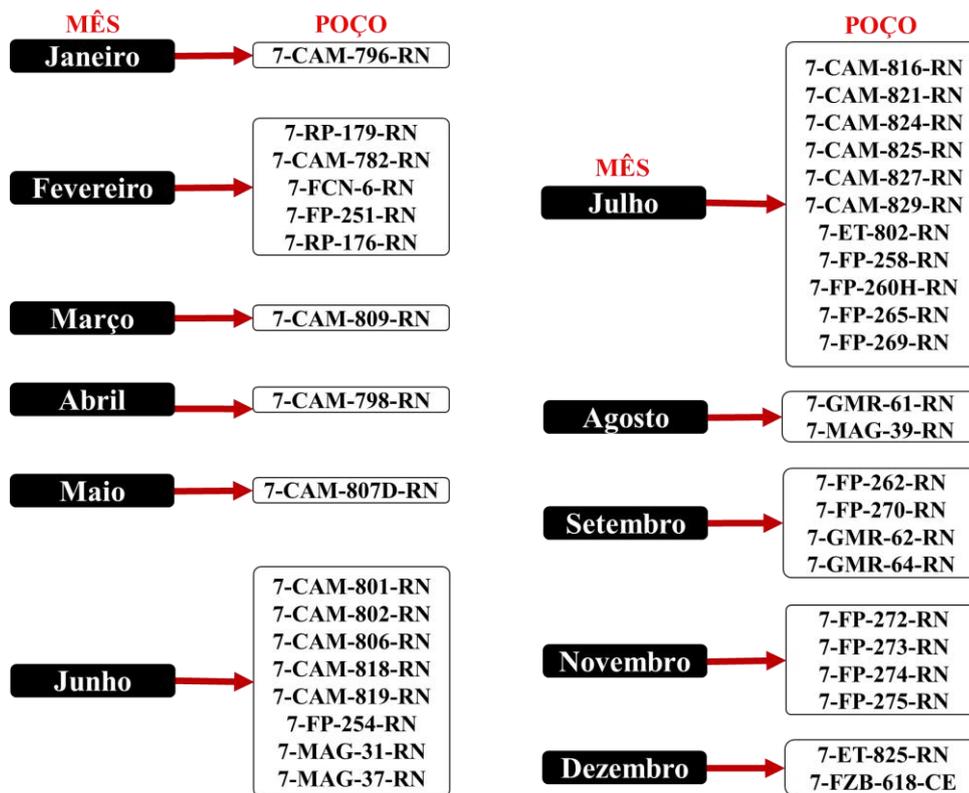
**Figura 8** - Quantidade de poços após aplicação dos filtros para seleção da amostra.



Fonte: Elaborado pelos autores (2024).

Como pode ser visto na Figura 8, após a busca no banco de dados da ANP, foi constatado que, em 2001, houve a maior quantidade de poços abertos e que atendia a todos os filtros, totalizando 40 poços de óleo e gás, sendo esse o ano escolhido para análise de dados, por ter maior amostra que atende aos critérios estabelecidos. A identificação dos 40 poços que satisfaziam as condições apresentadas nos filtros é ilustrada na Figura 9.

**Figura 9** – Amostra com os 40 poços inaugurados em 2001 e que estão ativos até 2022.



Fonte: Elaborado pelos autores (2024).

Como pode ser observado na Figura 9, nos meses de maio e outubro, não houve poços que atendiam às condições apresentadas na Figura 8, além disso, os meses que apresentaram maior quantidade de poços foram os de junho e julho. É importante salientar que a Bacia Potiguar contempla os estados do Rio Grande do Norte e do Ceará, sendo a maior parte, no primeiro Estado. Como pode ser observado na Figura 9, dos 40 reservatórios, apenas um é do Ceará (7-FZB-618-CE); os demais, são do Rio Grande do Norte.

Após selecionar os reservatórios para implementação do VPLD, foram coletadas as informações de cada um dos 40 poços analisados, como: início de produção, profundidade perfurada, direção do poço, localização (latitude e longitude) e sua situação após junho de 2022 (se ainda está produzindo ou se foi fechado), sendo apresentadas no Quadro 1.

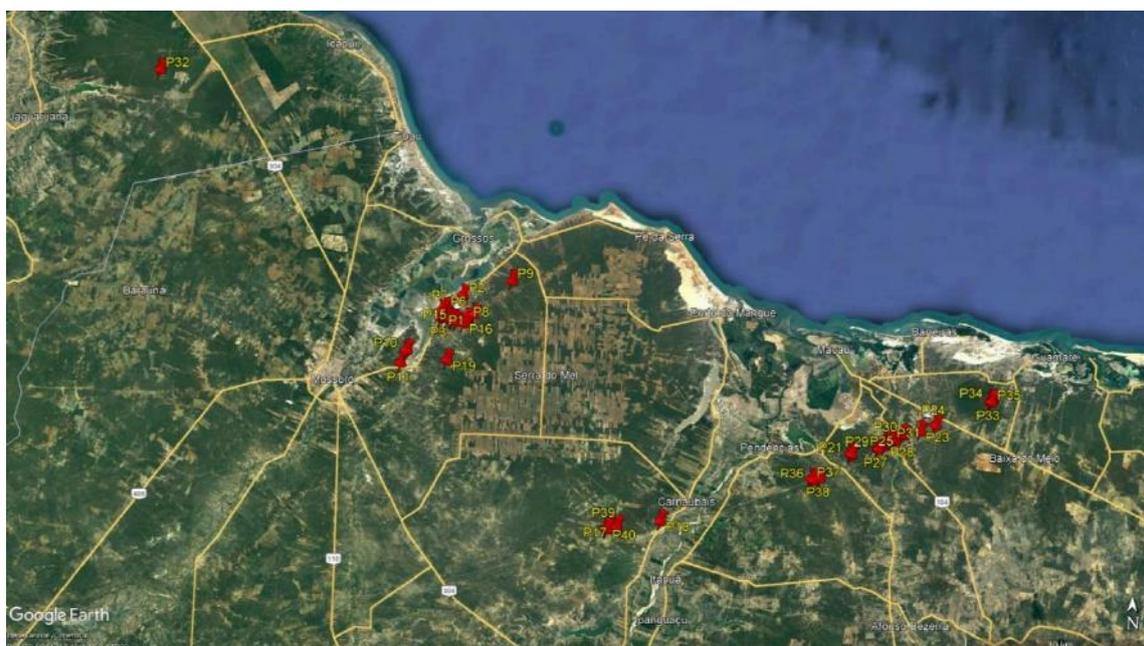
**Quadro 1 - Informações dos poços contidos na amostra.**

Código do poço	ID	Início	Profundidade	Direção	Latitude	Longitude	Situação após jun/2022
7-CAM-782-RN	P1	fev/01	769 metros	Vertical	-5,10276	-37,15027	Fechado
7-CAM-796-RN	P2	jan/01	727 metros	Vertical	-5,07638	-37,16688	Fechado
7-CAM-798-RN	P3	abr/01	754 metros	Vertical	-5,11055	-37,19770	Fechado
7-CAM-801-RN	P4	jun/01	711 metros	Vertical	-5,10437	-37,19238	Produzindo
7-CAM-802-RN	P5	jun/01	730 metros	Vertical	-5,09597	-37,18626	Produzindo
7-CAM-806-RN	P6	jun/01	707 metros	Vertical	-5,09656	-37,19179	Fechado
7-CAM-807D-RN	P7	mai/01	711 metros	Direcional	-5,09984	-37,19645	Fechado
7-CAM-809-RN	P8	mar/01	771 metros	Vertical	-5,11028	-37,15897	Fechado
7-CAM-816-RN	P9	jul/01	831 metros	Vertical	-5,05237	-37,09884	Abandonado temporariamente
7-CAM-818-RN	P10	jun/01	775 metros	Vertical	-5,15818	-37,24269	Produzindo
7-CAM-819-RN	P11	jun/01	782 metros	Vertical	-5,17708	-37,25057	Produzindo
7-CAM-821-RN	P12	jul/01	720 metros	Vertical	-5,10979	-37,18615	Fechado
7-CAM-824-RN	P13	jul/01	839 metros	Vertical	-5,11177	-37,18165	Fechado
7-CAM-825-RN	P14	jul/01	730 metros	Vertical	-5,11283	-37,17926	Fechado
7-CAM-827-RN	P15	jul/01	755 metros	Vertical	-5,11464	-37,17477	Produzindo
7-CAM-829-RN	P16	jul/01	766 metros	Vertical	-5,11625	-37,16437	Produzindo
7-ET-802-RN	P17	jul/01	265 metros	Vertical	-5,39362	-36,93307	Produzindo
7-ET-825-RN	P18	dez/01	275 metros	Vertical	-5,38209	-36,87123	Produzindo
7-FCN-6-RN	P19	fev/01	1.543 metros	Vertical	-5,16994	-37,18547	Produzindo
7-FP-251-RN	P20	fev/01	473 metros	Vertical	-5,27327	-36,60761	Produzindo
7-FP-254-RN	P21	jun/01	464 metros	Vertical	-5,27417	-36,60490	Produzindo
7-FP-258-RN	P22	jul/01	503 metros	Vertical	-5,24881	-36,54506	Fechado
7-FP-260H-RN	P23	jul/01	860 metros	Horizontal	-5,23671	-36,50955	Produzindo
7-FP-262-RN	P24	out/01	790 metros	Vertical	-5,22678	-36,48836	Abandonado temporariamente
7-FP-265-RN	P25	jul/01	495 metros	Vertical	-5,24333	-36,53389	Produzindo
7-FP-269-RN	P26	jul/01	480 metros	Vertical	-5,25209	-36,54368	Produzindo
7-FP-270-RN	P27	out/01	482 metros	Vertical	-5,26427	-36,56894	Produzindo
7-FP-272-RN	P28	nov/01	507 metros	Vertical	-5,26010	-36,55897	Produzindo
7-FP-273-RN	P29	nov/01	470 metros	Vertical	-5,26423	-36,56762	Produzindo
7-FP-274-RN	P30	nov/01	453 metros	Vertical	-5,25411	-36,55550	Produzindo
7-FP-275-RN	P31	nov/01	489 metros	Vertical	-5,25080	-36,55009	Produzindo
7-FZB-618-CE	P32	dez/01	327 metros	Vertical	-4,77563	-37,61532	Abandonado temporariamente
7-GMR-61-RN	P33	ago/01	677 metros	Vertical	-5,18911	-36,41240	Produzindo
7-GMR-62-RN	P34	out/01	676 metros	Vertical	-5,18704	-36,40880	Produzindo
7-GMR-64-RN	P35	out/01	679 metros	Vertical	-5,18986	-36,40989	Produzindo
7-MAG-31-RN	P36	jun/01	409 metros	Vertical	-5,31409	-36,65733	Produzindo
7-MAG-37-RN	P37	jun/01	417 metros	Vertical	-5,31231	-36,66068	Produzindo
7-MAG-39-RN	P38	ago/01	415 metros	Vertical	-5,31014	-36,64830	Produzindo
7-RP-176-RN	P39	fev/01	252 metros	Vertical	-5,39618	-36,94838	Abandonado temporariamente
7-RP-179-RN	P40	fev/01	260 metros	Vertical	-5,39787	-36,94657	Fechado

Fonte: ANP (2023b).

Na Figura 10, é possível observar três grupos de maior concentração de poços. O primeiro grupo estaria situado na parte superior à esquerda do mapa, sendo composto apenas pelo poço P32, situado no Ceará. O segundo grupo está situado próximo do centro da imagem, que contempla os poços P1 à P16 e P19. O terceiro grupo, situado à direita da imagem, estando distribuído semelhante a uma forma linear, é composto pelos poços restantes, ou seja, P17 e P18, P20 à P31, P33 a P40.

**Figura 10** – Localização geral dos poços pertencentes na amostra.



Fonte: Elaborado pelos autores (2024).

Com base na Figura 10 e a partir do *software Google Earth Pro* (versão 7.3.6.9345), pode-se constatar que na amostra analisada, a menor distância entre dois poços é entre o poço P27 e o poço P29, com apenas 147 metros. Em relação à maior distância entre dois poços, esta foi dada por P32 e P34, contabilizando 141.328 metros. Foi observado que 25% dos poços com menor distância, tiveram entre 147 metros e 10.496 metros. Metade dos poços de menor distância, estão entre 147 metros e 45.300 metros, 75% dos poços de menor distância estão entre 147 metros e 70.853 metros. Por fim, 25% dos poços que apresentaram maior distância entre eles, foi de 70.853 metros a 141.328 metros.

### 3.2 Estimativa dos Custos Operacionais e TMA para o VPLD

Uma vez que foi selecionado uma amostra com dados reais para estimar o VPLD, é necessário utilizar o IGP-M para realizar a atualização monetária dos custos envolvidos no cálculo do VPLD para janeiro de 2002. É apresentado, no Quadro 2, o resumo dos valores considerados para a análise técnico-econômica. Esses valores foram estabelecidos a partir dos trabalhos de Bento (2010); Cotrim (2012); Abreu (2012); Rodrigues (2012); Mendes (2013); Pinto (2013); Kohler (2013); Figueira (2014); Strachan (2014); Gabbay (2015); Moura (2016); Oliveira (2016); Santos (2017); Silva (2017); Santos (2019) e Oliveira (2020), sendo atualizados a partir da Calculadora Cidadão, disponível em Banco Central do Brasil (2023b).

**Quadro 2** - Dados dos custos utilizados no cálculo do VPLD.

	Dados utilizados na estimação do VPLD	Custo	Valor
<b>Investimento</b>	Custo de perfuração e completção de poço <i>onshore</i> vertical (US\$/m)	Fixo	220,75
	Custo de perfuração e completção de poço <i>onshore</i> direcional (US\$/m)	Fixo	357,50
	Custo de perfuração e completção de poço <i>onshore</i> horizontal (US\$/m)	Fixo	258,80
<b>Receita</b>	Preço de venda do petróleo (US\$/bbl)	Variável	16,70 - 134,02
	Preço de venda do gás (US\$/pe <sup>3</sup> )	Variável	2,04 - 12,68
<b>Custos operacionais</b>	Custo de produção de óleo (US\$/m <sup>3</sup> )	Variável	1,31 - 7,22
	Custo de produção de água (US\$/m <sup>3</sup> )	Variável	1,31 - 7,22
	Custo de produção de gás (US\$/pe <sup>3</sup> )	Variável	2,04 - 12,68
	Custo de injeção de água (US\$/m <sup>3</sup> )	Variável	0,88 - 4,85
	Custo de injeção de vapor de água (US\$/m <sup>3</sup> )	Variável	2,20 - 12,07
<b>Gerador de vapor de água</b>	Preço de gerador (US\$)	Fixo	1.200.000,00
	Capacidade do gerador de vapor (t/mês)	Fixo	15.000
	Eficiência do gerador (%)	Fixo	90
	Vazão de vapor injetada (t/dia)	Fixo	450
<b>Premissa econômica</b>	Taxa Mínima de Atratividade (ao mês)	Variável	0,13% - 2,08%
<b>Impostos</b>	<i>Royalties</i>	Fixo	10%
	Alíquota de impostos	Fixo	34%
<b>Prazo</b>	Tempo do projeto (meses)	Fixo	246

Fonte: Elaborado pelos autores (2024).

Analisando o Quadro 2, é possível observar sete categorias necessárias para o cálculo do VPLD e posterior análise financeira com dados reais. O primeiro cenário é o **Investimento**, sendo descrito pelo custo de perfuração do poço, instalação de equipamentos necessários para começar a produção de petróleo e gás, e quaisquer intervenções necessárias para estimular a produção. Neste cenário, é possível observar a contemplação dos três tipos de perfuração (vertical, direcional e horizontal), sendo um gasto fixo por cada metro de perfuração, ou seja, quanto mais fundo é a perfuração do poço, maior o custo. As diferenças de preços entre perfuração em poços verticais, direcionais e horizontais estão relacionadas à complexidade do projeto, à tecnologia e aos equipamentos envolvidos, ao tempo de perfuração, aos requisitos geológicos e ambientais, à acessibilidade e localização, bem como às regulamentações e permissões.

O segundo cenário é dado a partir da **Receita**, esta é responsável pela entrada de fluxo de caixa a partir da venda do óleo e gás, fluídos extraídos do reservatório. Vale salientar que o óleo é o fluído de maior valor agregado. Como pode ser observado no Quadro 2, os custos da receita são variáveis, uma vez que a cotação do período mensal de janeiro de 2002 a junho de 2022 foi dada a partir do Departamento de Administração, Energia e Informação dos Estados Unidos (EIA, 2023a; EIA, 2023b).

O terceiro cenário do Quadro 2 é dado através dos **Custos Operacionais**. Estes representam os custos com produção, manutenção, custos ambientais, logística e transporte. Esse cenário contempla as despesas regulares com a manutenção dos equipamentos, reparos e substituições necessárias para manter o poço operacional, bem como os gastos com a operação diária do poço, incluindo mão de obra, energia e outros insumos necessários para a extração e processamento do óleo e gás. Pode-se observar que todos os custos nesse cenário são variáveis, sendo eles atualizados de acordo com a inflação brasileira, representada pelo índice IGP-M, para o período de 2002 a 2022. Essa oscilação irá retratar com maior fidelidade a variação da inflação no período.

O quarto cenário, *Gerador de vapor de água*, descreve os custos com uso do equipamento que irá gerar vapor de água nos poços de petróleo, com o objetivo de facilitar a extração de óleo pesado. Pode-se observar que os custos deste cenário são todos fixos, uma vez que não há oscilação de valor no mercado de exploração de óleo e gás.

O quinto cenário, previsto no Quadro 2, é dado pela *Premissa Econômica*. Esta representa a taxa de retorno mínima que os investidores exigem para que o projeto de exploração de óleo e gás em cada poço seja considerado economicamente viável. Essa taxa é crucial no cálculo do VPLD, pois é utilizada para descontar os fluxos de caixa futuros previstos para o projeto, trazendo-os ao valor presente. Como pode ser observado, será utilizada uma TMA variável, sendo estimada por meio da taxa Selic, tendo o período de 01/2002 a 06/2022 disponibilizado pelo Banco Central do Brasil (2023b).

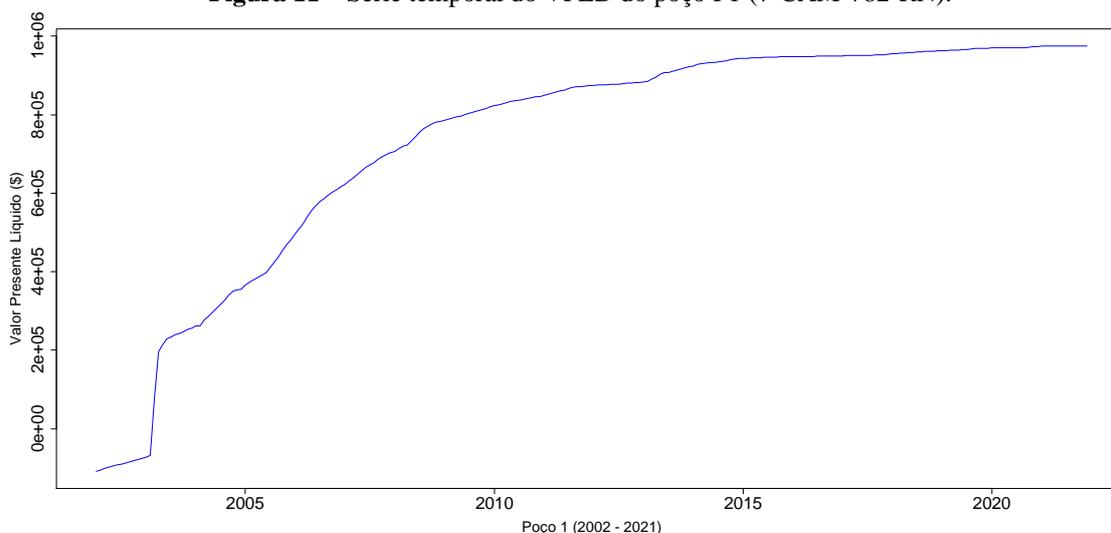
O sexto e sétimo cenário são descritos pelos *Impostos* e pelo *Prazo*. Os impostos retratam todas as obrigações legais e *royalties* necessários para a exploração de petróleo. O prazo descreve o período em que o VPLD será calculado, ou seja, um pouco mais de 20 anos (246 meses, sendo 01/2002 a 06/2022). Como pode ser observado, esses valores do Quadro 2 são fixos.

É importante salientar que a oscilação dos custos nos cenários de *Receita*, *Custos Operacionais* e *Premissa Econômica* (Quadro 2), é uma das contribuições deste estudo, visto que essa abordagem não foi realizada em trabalhos anteriores, uma vez que estes traçavam um cenário mais simplificado, tendo todos os preços e custos fixos durante toda a série temporal. Não foi replicado o uso de custos fixos por não considerar a abordagem mais apropriada para analisar o mercado financeiro, visto que há oscilação diária nos preços de produtos e serviços prestados, o que também ocorre com o barril de petróleo e seus derivados. Este trabalho, ao lidar com custos variáveis, procura preencher essa lacuna e realizar uma estimativa mais precisa da rentabilidade calculada em reservatórios de petróleo.

### 3.3 Desempenho do VPLD na amostra selecionada

A partir da Equação (2), foi calculado o VPLD da amostra de 40 poços da Bacia Potiguar para o período de janeiro de 2002 a junho de 2022. É apresentado na Figura 11, a título de exemplo, a série temporal do Valor Presente Líquido Dinâmico (VPLD) do poço de petróleo P1 (7-CAM-782-RN).

**Figura 11** – Série temporal do VPLD do poço P1 (7-CAM-782-RN).



Fonte: Elaborado pelos autores (2024).

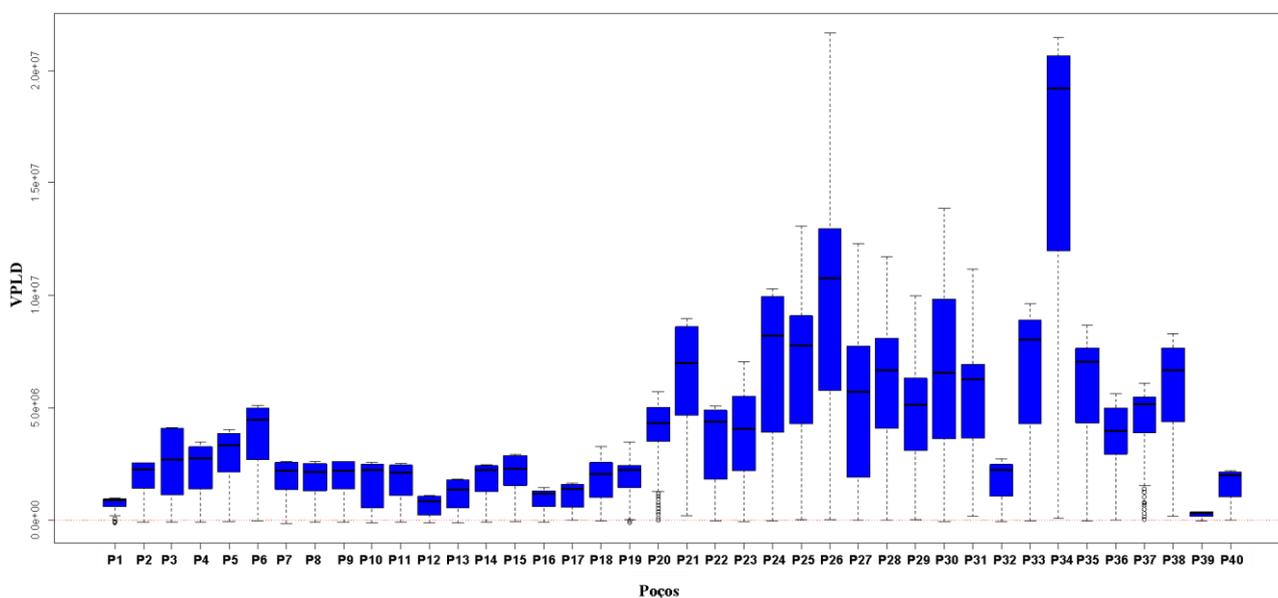
Como pode ser observado na Figura 11, o gráfico começa com o VPLD em uma posição relativamente baixa. Existe uma queda acentuada logo no início, o que pode sugerir um evento que impactou negativamente o valor do poço. Após a queda

inicial, o gráfico mostra uma recuperação, em que o VPLD aumenta. Isso pode indicar uma correção após o evento negativo ou uma mudança nas condições de mercado, eficiência operacional, ou no preço do petróleo. Seguindo a recuperação, há um período no qual a linha parece relativamente estável, com algumas flutuações menores. Esta estabilidade pode indicar um período sem grandes eventos ou mudanças significativas na operação ou no mercado.

Ainda é possível observar na Figura 11, que após o período de estabilidade, há um crescimento consistente do VPLD. Essa tendência de alta pode ser o resultado de uma série de fatores positivos, como aumento da eficiência, melhorias na infraestrutura, aumento dos preços do petróleo, ou a descoberta de novas reservas. O final da série mostra que o VPLD atinge e se mantém em um nível alto. A sustentabilidade desse alto VPLD pode ser um indicativo de que as condições favoráveis continuaram e que o poço se tornou ou continuou a ser uma operação de alto valor; no entanto, se o VPLD se manter constante ao longo do tempo, isso pode ser um sinal de que se deve considerar interromper a sua exploração, pela estabilidade do lucro.

Foi gerada uma série temporal do VPLD para cada poço, sendo apresentado na Figura 12 através de um *boxplot*. Nela, observa-se a inexistência de *outliers* em quase todos os poços, com exceção de P1, P19, P20 e P37 com valores extremos inferiores. É possível também identificar que os poços com maior variabilidade foram P34, P26 e P30. Além disso, observa-se que a distribuição do VPLD é semelhante a uma distribuição assimétrica à esquerda, ou seja, com maior concentração de dados nos maiores valores, o que é um fator positivo e um indicativo que os poços apresentaram lucros.

**Figura 12 - Boxplot do Valor Presente Líquido Dinâmico dos poços.**

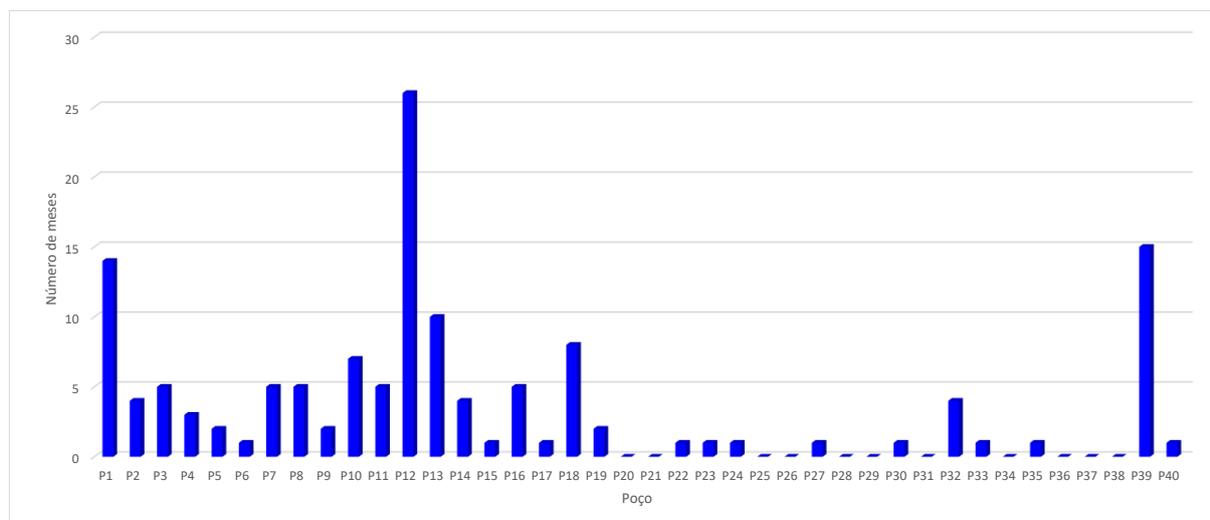


Fonte: Elaborado pelos autores (2024).

Ainda sobre a Figura 12, como o VPLD é uma métrica financeira que se for abaixo de zero, conclui-se que o projeto está tendo prejuízo, portanto, foi traçada uma linha tracejada vermelha no eixo Y igual a zero. Assim, é possível observar que o poço P07 apresentou o menor VPLD (- \$ 136.197,82), no entanto, houve ao todo, 19 poços com VPLD negativo, todos eles no início da exploração, o que retrata que no início, não houve lucro, mas entende-se esse período como um investimento, visto que nos períodos posteriores, passou-se a ter lucro em todos os poços.

Ainda se tratando de poços com VPLD negativo, são ilustrados, na Figura 13, os poços que apresentaram essa métrica sinalizando prejuízo no período inicial de sua exploração. Todos os poços com VPLD negativo apresentaram esse valor nos primeiros meses de exploração, sendo esses meses todos consecutivos.

**Figura 13** – Números de meses com VPLD Negativo.



Fonte: Elaborado pelos autores (2024).

Através da Figura 13, pode-se observar também que o poço P12 apresentou VPLD negativo por mais de dois anos (26 meses). Já os poços P39 e P1 apresentaram VPLD negativo por mais de um ano (15 meses e 14 meses, respectivamente). Além disso, onze poços apresentaram VPLD negativo apenas no primeiro mês de extração de óleo e gás, sendo estes os poços P6, P15, P17, P22, P23, P24, P27, P30, P33, P35 e P40. Os poços P10 e P18 e P13 levaram mais de seis meses para resultar em um VPLD positivo, sendo necessário 7, 8 e 10 meses, respectivamente.

O valor do VPLD ser negativo na maior parte dos poços de petróleo pode ser explicado por uma série de razões. Na exploração de óleo e gás, os investimentos iniciais são bastante elevados, visto que a fase inicial de um projeto de extração de petróleo envolve investimentos significativos em pesquisa, desenvolvimento, aquisição de equipamentos, construção de infraestrutura e outras despesas operacionais. Esses custos iniciais são altos e ocorrem antes de qualquer receita ser gerada, o que resulta em um VPLD negativo. Todavia, com o tempo, à medida que o poço começa a produzir petróleo, a receita começa a ser gerada, dessa forma, à medida que a produção se estabiliza e aumenta, o fluxo de caixa do projeto torna-se positivo, contribuindo para um aumento no VPLD.

Após a fase inicial, alguns custos operacionais podem diminuir em uma base por unidade, devido a eficiências operacionais e economias de escala. Isso melhora a margem de lucro do projeto. Como o VPLD leva em conta o valor do dinheiro ao longo do tempo, descontando os fluxos de caixa futuros, no início, os custos são mais impactantes porque são mais imediatos. No entanto, com o tempo, os fluxos de caixa positivos futuros têm um impacto maior no VPLD, pois os custos iniciais são "diluídos" ao longo da série temporal.

Embora o VPLD tenda a aumentar inicialmente, é importante notar que, eventualmente, rentabilidade do poço começará a se estabilizar, posteriormente, declinar à medida que o recurso é esgotado. Isso pode levar a uma redução no VPLD, no final da vida útil do poço. Portanto, o padrão de um VPLD inicialmente negativo que se torna positivo e tende a aumentar, reflete a transição de um projeto de alto investimento e custos iniciais para uma fase de produção lucrativa, antes de eventualmente estabilizar e declinar à medida que o recurso se esgota. A informação de um VPLD negativo é importante para analisar os poços que apresentaram prejuízo no início da exploração de óleo. No entanto, poços que desde o início já apresentaram VPLD positivo, é o cenário mais desejado, visto que isso retrata lucro já no primeiro mês de exploração.

### 3.4 Validação do VPLD na amostra selecionada

Analisando a série temporal do VPLD de todos os poços, é possível observar o comportamento nos últimos meses, sendo detectados dois cenários: o primeiro em que o VPLD ainda se mantém crescente; e o segundo, no qual o VPLD está estabilizado, apresentando uma função uniforme. Para esse segundo cenário, isso pode indicar que o fluxo de caixa projetado do projeto de exploração de óleo está se estabilizando, ou seja, os valores dos recebimentos e dos desembolsos financeiros estão se equilibrando de forma que o valor atual dos fluxos de caixa futuros não está mais mudando significativamente, logo, o lucro se estabilizou, não sendo mais viável a continuidade de execução do projeto.

A partir da situação de exploração de cada poço após junho de 2022, disponível no Quadro 2 e informado pela ANP (2023b), analisando os últimos seis meses da série temporal do VPLD (janeiro a junho de 2022), é apresentado no Quadro 3 que 16 poços apresentaram o VPLD estável (P1, P2, P3, P6, P7, P8, P9, P12, P13, P14, P17, P22, P24, P32, P39 e P40), sendo todos eles fechados após junho de 2022. Portanto, pode-se constatar a eficácia do VPLD na tomada correta de decisão em fechar um poço que não estava mais apresentando crescimento nos lucros. Além disso, analisando os demais poços, que apresentaram um comportamento crescente do VPLD, a ANP continuou explorando após junho de 2022, sendo considerado uma decisão correta pelo poço ainda estar dando lucro.

A única exceção em que não foi coerente a tomada de decisão, a partir de uma análise do VPLD, foi o poço 17 (7-ET-802-RN), em que este continuou operando após junho/2022, mesmo com VPLD estável. No entanto, quando se analisa em termos percentuais, observando o VPLD dos 40 poços de petróleo, 39 reservatórios apresentaram uma decisão correta no fechamento ou continuidade de exploração do poço, portanto, um percentual de assertividade de 97,5% no modelo proposto de VPL Dinâmico.

Como informado, a única exceção em que não foi coerente a tomada de decisão, a partir de uma análise do VPLD, foi o Poço 17 (Quadro 3), em que este continuou operando após junho/2022, mesmo com VPLD estável. Neste caso, a partir do *software Google Earth Pro* (versão 7.3.6.9345), foi observado que ele é próximo de dois poços (P39 e P40). É ilustrado na Figura 14, a localização dos poços 17, 18, 39 e 40.

**Figura 14** – Localização do Poço 17 e dos poços de maior proximidade.



Fonte: Elaborado pelos autores (2024).

Como pode ser visto na Figura 14, o poço mais próximo de P17 é o P40 (1.569 metros de distância), precedido do P39 (1.720 metros). Com exceção desses dois, o poço de menor distância é o P18 (6.972 metros). Além disso, de acordo com o Quadro 1, o Poço 17 teve início da sua exploração em julho de 2001, já os poços 39 e 40, foram em fevereiro do mesmo ano. O poço 18 foi inaugurado apenas em dezembro de 2001.

É apresentado no Quadro 3, um resumo com as informações da situação de cada poço após junho de 2022, bem como, o comportamento do VPLD nos últimos seis meses. Apesar da continuidade na produção de óleo e gás do Poço 17, quando se analisa em termos percentuais, observando o Quadro 3 e o VPLD dos 40 poços de petróleo, 39 apresentaram uma decisão correta no fechamento ou continuidade de exploração do poço, portanto, um percentual de assertividade de 97,5% no modelo proposto de VPL Dinâmico. Embora a Agência Nacional do Petróleo tenha decidido continuar a exploração do poço 17, cujo VPLD permaneceu estável nos últimos seis meses, essa decisão não é necessariamente equivocada, mesmo que baseada apenas na análise do VPLD. É importante reconhecer que a decisão de continuar ou cessar a exploração de um poço envolve uma série de variáveis e fatores, além do VPLD.

**Quadro 3** – Situação do poço após junho/2022 e comportamento do VPLD nos últimos seis meses.

Poço	VPLD (01 - 06/2022)	Poço após (06/2022)	Análise da decisão da ANP a partir do VPLD
P1	Estabilizou	Fechado	Coerente
P2	Estabilizou	Fechado	Coerente
P3	Estabilizou	Fechado	Coerente
P4	Crescente	Produzindo	Coerente
P5	Crescente	Produzindo	Coerente
P6	Estabilizou	Fechado	Coerente
P7	Estabilizou	Fechado	Coerente
P8	Estabilizou	Fechado	Coerente
P9	Estabilizou	Fechado*	Coerente
P10	Crescente	Produzindo	Coerente
P11	Crescente	Produzindo	Coerente
P12	Estabilizou	Fechado	Coerente
P13	Estabilizou	Fechado	Coerente
P14	Estabilizou	Fechado	Coerente
P15	Crescente	Produzindo	Coerente
P16	Crescente	Produzindo	Coerente
<b>P17</b>	<b>Estabilizou</b>	<b>Produzindo</b>	<b>Supostamente, deve ser revista</b>
P18	Crescente	Produzindo	Coerente
P19	Crescente	Produzindo	Coerente
P20	Crescente	Produzindo	Coerente
P21	Crescente	Produzindo	Coerente
P22	Estabilizou	Fechado	Coerente
P23	Crescente	Produzindo	Coerente
P24	Estabilizou	Fechado*	Coerente
P25	Crescente	Produzindo	Coerente
P26	Crescente	Produzindo	Coerente
P27	Crescente	Produzindo	Coerente
P28	Crescente	Produzindo	Coerente
P29	Crescente	Produzindo	Coerente
P30	Crescente	Produzindo	Coerente
P31	Crescente	Produzindo	Coerente

P32	Estabilizou	Fechado*	Coerente
P33	Crescente	Produzindo	Coerente
P34	Crescente	Produzindo	Coerente
P35	Crescente	Produzindo	Coerente
P36	Crescente	Produzindo	Coerente
P37	Crescente	Produzindo	Coerente
P38	Crescente	Produzindo	Coerente
P39	Estabilizou	Fechado*	Coerente
P40	Estabilizou	Fechado	Coerente

Nota: \* Poço fechado por tempo indeterminado com monitoramento. Fonte: Elaborado pelos autores (2024).

Existem diversas razões pelas quais um poço pode continuar em operação mesmo sem demonstrar um aumento no VPLD. Primeiramente, questões estratégicas de longo prazo, como a manutenção de presença em uma região geográfica estratégica ou o cumprimento de contratos e compromissos regulatórios, podem justificar a continuidade das atividades de exploração. Além disso, a expectativa de mudanças futuras no mercado, como o aumento nos preços do petróleo ou avanços tecnológicos que poderiam reduzir os custos operacionais, também pode motivar a manutenção da produção.

Outro fator a considerar é a gestão de reservas. Em alguns casos, manter um poço em operação pode ser crucial para o desenvolvimento de infraestrutura ou para operações integradas em campos vizinhos, que dependem da continuidade da produção de um poço específico para viabilizar a extração de reservas de difícil acesso. Além disso, aspectos logísticos e a otimização da cadeia de suprimentos podem exigir que a produção continue, independentemente do VPLD isolado.

No entanto, é inegável que o VPLD é uma variável de alta importância na tomada de decisões sobre a exploração de poços de petróleo, visto que em mais de 97% dos casos analisados na amostra da Bacia Potiguar, a decisão de manter ou interromper a exploração de um poço esteve em consonância com o comportamento do VPLD nos últimos seis meses. Isso corrobora a relevância do VPLD como um indicador significativo, embora não exclusivo, para avaliar a viabilidade econômica de continuar a operação de poços de petróleo.

#### 4. Considerações Finais

Através deste trabalho, foi possível desenvolver uma nova metodologia econômica de Valor Presente Líquido Dinâmico (VPLD) para a área de Engenharia de Reservatórios, tendo este novo VPL, um comportamento dinâmico de acordo com as oscilações altamente voláteis do mercado financeiro petrolífero. Essa metodologia, nomeada de VPLD, poderá ser utilizada como ferramenta de suporte à tomada de decisão em relação à gestão de exploração de petróleo e gás, como também, auxiliar na decisão em manter ou interditar um poço de exploração.

Com a implementação do VPLD, foi possível utilizar uma Taxa Mínima de Atratividade dinâmica, sendo estimada a partir da taxa de juros livre de risco do Brasil, a Taxa Selic. Além disso, também foi possível utilizar todos os custos variáveis, situação que retrata a realidade em uma exploração em reservatórios de petróleo. Todos os custos foram atualizados de acordo com o índice brasileiro IGP-M, índice utilizado na atualização do preço de barril de petróleo e gás.

A implementação do VPL dinâmico, através da TMA e dos custos operacionais, proporcionou maior robustez à análise de dados, visto que o índice pôde retratar de forma mais fiel a oscilação nos preços de petróleo e gás no mercado brasileiro e internacional. Portanto, considera-se alcançado o objetivo inicialmente proposto neste artigo, que foi desenvolver e validar um VPL Dinâmico (VPLD), variando de acordo com as oscilações do mercado financeiro e inflação. Além de ter desenvolvido um novo VPL, também foi possível analisar dados reais a partir desta nova metodologia, sendo estudada uma amostra de 20 anos de

dados de 40 poços da bacia Potiguar, contemplando, assim, todos os três tipos de perfuração de poço (horizontal, vertical e direcional).

A utilização de um método de seleção de amostra de poços de petróleo para calcular o VPLD apresenta várias vantagens significativas, especialmente dada a complexidade e a vastidão dos dados envolvidos no setor de petróleo e gás. Com uma grande quantidade de poços distribuídos por diversas bacias e uma extensa janela temporal de operação, a capacidade de selecionar uma amostra representativa é de considerável importância. Um método de seleção amostral eficiente permite uma análise mais gerenciável e econômica, reduzindo assim, o volume de dados a serem processados, enquanto mantém a integridade estatística das previsões de VPL. Isso é essencial para otimizar os recursos de análise e reduzir custos operacionais e de processamento. Além disso, ao focar em uma amostra estrategicamente escolhida, as empresas podem concentrar seus esforços em dados que representem melhor as variáveis e tendências críticas, aumentando a precisão das análises e facilitando decisões estratégicas mais informadas.

Outro benefício significativo no método de seleção de amostra de poços apresentado, é a capacidade de testar diferentes cenários econômicos e operacionais em um subconjunto de dados, antes de aplicar conclusões mais amplas. Isso permite uma experimentação mais flexível e um entendimento mais profundo dos fatores que afetam o VPLD, como mudanças nos preços do petróleo, taxas de depleção e regulamentações ambientais.

Após aplicação do VPLD, concluiu-se, a partir das informações disponibilizadas pela Agência Nacional do Petróleo - ANP (Quadro 1), a situação de produção dos 40 poços, após junho de 2022, em que todos que apresentaram VPLD estabilizado, o poço foi fechado, contendo apenas um poço em produção, mesmo com o VPLD estável (poço 17). Para os demais poços que apresentaram VPLD com comportamento ainda crescente, ou seja, obtendo lucro mesmo após 20 anos de exploração, foi informado pela ANP que os poços após junho/2022 continuaram com a exploração de óleo e gás, o que corrobora a eficácia do VPLD, uma vez que atingiu um grau de 97,5% de assertividade ao se comparar a estabilidade do VPLD proposto, com a decisão da ANP de interdição/continuidade de exploração do poço.

A validação do VPLD, baseada em 20 anos de dados, demonstrou ser uma ferramenta extremamente eficaz e reveladora na gestão e decisão estratégica da exploração de petróleo. A observação de que poços com um VPLD constante nos últimos seis meses foram subsequentemente fechados pela ANP, enquanto aqueles com VPLD ainda em crescimento continuaram em operação, corrobora a relevância prática e a aplicabilidade do VPLD como um indicador vital para avaliar a viabilidade econômica de poços em operação.

Estes resultados práticos e gerados de dados reais do VPLD, oferecem várias vantagens significativas para as empresas do setor. Primeiramente, ela permite uma identificação clara dos poços que são economicamente rentáveis e ainda possuem potencial de crescimento, garantindo que os recursos sejam alocados de maneira eficiente e que as operações de exploração sejam mantidas apenas nos poços mais promissores. Em segundo lugar, poços com VPLD estagnado podem ser rapidamente identificados, permitindo que as empresas tomem decisões proativas para interditar operações antes que elas comecem a gerar prejuízos. Isso não apenas otimiza o retorno sobre o investimento, mas também, reduz riscos operacionais e financeiros. Além disso, o uso do VPLD como ferramenta decisória apoia as empresas de petróleo na elaboração de estratégias de longo prazo, facilitando assim, planejamentos baseados em dados concretos e análises de tendências, o que é essencial em um mercado tão volátil e competitivo. Ao utilizar o VPLD para guiar as decisões de operação dos poços, as empresas podem melhorar significativamente sua sustentabilidade e eficácia operacional.

Como limitações do estudo, pode-se citar o fato de a ANP não disponibilizar os custos de produção de exploração dos reservatórios. Como esses custos foram baseados em estudos anteriores, são aproximados. Caso esses dados financeiros

estivessem disponíveis, o VPLD apresentaria uma precisão ainda maior no cálculo do retorno financeiro que os poços apresentam durante sua exploração.

Como sugestão para trabalhos futuros, recomenda-se realizar uma análise temporal e espacial do VPLD, uma vez que a ANP disponibiliza a produtividade mensal dos reservatórios de óleo e gás, bem como, sua localização por meio de latitude e longitude, tonando possível calcular o VPLD e estudar o seu comportamento ao longo do tempo, e de acordo com a localização de cada poço. A implementação de uma análise espacial e temporal, poderá fornecer informações valiosas para previsões de VPLD em datas futuras e também para determinadas regiões onde os poços estão localizados. Esse enfoque permite uma compreensão mais abrangente do comportamento econômico da bacia petrolífera, proporcionando valiosas estratégias para otimizar a alocação de recursos e tomar decisões que visem à maximização do retorno financeiro e da eficiência operacional na indústria petrolífera.

## Referências

- Associação Brasileira de Engenharia de Produção – ABEPRO. (2023). *Áreas da Engenharia de Produção*. <https://portal.abepro.org.br/enegep/2023/wp-content/uploads/2023/03/Areas-e-Subareas-da-Engenharia-de-Producao.pdf>
- Abreu, A. C. A. (2012). *Otimização do cronograma de ativação dos poços de petróleo por Algoritmos Genéticos* (Dissertação de Mestrado). Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, Brasil.
- Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. (2023a). *Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis: 2023*. Rio de Janeiro: ANP.
- Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. (2023b). *Produção de petróleo e gás natural nacional*. <https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/dados-abertos/producao-de-petroleo-e-gas-natural-nacional>
- Banco Central do Brasil. (2023a). *Taxa Selic*. <https://www.bcb.gov.br/controleinflacao/taxaselic>
- Banco Central do Brasil. (2023b). *Calculadora Cidadão do Banco Central do Brasil*. <https://www.bcb.gov.br/meubc/calculadoradocidadao>
- Banco Central do Brasil. (2023c). *IGP-M – Sistema Gerenciador de Séries Temporais (v2.1) - Módulo Público*. <https://www3.bcb.gov.br/sqspub/localizarseries/localizarSeries.do?method=prepararTelaLocalizarSeries>
- Brasil. (2016). *Decreto nº 8.777, de 11 de maio de 2016*. Política de Dados Abertos do Poder Executivo Federal. Diário Oficial da União. Brasília, DF.
- Bento, D. F. (2010). *Influência de restrições de produção na definição da estratégia de exploração de campos de petróleo*. (Dissertação de Mestrado). Universidade Estadual de Campinas, Campinas, Brasil.
- Blank, L., & Tarquin, A. (2010). *Engenharia econômica*. Grupo A.
- Cotrim, H. A. (2012). *Simulação de múltiplos reservatórios em cenário com restrição de superfície utilizando modelagem integrada de produção*. (Dissertação de Mestrado). Universidade Estadual de Campinas, Campinas, Brasil.
- Energy Information Administration – EIA. (2023a). *Cushing, OK Crude Oil Future Contract 1 (Dollars per Barrel)*. <https://www.eia.gov/dnav/pet/hist/LeafHandler.ashx?n=PET&s=RCLC1&f=M>
- Energy Information Administration – EIA. (2023b). *Price of U.S. Natural Gas Exports (Dollars per Thousand Cubic Feet)*. <https://www.eia.gov/dnav/ng/hist/n9130us3m.htm>
- FGV IBRE. (2016). *Índice Geral de Preços – Mercado: Metodologia*. <https://portalibre.fgv.br/sites/default/files/2020-03/metodologia-igp-m-jul-2019.pdf>
- FGV IBRE. (2024). *IGP-M*. Instituto Brasileiro de Economia. <https://portalibre.fgv.br>
- Figueira, A. F. (2014). *Otimização simultânea da quantidade, localização e dimensionamento de unidades estacionárias de produção por algoritmos genéticos*. (Dissertação de Mestrado). Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, Brasil.
- Gabbay, M. S. (2015). *Uma metodologia para estimar os custos de perfuração de poços de petróleo: estudo de caso de dois campos onshore na região Nordeste do Brasil*. (Tese de Doutorado). Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, Brasil.
- Gil, A. C. (2017). *Como elaborar projetos de pesquisa*. (6a ed.). Atlas.
- Kohler, M. R. (2013). *Redes Neurais Aplicadas à Construção de Aproximadores para Simulação Integrada entre Reservatório e Sistema de Produção*. (Dissertação de Mestrado). Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, Brasil.
- Mendes, B. G. (2013). *Otimização da localização de poços de petróleo com completação seca utilizando algoritmos genéticos*. (Dissertação de Mestrado). Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, Brasil.

- Mendes, A. P. A., Teixeira, C. A. N., Rocio, M. A. R., & Prates, H. F. (2019). Produção de petróleo terrestre no Brasil. *Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social*, 25(49), 215-264.
- Moura, A. L. S. (2016). *Estudo da distância entre poços no processo de injeção contínua de vapor*. (Dissertação de Mestrado). Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, Brasil.
- Nogueira, E. (2011). *Introdução à Engenharia Econômica*. EdUFSCar.
- Oliveira, A. I. A. (2016). *Análise técnico-econômica da injeção de CO2 em reservatórios com características do pré-sal brasileiro*. (Dissertação de Mestrado). Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, Brasil.
- Oliveira, I. S. (2020). *Estudo técnico-econômico comparativo da injeção de água, glicerina e polímero em um reservatório com características do Nordeste Brasileiro*. (Dissertação de Mestrado). Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, Brasil.
- Oliveira, I. P., Marques, L. O. D., Belarmino, L. C., & Mello-Farias, P. (2022). Canever, M. D. Costs and financial viability of blueberry production in Pelotas. *Revista de Economia e Sociologia Rural*, 60(2), 1-11.
- Pinto, M. A. S. (2013). *Método de otimização assistido para comparação entre poços convencionais e inteligentes considerando incertezas*. (Tese de Doutorado). Universidade Estadual de Campinas, Campinas, Brasil.
- Prodanov, C. C., & Freitas, E.C. (2014). *Metodologia do trabalho científico: métodos e técnicas da pesquisa e do trabalho acadêmico*. (2a ed.). Feevale.
- Rodrigues, M. A. F. (2012). *Análise de viabilidade de injeção de fluidos alternativos ao vapor em reservatórios de óleo pesado*. (Tese de Doutorado). Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, Brasil.
- Santos, R. J., & Avellar, A. P. M. (2017). Políticas de apoio à indústria de petróleo e gás no Brasil: um estudo das ações públicas para o desenvolvimento da cadeia de valor. *Economia e sociedade*, 26(3), 721-750.
- Santos, K. S. (2019). *Sistema de apoio à decisão no desenvolvimento de um campo de petróleo com injeção de água usando aprendizagem por reforço*. (Dissertação de Mestrado). Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, Brasil.
- Silva, F. F. N. (2017). *Otimização de alternativas de exploração de um campo petrolífero submetido à injeção de água utilizando o algoritmo NSGA-II*. (Tese de Doutorado). Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, Brasil.
- Silva, P. H., & Janni, V. (2021). Relação da taxa mínima de atratividade no cenário econômico atual com a viabilidade econômica de projetos. *Revista Boletim do Gerenciamento*, 25(25), 68-75.
- Strachan, G. C. (2014). *Aproximadores de simuladores de reservatório de petróleo por programação genética e aplicação na otimização de alternativa de produção*. (Dissertação de Mestrado). Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, Brasil.
- Thiollent, M. (2018). *Metodologia da pesquisa-ação*. (18a ed.). Cortez.