

## ESTIMATIVA DAS CURVAS DE PRODUÇÃO DE PETRÓLEO NO CAMPO BAIANO ONSHORE MATA DE SÃO JOÃO PARA O PERÍODO 2023-2032

*Eixo Temático: GT 3 – Microeconomia, Economia Industrial, Tecnologia, Inovação, Big data e Inteligência Artificial. Relações Psicossociais, Economia Comportamental e Economia da Saúde*

*José Antonio Gonçalves dos Santos<sup>1</sup>*

### Resumo

O objetivo do presente trabalho é prever o comportamento da produção, antes e após a recuperação, do campo de petróleo de Mata de São João, localizado no recôncavo da Bahia. Trata-se de um campo maduro *onshore*. O estudo baseia-se na aplicação da análise das curvas de declínio de produção exponencial, harmônico e hiperbólico associados a regressão linear. Constatou-se que o declínio da produção de óleo daquele campo é do tipo hiperbólico, cujas técnicas de produção principais são as injeções de água no campo. Contudo, incluindo a ocorrência de incertezas, previu-se que os declínios hiperbólico e harmônico com taxa de declínio 50% maior se tornam, analiticamente, mais favoráveis no estudo de viabilidade produtiva, devido às condições propostas anteriormente.

**Palavras-chave:** Curva de declínio. Recuperação de Petróleo. Campo maduro. Economia do petróleo. Brasil.

### 1. Introdução

As evidências e as estatísticas apontam que no contexto de transição energética mundial, tanto o petróleo como o gás natural são considerados indispensáveis para assegurar a oferta de energia e bem-estar social da população. Na matriz energética brasileira, o petróleo responde por 38,4% do consumo de energia primária e supera o consumo de hidroeétrica (29,3%) e das fontes renováveis (16,7%) (IBP, 2022). O Brasil ocupa a 9ª posição no *ranking* mundial da produção de petróleo, com a oferta de 3 milhões de barris/dia, o que corresponde a 3,4% do total mundial (ANP, 2021).

O petróleo é um combustível fóssil com muitas utilidades e aplicações, seja como na forma de combustível, seja como matéria-prima para a produção de diversos produtos como solventes, plásticos e cosméticos (Martins *et al.*, 2015).

O relatório do IEA (2021) indica crescimento da demanda mundial de petróleo. Esse comportamento do consumo prevalece desde 1950, exceto em períodos de crises, como em 2020, devido à pandemia Covid-19 (BP, 2022). Portanto, a disponibilidade de hidrocarbonetos somada à

<sup>1</sup> Economista, Doutor em Difusão do Conhecimento (PPGDC/IFBA) e Professor Adjunto de Economia no Departamento de Ciências Sociais Aplicadas da Universidade Estadual do Sudoeste da Bahia (DCSA/Uesb). Membro dos Grupos de Pesquisas Cidades Médias e Redes de Empresas (CMER/Uesb) e Biosistemas, Conhecimento e Inovação/IFBA.  
E-mail: [joseph.toni@gmail.com](mailto:joseph.toni@gmail.com) e [jose.goncalves@uesb.edu.br](mailto:jose.goncalves@uesb.edu.br)

demanda crescente por energia contribui para a manutenção do petróleo como uma fonte de energia não renovável crucial para o mundo

A ANP (2021, p. 28) afirma que as reservas provadas no mundo alcançaram cerca de 1,7 trilhão de barris em 2020, mantendo-se praticamente no nível de 2019, com uma pequena queda de 0,1%. Desse total, a Organização dos Países Exportadores de Petróleo (OPEP) detém 1,2 trilhão de barris (70,2%), embora tenha mantido o volume que alcançou em 2019. O Oriente Médio possui a segunda maior parte das reservas provadas, com 835,9 bilhões de barris, o que corresponde a 48,3% do total mundial, mantendo-se em 2020 relativamente ao ano anterior.

Contudo, naquele ano ocorreram quedas das reservas em outras regiões, como América do Norte (0,1%), Europa (4%), Américas Central e do Sul (0,2%) e região Ásia-Pacífico (0,4%). Apenas a África manteve suas reservas. Quanto aos países, a ANP (2021, p. 28) destaca a Venezuela como o detentor mundial do maior volume de reservas petrolíferas, com 303,8 bilhões de barris (17,5%), mantendo-se nessa posição desde 2010, quando ultrapassou a Arábia Saudita. O Brasil permaneceu na 16ª posição no *ranking* mundial de reservas provadas de petróleo, com o volume de 11,9 bilhões de barris, queda de 6,2% em relação ao ano anterior (ANP, 2021).

Zhang *et al.* (2019) destacaram que exploração de petróleo em águas profundas, por exemplo, iniciou em 1975. Contudo, essa atividade, conhecida também pela denominação técnica *offshore*, se desenvolveu com mais rapidez somente a partir de 1996, ou seja, vinte e um anos depois. Ainda de acordo com os referidos autores, as áreas de águas profundas são o ponto crítico da exploração mundial de petróleo e gás, e constituem os campos mais importantes devido a sua contribuição para o aumento de reservas e produção de petróleo e gás em todas as regiões do planeta, divididas em cinco grupos de bacias localizada no Oceano Atlântico, no Oceano Pacífico, no Mar Mediterrâneo e no Mar de Barrents. Os maiores volumes de petróleo estão concentrados nas partes média e sul do Oceano Atlântico. O Brasil, a China, a França, o México, os Estados Unidos, a Austrália e o Reino Unido são os sete maiores países detentores do volume. (Zhang *et al.*, 2019).

Todavia, Shibulal *et al.* (2014, p. 1) admitiram que existe uma queda relativa da produção de petróleo, devido à maturidade dos campos de muitos países, à crescente demanda por energia impulsionada por crescimento populacional e às dificuldades associadas à descoberta e exploração de reservas. A reposição de reservas provadas de petróleo é um aspecto essencial para a indústria de petróleo e gás, uma vez que em contraste com o aumento contínuo da procura, a descoberta de reservas diminuiu desde a primeira metade da década de 1960. Uma solução para esse problema seria aumentar as atividades de exploração e promover avanços tecnológicos (Ozkan, 2013; Shibulal *et al.*, 2014, p. 1) para a recuperação de petróleo durante os estágios primário, secundário e, sobretudo terciário, quando os campos em geral atingem a sua maturidade produtiva, ou seja, o mais baixo ou nenhum nível de pressão interna que seja capaz de movimentar o óleo, do fundo do poço para a superfície.

Diante desse fator limitante, existe a possibilidade de abandonar o campo maduro ou fazer a chamada Recuperação Avançada de Petróleo com a utilização de diferentes tecnologias capazes de aumentar a produção. O abandono pode ser por inviabilidade econômica ou ausência de tecnologia capaz de resolver o problema, uma vez que a recuperação de petróleo consiste no processo de

captação do óleo retido nos poros da rocha-reservatório e seu deslocamento até a superfície, utilizando um método tecnológico específico.

Os campos maduros e marginais *onshore* ou *offshore*, em geral, possuem avançado processo de exploração, e podem ser explorados com a aplicação de técnicas avançadas de recuperação como injeção de água, injeção de produtos biológicos (*Microbial Enhanced Oil Recovery - MEOR*) *in situ* ou *ex situ*. (Saikia *et al.*, 2013; Safdel *et al.*, 2017; Wood, 2019).

A previsão da produção de petróleo de um campo serve também para justificar a valoração monetária de tecnologias que possam ser utilizadas para melhorar a recuperação do óleo nos estágios secundário e/ou terciário (Santos, 2023), embora não seja o foco deste trabalho, cujo objetivo é apresentar uma análise do declínio de produção do campo *onshore* Mata de São João impacto de injeção de água, por meio das curvas de declínio e ajuste de histórico. Trata-se de um campo localizado no Recôncavo da Bahia,

O texto está organizado em cinco seções, além desta parte introdutória. A segunda seção apresenta uma breve revisão da literatura teórica sobre curva de declínio de produção, com base na proposta de Arps (1945). A terceira seção descreve a metodologia do estudo. A quarta seção apresenta as discussões e os resultados. A quinta seção aponta a conclusão do estudo.

## 2. Referencial Teórico em Curva de Declínio de Produção

A estimativa das reservas de óleo em um poço é uma saída estratégica quando se faz necessário analisar a dimensão econômica da produção, bem como definir o planejamento adequado ao reservatório, aos métodos de recuperação, entre outros.

Sendo assim, uma saída simples e prática para trabalhar esse estudo do reservatório é a análise da curva de declínio de produção, muito utilizada por engenheiros de reservatório a fim de prever o futuro comportamento do poço. Por meio desse método, é possível estimar as reservas de óleo de um reservatório, a vazão e produção em determinado período e indicar indiretamente a viabilidade econômica do campo. Desta forma, o método utilizado gera uma relação entre a produtividade do reservatório e o tempo de produção, ou seja, muito adequado quando está em questão um poço maduro.

Segundo Belyadi, Fathi e Belyadi (2017), a análise de curvas de declínio de produção é um método utilizado para prever a produção futura dos campos de petróleo e gás.

Thompson e Wright (1985) afirmaram que a curva de declínio é um dos métodos mais antigos de previsão de reservas de petróleo com quatro vantagens: usam dados que são fáceis de obter, são fáceis de plotar, produzem resultados em uma base de tempo, e são fáceis de analisar. Ainda de acordo com os autores, esta metodologia foi desenvolvida por Arps (1945), associada aos modelos de curva de declínio que denominou de exponencial, harmônico e hiperbólico.

Nesse sentido, determina-se a taxa de declínio, que nada mais é do que o quanto aquele reservatório está diminuindo sua vazão conforme o tempo de produção. Rosa *et al.* (2006) apresenta a relação representativa da taxa de declínio, obtida empiricamente a partir de estudos já realizados de comportamentos de reservatórios, como sendo:



$$a = a_i \cdot \left(\frac{q}{q_i}\right)^n \quad (1.1)$$

Em que:

$a$ : taxa de declínio de produção;

$a_i$ : taxa de declínio inicial;

$q$ : vazão de produção;

$q_i$ : vazão inicial;

A constante  $n$ , descrita na equação 1.1, é definida como expoente de declínio e através dela é possível identificar por qual tipo de declínio o reservatório ou poço está produzindo. São três os tipos de declínios, de acordo com o valor do expoente  $n$ : declínio exponencial, quando  $n = 0$ ; declínio hiperbólico, quando  $0 < n < 1$ , declínio harmônico, quando  $n = 1$ . Conforme suas propriedades, os declínios explicam o comportamento da curva de produção de cada reservatório. (ARPS, 1945). O cálculo é feito com base na vazão do óleo em um determinado reservatório e no tempo, que a curva irá se fundamentar para determinar o tipo de declínio. Sendo assim, a principal função da análise da curva de declínio é encontrar valores para  $n$  e  $a_i$  através de ajuste de série histórica dos dados de produção.

## 2.1. Declínio Exponencial

Para este tipo de declínio, tem-se que o expoente do declínio é igual a zero ( $n = 0$ ), ou seja, sua taxa vai permanecer constante ao longo do tempo. Esse caso é desfavorável, pois sua taxa de declínio sempre vai permanecer igual à inicial. Rosa *et al.* (2006) define que o declínio exponencial é mais presente em reservatórios que estão próximos do fim da sua vida produtiva ou em reservatórios que produzem sob mecanismos de gás em solução. Reservatórios caracterizados por esse tipo de declínio apresentam baixos fatores de recuperação.

### 2.1.1. Ajuste de histórico

A equação

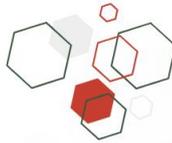
$$\ln q = \ln q_i - a_i \cdot t, \quad (1.2)$$

representa uma reta com coeficiente angular  $a_i$  e com  $t$  sendo o tempo. Ou seja, o gráfico de declínio exponencial ( $\ln q$  versus  $t$ ) resultará em uma reta. Através desta equação também é possível calcular o valor da taxa inicial de declínio  $a_i$ , tomando qualquer ponto da curva ajustada.

## 2.2. Declínio Hiperbólico

O declínio hiperbólico refere-se àquele cujo valor para a constante  $n$  varia no intervalo entre 0 e 1 ( $0 < n < 1$ ) e é assim denominado, pois a curva expressa pelo gráfico de vazão por tempo de





produção se aproxima de uma função hiperbólica. A taxa de declínio para o tipo hiperbólico decresce de acordo com o expoente de declínio,  $n$ , ao longo do tempo  $e$ , dessa forma, presume-se que esta condição  $e$ , conseqüentemente, este tipo de declínio ocorra na maioria dos reservatórios reais (ROSA *et al.*, 2006).

### 2.2.1. Ajuste de histórico

A equação de ajuste de histórico abaixo para o declínio hiperbólico, trata-se de uma função linear do tempo.

$$\left(\frac{q_i}{q}\right)^n = 1 + n \cdot a_i \cdot t \quad (1.3)$$

Esta equação permite obter o valor de  $n$  ao traçar, no gráfico de coordenadas cartesianas, os valores de  $(q_i/q)^n$  em função do tempo  $t$ . Estes valores são obtidos, com os dados do histórico de produção em mãos, arbitrando-se sucessivos números para o expoente de declínio  $n$ , até verificar a obtenção de uma linha reta. Esta reta fornecerá o coeficiente angular ( $n \cdot a_i$ ), em que será possível determinar o valor de  $a_i$ .

## 2.3. Declínio Harmônico

O declínio harmônico acompanha o comportamento do histórico de produção, quando temos que, seu expoente tende a ser 1. Dessa forma, a taxa de declínio será inversamente proporcional ao tempo, ou seja, decresce continuamente. Logo, a taxa inicial de declínio e a vazão de óleo se tornam constantes. No entanto, em estudo de casos reais de produção em campo, esse tipo de declínio não é bastante apropriado para descrever o comportamento. Mas é bastante favorável, em casos de reservatórios com mecanismos de influxo de água bastante acentuado, definição essa encontrada no Rosa *et al.* (2006). Além disso, o declínio harmônico não ocorre durante toda a vida produtiva do poço, reservatório ou campo de petróleo.

### 2.3.1. Ajuste de histórico

A equação da vazão de produção pode ser apresentada da seguinte forma:

$$\frac{1}{q} = \frac{1}{q_i} + \frac{a_i}{q_i} t \quad (1.4)$$

Pode-se ver que por essa relação, o inverso da vazão e o tempo, resulta graficamente em uma linha reta, onde o coeficiente linear é  $1/q_i$  e o coeficiente angular é  $a_i/q_i$ . Logo, para determinar a taxa de declínio inicial basta relacionar o coeficiente angular com a vazão inicial.



**Quadro 1** - Estudos sobre declínio de produção de petróleo no Brasil

Autores	Objetivo	Método	Principais resultados
Baracho, Costa Júnior e Gomes (2021)	Campo de Livramento (localizado na Bacia Potiguar, ES)	Método Gentry e análise das curvas, antes e após a injeção de água. Cálculo da razão água-óleo.	O declínio é do tipo exponencial. A injeção de água foi essencial para a manutenção da produção de óleo entre 2000 e 2003 (RAO menores do que 1 m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> ). Entre 2010 e 2021, as RAO foram superiores a 1 m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> . A viabilidade econômica da injeção de água nesse campo deve ser verificada.
Silva <i>et al.</i> (2023)	Realizar a previsão de comportamento da produção de petróleo do campo de Furado, na Bacia Sergipe-Alagoas, antes e após a injeção de água.	Métodos de Gentry e Fetkovich. Cálculo da razão água-óleo.	O declínio é harmônico, a injeção de água é eficaz. Apresentou valores de RAO superiores a 1,0 em diversos momentos.
Limeira <i>et al.</i> (2023)	Analisar a influência da injeção de água dos poços 3-TM-2-AL e TM-002-AL, utilizando as curvas de produção e o ajuste de histórico dos poços 7-TM-49-AL e 7-TM-16-AL, do campo de Tabuleiro dos Martins, utilizando o software Sahara.		A injeção de água, proveniente dos poços 3-TM-2-AL e TM-002-AL, auxiliou no aumento da produção acumulada dos poços produtores do campo de Tabuleiro dos Martins. No poço produtor 7-TM-49-AL iniciou sua produção com 7 m <sup>3</sup> diários, entretanto, sua produção declinou, produzindo 1 m <sup>3</sup> /dia. Após a injeção de água, a produção de óleo alcançou vazão diária de 10 m <sup>3</sup> . No poço produtor 7-TM-16-AL, entre os anos de 1985 e 2003, a produção de óleo atingiu os maiores valores com cerca de 30,1 m <sup>3</sup> por dia, sendo este último após a injeção de água.

Fonte: elaborado pelo autor (2023).

### 3. Metodologia

O estudo compreende uma abordagem descritiva causal-comparativa e explicativa de natureza quantitativa. A abordagem descritiva possibilita o estudo das características de um objeto de estudo (Triviños, 2006) para o qual já há conhecimento prévio disponível, o que permite que seja planejada e estruturada. A pesquisa explicativa visa ao esclarecimento de quais fatores contribuem para a ocorrência de determinado fenômeno, que no caso aqui apresentado, é o declínio de produção. A pesquisa quantitativa visa explicar fenômenos por meio de dados numéricos analisados através de métodos matemáticos, em particular, os estatísticos (Aliaga; Gunderson 2005). A pesquisa quantitativa causal-comparativa (Vergara (2005) permite estabelecer a relação de causa e efeito entre duas ou até mesmo múltiplas variáveis.

O estudo analisa o comportamento da produção do Campo de Mata de São João e posterior previsão de produção. Inicialmente, foi aplicado o método analítico de declínio temporal, com a finalidade de realizar o ajuste de histórico de produção do campo e identificar por qual das curvas de modelo de declínio - exponencial, harmônico e hiperbólico - os dados fornecidos estão mais

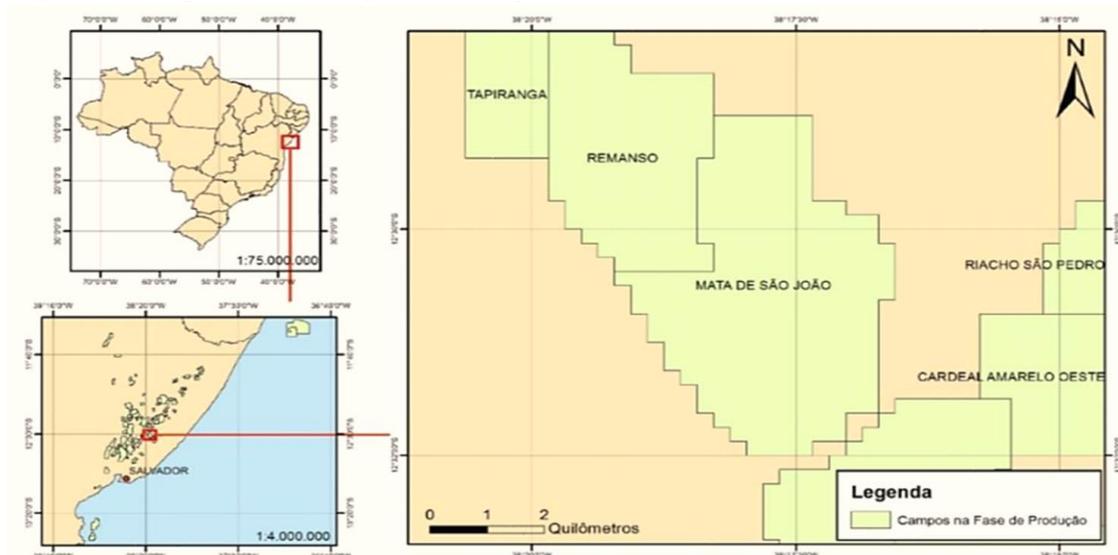
próximos, utilizando, para tal observação, a análise gráfica do método proposto por Arps (1945), e utilizado em estudos antecedentes tanto no Brasil como em outros países, descrita na seção “Análise da Curva de Declínio”.

Com o conhecimento do tipo de curva de declínio que cada intervalo do histórico (Identificados no próximo item) mais se assemelha, encontra-se a taxa de declínio de produção, a, para cada um deles. A partir disto, com o objetivo de prever como será a produção futura de óleo para o campo, verifica-se a presença ou não de padrão entre os tipos de curva de declínio existentes, a fim de utilizar tal caracterização do declínio (valor de  $n$  e  $ai$ ) para a determinação da previsão do comportamento. Os resultados obtidos para a previsão de produção do campo serão expressos em tabelas e o gráfico das curvas de declínio geradas para as diferentes situações, que nos próximos itens serão determinadas, será plotado e, de acordo com ele, serão feitos comentários e comparações.

### 3. O Campo de Mata de São João

Para o estudo do caso em questão, foi considerada a produção compreendida no campo de Mata de São João. O campo Mata de São João é localizado na Bahia, na Bacia do Recôncavo, e iniciou a sua produção em outubro de 1954. Segundo as informações proporcionadas pela ANP (Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis), o campo possui uma área correspondente a 20,1 km<sup>2</sup>. A figura 1 mostra a localização do campo no território brasileiro.

**Figura 1-** Mapa de localização do Campo de Mata de São João



Fonte: ANP (2017).

#### 3.1. Histórico de produção e previsão de comportamento no Campo de Mata de São João

O histórico de produção de Mata de São João foi coletado na base de dados da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP). O histórico de produção considerado

compreende o período de 01/01/2009 a 01/09/2022, totalizando quase 14 anos de produção, divididos em um ano e oito meses de produção primária, ou seja, o reservatório tinha energia suficiente para produzir sozinho e onze anos e oito meses de produção secundária (injeção de algum fluido, provavelmente água).

Primeiramente, com os dados de vazão do poço é possível analisar um gráfico de vazão vs tempo através da planilha eletrônica no Microsoft Excel® para estimar o expoente  $n$ , a taxa de declínio e determinar qual tipo de declínio temporal o campo produziu (exponencial, harmônico ou hiperbólico) em cada intervalo.

Para a previsão da produção do campo de Mata de São João através do método de declínio temporal, foi analisado o comportamento da vazão de óleo no decorrer do tempo. É perceptível variações no decorrer do gráfico e, no caso, essas variações são as diferentes curvas de declínio. É necessário classificar quais os tipos de declínio que ocorrem nesse poço, para buscar o padrão nos declínios e presumir qual será o próximo tipo de declínio, além de prever com mais precisão o futuro do campo.

Diante disto, foi feito o ajuste de histórico de produção de óleo por meio do método analítico de declínio temporal para obtenção da taxa de declínio ( $a_i$ ) e o tipo de declínio temporal ( $n$ ) sob o qual o campo produziu no período considerado. Analisando o gráfico abaixo, é possível visualizar quatro intervalos com características de declínio e, a partir disso, foi realizado o estudo em cada um.

**Gráfico 1-** Histórico de vazão de produção do campo e identificação dos declínios



**Fonte:** Elaborado pelo autor (2022).

A partir do conhecimento do tipo de curva de declínio em cada intervalo e dos valores fornecidos de vazão de produção, foi possível obter o valor da taxa de declínio em cada intervalo identificado (Demonstrado no item Resultados) e, com isso, estimar previsões de produção para o campo a partir da taxa e do tipo de declínio utilizado para o estudo das estimativas.



## 5. Resultados

### 5.1. Ajuste de histórico de produção do campo nos diferentes períodos identificados

Em um primeiro momento, dispondo dos dados de vazão do campo ao longo do tempo considerado, foi realizado o ajuste de histórico por meio da análise das curvas de declínio mostradas no Gráfico 2. Os demais intervalos não especificados do gráfico não foram considerados, pois as equações de Arps (1945) não são aplicáveis em aumentos temporários de produção.

Para esta etapa, foram identificados por qual das três classificações as 4 curvas de declínio identificadas mais se aproximam, utilizando-se, para isso, do Método de Arps.

#### 5.1.1. Ajuste de histórico para o declínio 1

Após plotar os gráficos obtidos pelo método, foi possível realizar a análise destes e do coeficiente de determinação,  $R^2$ , fornecido pelo Microsoft Excel® para as linhas de tendência dos diferentes modelos de declínio. Para o  $R^2$ , tem-se que quanto mais próximo de 1, melhor o modelo se ajusta aos dados utilizados. A partir disto, constatou-se que o gráfico com melhor ajuste para uma reta foi o declínio do tipo exponencial. O gráfico 3.1.1 abaixo e a tabela 1, informando os valores de  $R^2$ , no Apêndice, demonstram os resultados do experimento.

**Gráfico 2** - Modelo exponencial para o Declínio 1



**Fonte:** Elaborado pelo autor (2022)

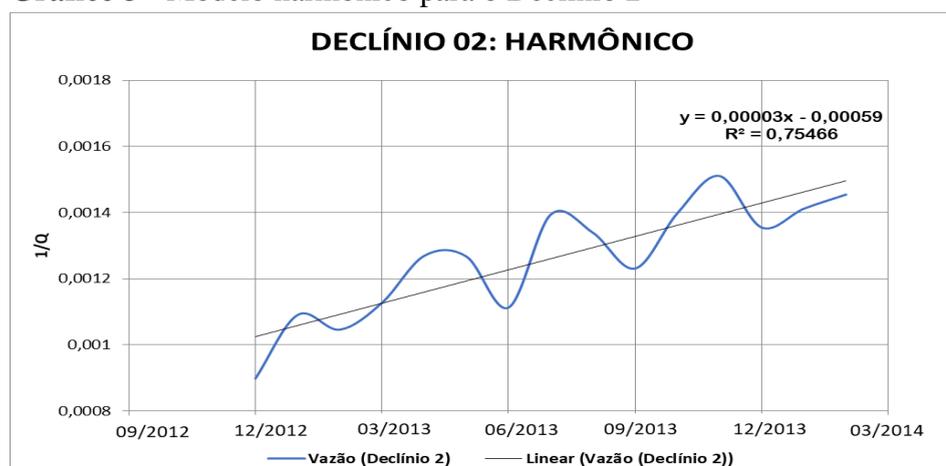
Com o conhecimento da equação da reta apresentada no gráfico e, tendo em vista a equação 1.2 para o ajuste de declínio para o modelo exponencial, a taxa de declínio é observada a partir do coeficiente angular da reta ajustada, obtendo-se  $a_i = 0,02037$ .



### 5.1.2. Ajuste de histórico para o declínio 2

Para o declínio 2, também foi realizada a análise gráfica para os diferentes modelos e a observação dos valores de  $R^2$ . Verificou-se, dessa forma, que a melhor aproximação para uma reta foi constatada para o gráfico de declínio harmônico, ou seja  $1/q$  versus  $t$ .

**Gráfico 3** - Modelo harmônico para o Declínio 2



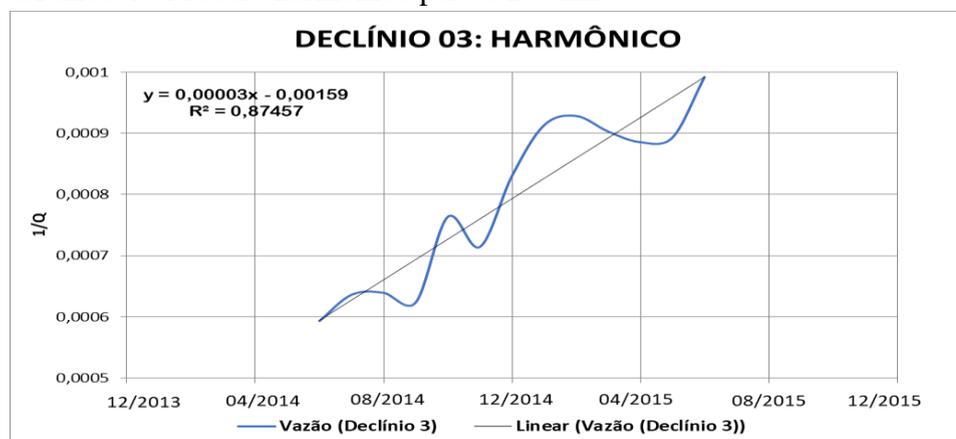
**Fonte:** Elaborado pelo autor (2022).

Ao basear-se na equação da reta obtida no Gráfico, calcula-se a taxa de declínio a partir da equação 1.4, encontrando-se  $ai = 0,03753$ .

### 5.1.3. Ajuste de histórico para o declínio 3

De acordo com o estudo dos gráficos plotados para o declínio 3, constatou-se que o mais semelhante à linha reta se trata do declínio do tipo harmônico, com  $n = 1$ .

**Gráfico 4** - Modelo harmônico para o Declínio 3



**Fonte:** Elaborado pelo autor (2022).



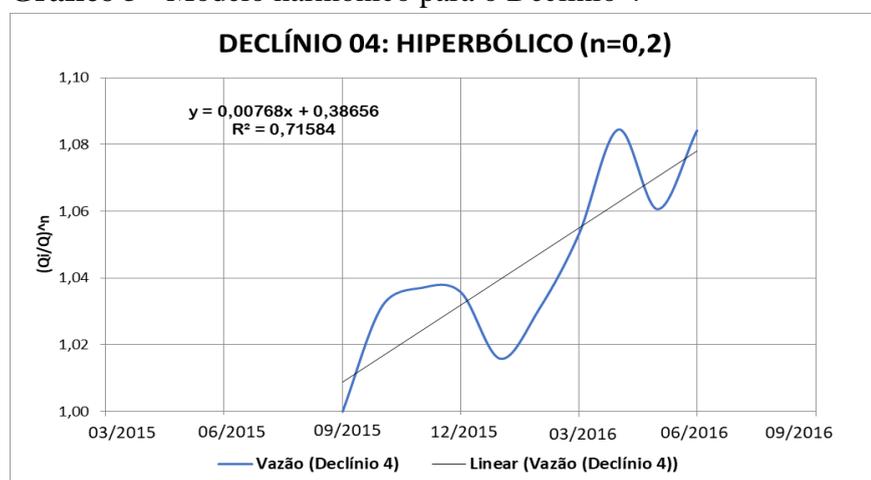


A taxa de declínio para esse intervalo também foi calculada com base na equação 1.4, utilizando o coeficiente angular gerado pelo gráfico. O valor encontrado para  $ai$  foi de 0,05581. Além disso, para o declínio 3, foi observado o maior valor de  $R^2$  dentre os demais declínios estudados.

#### 5.1.4. Ajuste de histórico para o declínio 4

Para o declínio 4, foi observada uma diferença para com os outros declínios identificados. De acordo com os gráficos plotados para este intervalo, verificou-se que há maior proximidade com uma linha reta para o tipo de declínio hiperbólico, com valor de  $n$  igual a 0,2.

#### Gráfico 5 - Modelo harmônico para o Declínio 4



Fonte: Elaborado pelo autor (2022).

Para o cálculo da taxa de declínio para este intervalo, foi utilizada a equação de ajuste de histórico 1.3 para declínio do tipo hiperbólico. No caso, o valor do coeficiente angular fornecido pela equação da reta equivale à  $n.ai$ . Portanto, sabendo que o valor de  $n$  é 0,2, após o cálculo encontra-se  $ai = 0,03841$ .

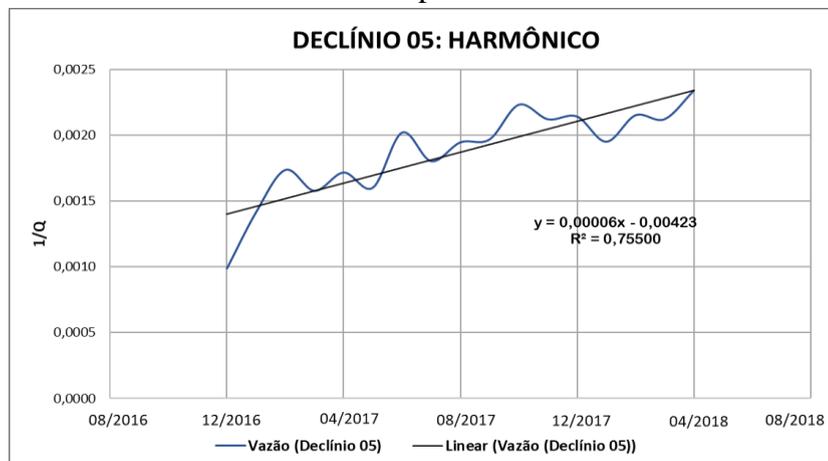
#### 5.1.5. Ajuste de histórico para o declínio 5

A partir dos gráficos gerados para encontrar o que mais se aproxima com a linha reta, verificou-se que o declínio 5, o primeiro observado com os dados atualizados fornecidos até 2022, se trata de um declínio do tipo harmônico.





**Gráfico 6 - Modelo harmônico para o Declínio 5**



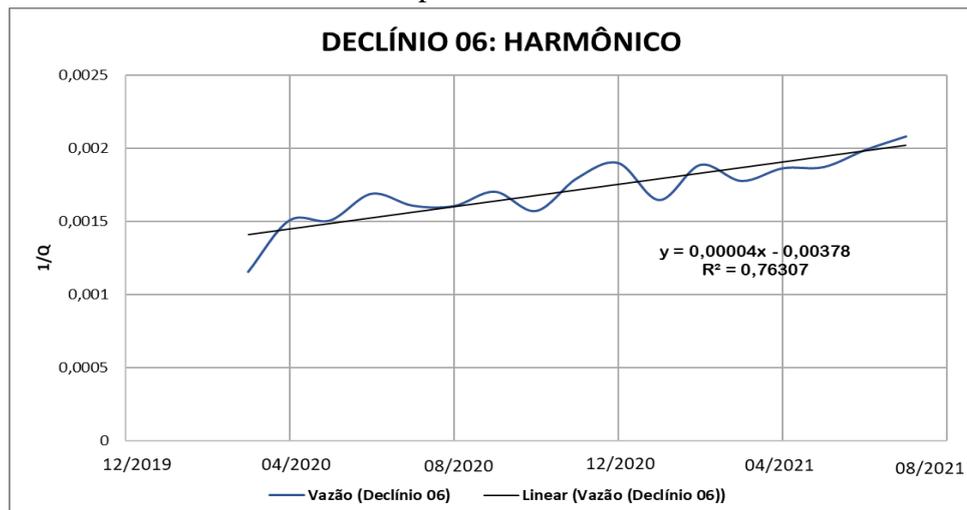
Fonte: Elaborado pelo autor (2022)

Além disso, foi calculado o valor da taxa de declínio a partir da equação já citada anteriormente e obteve-se 0,059366.

### 5.1.6. Ajuste de histórico para o declínio 6

Para o declínio 6, assim como para a maioria dos declínios anteriores, foi identificado o declínio do tipo harmônico como aquele que apresenta o melhor ajuste para este intervalo.

**Gráfico 7 - Modelo harmônico para o Declínio 6**



Fonte: Elaborado pelo autor (2022).

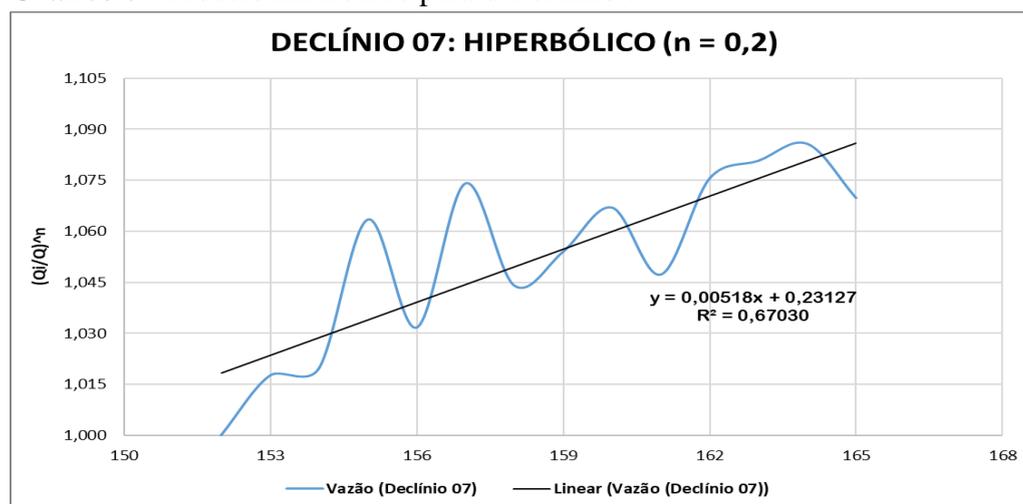
O valor da taxa de declínio calculado foi de 0,03335, o menor entre os declínios harmônicos observados.



### 5.1.7. Ajuste de histórico para o declínio 7

Para o último declínio constatado no histórico de vazão do campo, identificou-se que o tipo hiperbólico retrata melhor o ajuste, com  $n = 0,2$ , assim como para o declínio 4. Já a taxa de declínio encontrada para este intervalo foi de 0,025895.

**Gráfico 8** - Modelo harmônico para o Declínio 7



Fonte: Elaborado pelo autor (2022)

## 5.2. Previsão da vazão de produção do Campo de Mata de São João

Ao analisar os resultados obtidos para cada um dos declínios disponíveis, foram feitas extrapolações a partir do último valor fornecido de vazão diária, que configura a data de setembro de 2022. Considera-se o declínio hiperbólico como o mais representativo para previsão real do campo, tendo em vista que a tendência da última curva é para esse tipo de declínio.

No caso, para tornar a previsão do campo menos suscetível às incertezas futuras das condições do reservatório e da produção, bem como comprovar as deduções propostas anteriormente, foram apresentadas duas hipóteses finais determinantes: um cenário normal, aplicando a mesma taxa de declínio obtida para o último declínio e o tempo para determinar a vazão de óleo produzido, e um cenário pessimista, em que se aplicou uma taxa de declínio 50% maior que a utilizada na situação normal. A aplicação do cenário pessimista se deve ao fato de que os declínios anteriores ao último (Declínios 1, 2 e 3) eram mais acentuados de um para o outro, como mostra o gráfico 2, que ilustra o histórico de vazão de produção.

Ao comparar com a mesma análise feita para a previsão do comportamento utilizando o método harmônico, tomando este caso em específico, é possível observar que as curvas obtidas pela plotagem dos gráficos no Microsoft Excel® possuem faixas de previsões relativamente próximas. O gráfico 9 apresentado em seguida demonstra os resultados para as previsões calculadas.

**Gráfico 9** - Previsão para o campo de acordo com os diferentes cenários propostos

Fonte: Elaborado pelo autor (2022)

Dessa forma, verificou-se que esse tipo de declínio temporal também seria incluído no estudo da previsão do campo. Então, para o tipo hiperbólico, levando em conta a vida útil do reservatório, o tempo de abandono seria alcançado de forma mais rápida que no harmônico, visto que a vazão de produção decresce de forma mais rápida. Sendo assim, as previsões a partir dos declínios hiperbólico e harmônico com taxa de declínio 50% maior se tornam, analiticamente, mais favoráveis no estudo de viabilidade produtiva, devido às condições propostas anteriormente.

## 6. Conclusão

A análise das curvas de declínio do campo de Mata de São João está dividida em duas etapas. A primeira consta de uma análise do comportamento da produção do daquele campo ao longo do tempo. A segunda etapa inclui a previsão de produção para os anos 2023 a 2032. Inicialmente, foi aplicado o método analítico de declínio temporal visando realizar o ajuste de histórico de produção do campo e identificar a curva que caracterizaria o modelo de declínio.

O estudo considera a utilização da técnica injeção de água para a recuperação do óleo, no período entre janeiro de 2017 e dezembro de 2022, diferindo da metodologia aplicada na maioria dos estudos antecedentes, que estabelece um período antes e um após a técnica.

A partir da análise dos dados, utilizando o método de regressão linear para um cenário otimista (50% menor) e pessimista (50% maior) concluiu-se que o campo apresentou declínios hiperbólico e harmônico, previstos com taxa 50% maior, que se tornam, analiticamente, mais favoráveis no estudo de viabilidade produtiva, devido às condições propostas anteriormente.

## REFERÊNCIAS

ALIAGA, Martha; GUNDERSON, Brenda. **Interactive statistics**. 3rd. Thousand Oaks: Sage, 2005.

ANP. AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. **Anuário estatístico brasileiro do petróleo, gás natural e biocombustíveis**. Rio de Janeiro: ANP, 2021. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/publicacoes/anuario-estatistico/arquivos-anuario-estatistico-2021/anuario-2021.pdf>. Acesso em: 13 jan. 2022.

ARPS, Jan J. Analysis of decline curves. **Transactions of the American Institute of Mining and Metallurgical Engineers**, New York, v.160, p. 228-247, 1945.  
DOI <https://doi.org/10.2118/945228-G>. Disponível em: <https://onepetro.org/TRANS/article/160/01/228/161823/Analysis-of-Divine-Curves>. Acesso em 10 nov 2022.

BARACHO, Gabrielle Barros dos Santos; COSTA JÚNIOR, Marcos Antônio; GOMES, Vanessa Limeira Azevedo. Análise das curvas de produção de petróleo: aplicação no Campo de Livramento. **Caderno de Graduação**, UNIT, Maceió, Alagoas, v. 7, n. 1, p. 139-154, 2021. Disponível em: <https://periodicos.set.edu.br/fitsexatas/article/view/10320>. Acesso em: 12 nov. 2022.

BELYADI, Hoss; FATHI, Ebrahim; BELYADI, Fatemeh. Decline Curve Analysis. In: BELYADI, Hoss; FATHI, Ebrahim; BELYADI, Fatemeh. PUBLISHING, G. P. (Org.). **Hydraulic Fracturing in Unconventional Reservoirs**. Elsevier, 2017. p. 305-323. DOI: doi:10.1016/B978-0-12-849871-2.00017-4. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/B9780128498712000174>. Acesso em: 25 de março de 2022.

IBP - INSTITUTO BRASILEIRO DE PETRÓLEO E GÁS. **Panorama geral do setor de petróleo e gás: uma agenda para o futuro**. Rio de Janeiro, RJ: IBP, 20 p. 2022.

IBP - INSTITUTO BRASILEIRO DE PETRÓLEO E GÁS. **Panorama geral do setor de petróleo e gás: uma agenda para o futuro**. Rio de Janeiro, RJ: IBP, 20 p. 2022.

IEA - INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. **Energy technologies perspectives 2020**. Paris: IEA, 2021. Disponível em: [www.iea.org/t&c](http://www.iea.org/t&c). Acesso em: 20 dez. 2021.

LIMEIRA, Vanessa; BARBOSA DE ARAÚJO, Larissa Rafaella de; SANTOS DA SILVA, Samya Mayra; BEZERRA LIRA, Rodrigo José.; VARGAS BAUTISTA, Ernesto. Análise de curvas de produção: um estudo de caso no campo de tabuleiro dos Martins. **Caderno de Graduação**, UNIT, Maceió, Alagoas, v. 7, n. 1, p. 36, 2021. Disponível em: <https://periodicos.set.edu.br/fitsexatas/article/view/10325>. Acesso em: 12 nov. 2022.

MARQUES, Pablo. **Revisão de comportamento de reservatórios de petróleo sob injeção de água: estudo comparativo entre os métodos de declínios temporal, volumétrico e de simulação numérica**. 2021. Trabalho de Conclusão de Curso (Engenharia de Petróleo) - Universidade Federal do Ceará, [S. l.], 2021.

MARTINS, Silas Sarkiz; SILVA, AZEVEDO, Mateus Oliveira de; SILVA, Mikaia Pereira da. Produção de petróleo e impactos ambientais: algumas considerações. **Holos**, Natal, RN, v. 6. n. 54,

p. 57-76, 2015. DOI: 10.15628/holos.2015.2201. Disponível em:  
<https://www.redalyc.org/articulo.oa?id=481547289005>. Acesso em: 13 abr. 2020.

Ozkan, Erdal. The Impact of Technological Innovation on the Oil and Gas Industry. In: **Technology and the Future of Energy**. Emirates Center for Strategic Studies and Research, 2013, p. 69-100. Disponível em: [The Impact of Technological Innovation on the Oil and Gas Industry \(Chapter 3\) - Technology and the Future of Energy \(cambridge.org\)](https://www.cambridge.org/core/books/technology-and-the-future-of-energy/chapter-3-technology-and-the-future-of-energy). Acesso em: 15 maio 2023.

RICHARDSON, Roberto Jarry; PFEIFFER, Dietmar Klaus. Pesquisa Social: métodos e técnicas. 4. ed. rev. atual. amp., São Paulo: Atlas, 2017. 404 p.

ROSA, Adalberto José; CARVALHO, Renato de Souza; XAVIER, José Augusto Daniel. **Engenharia de reservatórios de petróleo**. Rio de Janeiro: Interciência, 2006.

SAFDEL, Milad; ANBAZ, Mohammad Amin; DARYASAFAR, Amin; JAMIALAHMADI, Mohammad. Microbial enhanced oil recovery, a critical review on worldwide implemented field trials in different countries. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 74, p. 159-172, 2017. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.02.045>.

SAIKIA, Udipta; BHARANIDHARAN.R; EZHIL, Vendhan; YADAV, Santosh Kumar; SHANKAR, Siva. A Brief review on the science, mechanism and environmental constraints of microbial enhanced oil recovery (MEOR). **International Journal Chem Tech Research**, v. 5, n. 3, p. 1205-1212, 2013. Disponível em: [https://sphinxsai.com/2013/vol\\_5\\_3/pdf/CT=15\(1205-1212\)IPACT.pdf](https://sphinxsai.com/2013/vol_5_3/pdf/CT=15(1205-1212)IPACT.pdf).

SANTOS, José Antonio Gonçalves dos. **Valoração de tecnologia microbiana para aplicação em recuperação avançada de petróleo utilizando um modelo adaptado**. 2023. 245 f. Tese (Doutorado em Difusão do Conhecimento) - Instituto Federal de Ciência, Tecnologia da Bahia (IFBA), Salvador, 2023. 240 f.

SHIBULAL, Biji; AL-BAHRY, Saif N.; AL-WAHAIBI, Yahya M.; ELSHAFIE, Abdulkader E.; AL-BEMANI, Ali S.; JOHI, Sanket J.. Microbial enhanced heavy oil recovery by the aid of inhabitant spore-forming bacteria: an insight review. **The Scientific World Journal**, v. 16, p. 1-12, 2014. DOI: 10.1155/2014/30915.

SILVA, Décio Manoel Gomes da; SANTOS, José Italo Gonçalves da Silva; OLIVEIRA, Williani Espinheira De; GOMES, Vanessa Limeira Azevedo. Previsão de comportamento da produção de petróleo: estudo para o Campo de Furado. **Caderno de Graduação - Ciências Exatas e Tecnológicas**, UNIT, Maceió, Alagoas, v. 8, n. 1, p. 44-58, 2023. Disponível em: <https://periodicos.set.edu.br/fitsexatas/article/view/11328>. Acesso em: 12 nov. 2023.

SILVA, Francisca de Fátima do Nascimento. **Um modelo híbrido para previsão de curvas de produção de petróleo**. 2013. 91 f. Tese (Mestrado em Engenharia de Petróleo). Universidade Federal do Rio Grande do Norte (UFRN), Natal, RN, 2013.



TRIVIÑOS, Augusto Nivaldo R. **Introdução à pesquisa em ciências sociais: a pesquisa qualitativa em educação.** 2006.

VERGARA, Sylvia Constant. **Método de pesquisa em administração.** São Paulo: Atlas, 2005

WOOD, David A. Microbial improved and enhanced oil recovery (MIEOR): review of a set of technologies diversifying their applications. *Advances in Geo-Energy Research*, v. 3, n. 2, p. 122-140, 2019. DOI: 10.26804/ager.2019.02.02.

ZHANG, Gongcheng; QU, Hongjun; CHEN, Guojun; ZHAO, Chong; AHANG, Fenglian; YANG, Haizhang; ZHAO, Zhao; MA, Ming. Giant discoveries of oil and gas fields in global deepwaters in the past 40 years and the prospect of exploration. *Journal of Natural Gas Geoscience*, n. 4, 2019, p. 1-28. Doi: 10.11764/j. issn.1672-1926.2017.08.008. Disponível em: Acesso em: 14 set 2024.

