

PREVISÃO DE COMPORTAMENTO DA PRODUÇÃO DE PETRÓLEO: ESTUDO PARA O CAMPO DE FURADO

Décio Manoel Gomes da Silva¹

José Italo Gonçalves da Silva Santos²

Williani Espinheira de Oliveira³

Vanessa Limeira Azevedo Gomes⁴

Engenharia de Petróleo



ISSN IMPRESSO 1980-1777

ISSN ELETRÔNICO 2316-3135

RESUMO

Um campo de petróleo apresenta um ciclo de vida, tendo o seu início, meio e fim. Desse modo, chega um momento em que ele atinge o declínio da sua produção, alguns após o início da sua produção, se fazendo necessária a utilização de métodos de recuperação para manter os níveis de produção viáveis economicamente. Logo, se faz necessário prever a produção futura dos campos de petróleo. Essa previsão é feita por meio de métodos matemáticos, aplicando a análise de curvas de declínio (ACD) de produção. As curvas de declínio de produção são divididas em três modelos, que são: declínio exponencial, harmônico e hiperbólico. Assim, o presente trabalho teve como objetivo realizar a previsão de comportamento da produção de petróleo do campo de Furado, localizado na Bacia Sergipe-Alagoas. A partir dos métodos de Gentry e Fetkovich, identificou-se o modelo de análise de curvas de declínio, antes e após a injeção de água. Como resultados, o campo apresentou o tipo de declínio harmônico, além de comprovar a eficácia da injeção de água por meio da diferença do tempo de abandono antes e após a injeção, como também a redução da taxa de declínio, porém apresentou valores de RAO superiores a 1,0 em diversos momentos, indicando que o poço está produzindo mais água do que óleo, exigindo uma análise econômica do campo.

PALAVRAS-CHAVE

Análise de Curvas de Declínio. Campo de Furado. Métodos de Gentry e Fetkovich.

ABSTRACT

An oil field has a life cycle, with a beginning, middle and end. Thus, there comes a time when it reaches its production decline, a few years after it started producing, and recovery methods are needed to maintain economically viable production levels. Therefore, it is necessary to forecast the future production of the oil fields. This prediction is made through mathematical methods applying the analysis of production decline curves (PDA). The production decline curves are divided into three models, which are: exponential, harmonic and hyperbolic decline. Thus, the present work aimed at forecasting the behavior of oil production in the Furado field, located in the Sergipe-Alagoas Basin. Using Gentry and Fetkovich methods, the model for the analysis of decline curves, before and after water injection, was identified. As results, the field presented the harmonic decline type, besides proving the effectiveness of water injection through the difference in the abandonment time before and after injection, as well as the reduction of the decline rate, but presenting WOR values greater than 1.0 at various times, indicating that the well is producing more water than oil, requiring an economic analysis of the field.

KEYWORDS

Decline curve analysis, Furado Field, Gentry and Fetkovich methods

1 INTRODUÇÃO

As atividades de exploração e produção (E&P) de petróleo no Brasil se iniciaram de forma mais intensa durante o final dos anos 30 e início dos anos 40. Destacaram-se, em tal período, as descobertas realizadas no âmbito *onshore* e na Região Nordeste. Alguns anos mais tarde, com a descoberta de reservas consideráveis no âmbito *offshore*, as atenções petrolíferas nacionais se voltaram preponderantemente para tal realidade. Os campos de petróleo *onshore*, responsáveis pelo início da indústria do petróleo no país, foram, de certo modo, relegados a um segundo plano (SIQUEIRA; SANTOS, 2008).

Grande parte dos campos inicialmente descobertos se encontra em fase de declínio produtivo. Segundo Siqueira e Santos (2008), pelo declínio de produção, tais campos não se revelam interessantes aos empreendedores de grande porte. Podem, mediante estímulos e uma adequada regulação, se revelar como interessantes pontos de investimento para os empreendedores de pequeno e médio porte.

Segundo Limeira e outros autores (2021), os campos de petróleo que estão em um avançado processo de exploração e necessitam de técnicas de recuperação para que sua produção venha a ser elevada são denominados de Campos Maduros. Geralmente esse tipo de campo é situado em terra (*onshore*) ou em águas rasas, com lâmi-

nas d'água de no máximo 50 metros (SCHIOZER, 2002). Esse conceito é muitas vezes comparado ao de campos marginais, que se referem aos campos que apresentam baixa produtividade, altos custos e independem de serem maduros (SENNA, 2011).

A Petróleo Brasileiro S.A. (PETROBRAS) informou sobre o início de processo de oferta da totalidade de suas participações em um conjunto de concessões de campos de terra e águas rasas de E&P (Polo), localizadas no Estado de Alagoas. O objetivo deste processo consistiu na cessão dos direitos de exploração, desenvolvimento e produção de óleo e gás natural desse grupo de campos de terra e águas rasas, com instalações integradas, visando fornecer aos potenciais compradores plenas condições de operação (PETROBRAS, 2020).

A Petrobras, em continuidade aos comunicados divulgados em 30 de junho de 2021 e 05 de julho de 2021, finalizou a venda da totalidade de sua participação em sete concessões do Polo Alagoas, localizadas no estado de Alagoas, para a empresa Origem Energia S.A (PETROBRAS, 2022).

O Polo Alagoas compreende sete concessões de produção, seis terrestres (Anambé, Arapaçu, Cidade de São Miguel dos Campos, Furado, Pilar e São Miguel dos Campos) e a concessão do campo de Paru localizada em águas rasas, com lâmina d'água de 24 metros. A produção média do polo em 2021 foi de 1,62 mil bpd de óleo e condensado e de 550 mil m³/d de gás gerando 0,81 mil bpd de líquidos de gás natural (LGN) (PETRONOTÍCIAS, 2022).

De acordo com Brauns e colaboradores (2010), quando um novo campo de petróleo é perfurado, o óleo pode ser retirado apenas com a alta pressão existente. Com a retirada do óleo a pressão vai diminuindo e isto dificulta a retirada do óleo que ainda está armazenado. Para aumentar a recuperação destes poços deve-se injetar água a fim de aumentar a pressão e conseguir retirar o restante do óleo, e pode-se dizer que o campo já é considerado maduro. Por isso, a importância de fazer a previsão de comportamento do reservatório a partir da Análise da Curva de Declínio (ACD).

A ACD é um dos métodos mais utilizados na previsão de produção de petróleo, sendo as curvas de declínio divididas em três categorias: declínio exponencial, declínio hiperbólico e declínio harmônico (LING *et al.*, 2013).

Assim, o foco desse trabalho se baseia no estudo do campo maduro de Furado, localizado na Sub-Bacia de Alagoas, visando analisar e prever o comportamento da produção de petróleo por meio da análise das curvas de declínio (ACD).

2 REFERENCIAL TEÓRICO

2.1 ANÁLISE DE CURVAS DE DECLÍNIO (ACD)

A ACD de produção é um método utilizado para prever a produção futura dos campos de petróleo e gás. Na prática, a análise de curvas de declínio é utilizada para a realização de ajuste de histórico e/ou previsão do comportamento de poços isolados, de reservatórios ou mesmo de campos de óleo (ROSA *et al.*, 2011).

O ajuste da curva de declínio baseia-se no comportamento das vazões de produção ao longo do tempo. O petróleo ao ser extraído do reservatório detém de uma pressão inicial, no qual com o decorrer da produção ocorre gradualmente o declínio nas vazões de produção dos reservatórios. A partir da análise do histórico de produção é possível caracterizar a tendência de declínio da vazão. A partir da extrapolação dessa tendência passada, estima-se o comportamento futuro da produção.

Esse é um processo bastante simplificado, uma vez que não se utilizam informações sobre as propriedades da rocha-reservatório, sobre o comportamento dos fluidos ou sobre as relações rocha-fluido. Tampouco se utilizam leis de fluxo nem se leva em consideração o mecanismo responsável pela produção do reservatório. É utilizado apenas o histórico de produção (taxa de produção *versus* tempo (ROSA *et al.*, 2011). A Figura 1 apresenta o gráfico com o histórico de produção do campo de Furado até abril de 2016.

Figura 1 – Representação gráfica do histórico de produção do campo de Furado – Boletim de E&P



Fonte: ANP (2016).

2.2 MODELOS DAS CURVAS DE DECLÍNIO

Segundo Ling e colaboradores (2013), as curvas de declínio são amplamente utilizadas por engenheiros de petróleo para estimar a quantidade de hidrocarbonetos dentro das reservas, realizar previsões da produção e analisar tanto o comportamento do poço como do reservatório. Nos campos maduros, as produções de óleo e gás declinam em função do tempo devido a depleção do reservatório. As curvas de declínio se baseiam no histórico de produção, assumindo que aquele mesmo comportamento se repetirá. O método apresenta vantagens como: baixo custo dos *softwares* utilizados; amplamente aceito para análises quantitativas de reservatório e tem uma aplicação simples e direta baseado em dados históricos.

Os estudos das análises das curvas de declínio começaram com ARP em 1945 e 1956, onde ele desenvolveu uma equação empírica que utilizava a taxa e o tempo como parâmetros assumindo a produção constante (LING *et al.*, 2013). Esta equação foi então desenvolvida por Gentry e futuramente Fetkovich, cujos modelos foram utilizados como base para o presente artigo.

As curvas de declínio de produção são divididas em três modelos, que são: declínio exponencial, harmônico e hiperbólico (ROSA *et al.*, 2011). Esses modelos são descritos por meio das Equações da vazão em função do tempo, ajuste de histórico e da produção acumulada. A Tabela 1 apresenta um resumo das Equações dos modelos das curvas de declínio exponencial, hiperbólico e harmônico.

Tabela 1 – Vazão em função do tempo, Ajuste de histórico e Produção acumulada

	Modelos de Curvas de Declínio		
	Exponencial	Hiperbólico	Harmônico
Valor de n	n=0	$0 < n < 1$	n=1
Vazão em função do tempo	$q = q_i \exp(-a_i t)$	$q = \frac{q_i}{(1 + na_i t)^{1/n}}$	$q = \frac{q_i}{1 + a_i t}$
Ajuste de histórico	$a_i = \frac{1}{t_{reta}} \ln\left(\frac{q_i}{q_{reta}}\right)$	$\left(\frac{q_i}{q}\right)^n = 1 + na_i t$	$a_i = \left(\frac{a_i}{q_i}\right) q_i$
Produção acumulada	$N_p = 365 \left(\frac{q_i - q}{a_i}\right)$	$N_p = 365 \frac{q_i}{a_i} \left(\frac{1}{n-1}\right) \left[(1 + na_i t)^{1-\frac{1}{n}} - 1\right]$	$N_p = 365 \frac{q_i}{a_i} \ln\left(\frac{q_i}{q}\right)$

Fonte: Adaptado de Ling e outros autores (2013).

Onde: n é o valor do expoente que define qual tipo de declínio o sistema está produzindo, Q trata da vazão, a se refere à taxa de declínio e Np é a produção acumulada de petróleo.

3 METODOLOGIA

A metodologia aplicada para prever o comportamento da produção do campo de Furado ocorreu a partir do levantamento de dados de produção, disponíveis no site da Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), utilização do método de Gentry, aplicação das equações e ACD.

Os dados são públicos, sendo divulgados mensalmente no site da ANP, podendo ser obtidas as produções por poço ou por campo. A atualização para o campo de Furado estava até fevereiro de 2022. A produção de óleo e gás no campo de Furado teve início em junho de 1969. No ano de 1999, o método de recuperação por injeção de água foi instalado nesse campo.

Com os dados coletados, foi criada uma planilha no *software Excel* contendo as informações de vazão de óleo por ano para realizar os cálculos dos modelos de Gentry e de Fetkovich, plotar os gráficos correspondentes e definir qual o tipo de declínio, se harmônico, hiperbólico ou exponencial para ambos os modelos.

Por fim, definido o tipo de declínio, a previsão de comportamento da produção do campo de Furado foi realizada e calculado o tempo de abandono desse campo. Nessa etapa, os principais autores pesquisados que contribuíram para análise dos resultados foram: Li e Roland (2005), Ling e colaboradores (2013) e Limeira e outros autores (2021).

4 RESULTADOS E DISCUSSÕES

4.1 COLETA DOS DADOS PARA ACD DO CAMPO DE FURADO

A ACD para o campo de Furado ocorreu em duas etapas, antes e após a injeção de água, considerando o intervalo entre janeiro de 1990 a dezembro de 1998 (antes da injeção de água) e janeiro de 2015 a dezembro de 2020 (após a injeção).

As Tabelas 2 e 3 apresentam os dados de produção (m^3 std/dia) do campo de Furado, antes e após a injeção de água para cada mês, respectivamente, de acordo com os anos produzidos. Esses dados foram obtidos dividindo o volume de óleo pela quantidade de dias do respectivo mês, ou seja, 28, 29, 30 ou 31 dias.

Tabela 2 – Dados da produção do campo de Furado antes da injeção de água

Dados de Produção q (m^3 std/dia) de óleo												
Ano	Jan	Fev	Mar	Abril	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
1990	258	320	312	356	356	347	330	370	355	337	350	343
1991	330	318	279	280	268	250	260	245	151	230	250	269
1992	260	240	247	224	234	255	263	280	268	255	248	238
1993	220	214	214	228	223	218	211	195	185	174	177	180
1994	174	156	155	149	139	140	139	140	125	134	144	144
1995	144	134	130	132	70	137	134	135	140	134	123	125
1996	125	124	128	121	124	128	127	126	125	126	127	123
1997	123	120	111	109	109	110	111	116	127	155	145	134
1998	125	128	128	140	138	130	130	143	137	135	133	130

Fonte: Dados dos Autores (2022).

Tabela 3 – Dados de produção do campo de Furado após a injeção de água

Dados de Produção q (m ³ std/dia) de óleo												
Ano	Jan	Fev	Mar	Abril	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
2015	191	225	225	197	191	187	197	183	157	151	61	129
2016	149	150	152	152	149	151	139	147	149	143	150	153
2017	103	137	125	132	139	120	107	133	128	125	111	114
2018	99	101	100	101	97	86	91	119	129	122	129	137
2019	132	131	134	122	114	125	104	107	129	147	143	138
2020	125	148	153	149	160	158						

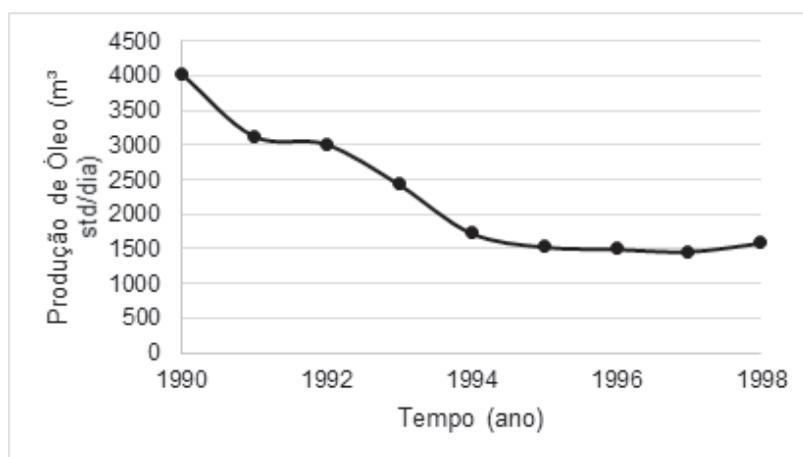
Fonte: Dados dos Autores (2022).

A partir dos dados de produção do campo de Furado das Tabelas 2 e 3, os gráficos do histórico de produção, considerando o intervalo de 1990 a 1998, antes da injeção de água, e o intervalo entre 2015 a 2020, após a injeção, foram plotados para definir o modelo de declínio e estimar o comportamento da produção de petróleo e o tempo de abandono do campo de Furado.

4.2 ACD DO CAMPO DE FURADO ENTRE 1990 A 1998

A Figura 2 apresenta o histórico de produção do campo de Furado antes da injeção de água, no período de janeiro de 1990 a dezembro de 1998. Observa-se, a partir de 1990, um declínio acentuado do campo, estabilizando nos dois anos seguintes, 1991 e 1992, voltando a declinar até 1998. Esse comportamento é tradicional de campos maduros, que em meados do ano de 1994 já estava em atividade durante 25 anos.

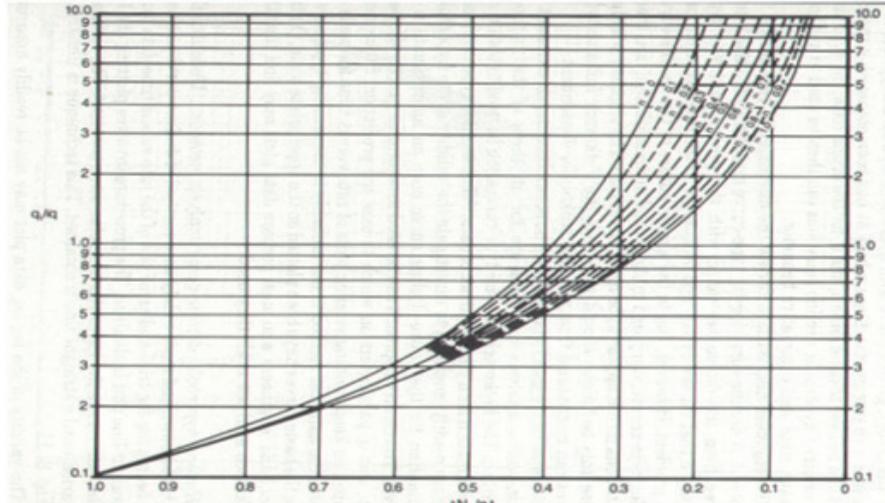
Figura 2 – Histórico de Produção do campo de Furado entre 1990 a 1998



Fonte: Dados dos Autores (2022).

De acordo com a Tabela 2 (tópico 4.1), tem-se $q_i = 258 \text{ m}^3 \text{ std/d}$ ($t = 0$ em 01/01/1990); $q = 130 \text{ m}^3 \text{ std/d}$ ($t = 9 \text{ anos} = 3285 \text{ dias}$ em 31/12/1998); $N_p = 622.366,92$; $N_p/(tq_i) = 0,733$; $q_i/q = 1,98$. Assim, aplicando o método de Gentry e o gráfico q_i/q versus $N_p/q_i t$ (ver Figura 3), obtém-se o valor de $n \cong 0$. Logo, corresponde ao declínio exponencial.

Figura 3 – Gráfico q_i/q versus $N_p/q_i t$ para análise de curva de declínio do campo de Furado entre 1990 a 1998. (Método de Gentry)



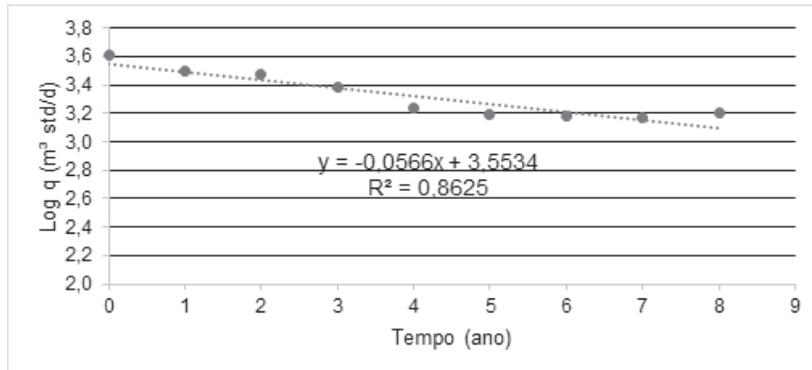
Fonte: Dados dos Autores (2022).

A partir da definição do modelo de curva de declínio do tipo exponencial, a verificação foi constatada por meio da análise do gráfico da Figura 4 abaixo, onde os valores de $\log q$ (somatório da produção por ano) e o t (tempo) foram obtidos a partir dos dados de produção.

Com o gráfico de $\log q$ ($\text{m}^3 \text{ std/d}$) versus t (ano), ver a Figura 4, a taxa de declínio inicial a_i por meio da equação da reta foi determinada. A inclinação da reta (a_i) tem o valor de $-0,0566$, esse valor é aplicado na equação $a_{i \text{ corrigido}} = -0,0566 \times (\ln(10)/\log(10))$, $a_{i \text{ corrigido}} = -0,1303/\text{ano}$. Em seguida, a vazão de produção após 3 anos, foi calculada, $q = q_i \times \exp(a_i t)$; $q_i = 4032 \text{ m}^3 \text{ sts/ano}$; $a_i = -0,1303$; $t = 12 \text{ anos}$, $q = 4032 \times \exp(-0,1303 \times 12)$; $q = 844 \text{ m}^3 \text{ std/ano}$, a fim de verificar a necessidade do método de recuperação.

A vazão de produção estimada em dezembro de 2001 seria igual a $844 \text{ m}^3 \text{ std/ano}$, ou $2,31 \text{ m}^3 \text{ std/dia}$ sem a injeção de água, e vazão após a injeção de água de $1727 \text{ m}^3 \text{ std/ano}$, ou $4,73 \text{ m}^3 \text{ std/d}$. Além disso, o tempo de abandono foi estimado, contando a partir do início da produção de 1990 e, levando em consideração que vazões inferiores a $5 \text{ m}^3 \text{ std/d}$ são antieconômicas no campo de Furado. Assim, aplicando as equações do modelo exponencial, $q = q_i \times \exp(a_i t)$; $q = 844 \text{ m}^3 \text{ std/ano}$; $q_i = 4032 \text{ m}^3 \text{ sts/ano}$; $a_i = -0,1303$; $844 = 4032 \times \exp(-0,1303 \times t_{ab})$; $\ln 0,2093 = \ln \exp(-0,1303 t_{ab})$; $-1,56 = -0,1303 t_{ab}$; $t_{ab} = 12 \text{ anos}$. O tempo de abandono estimado seria igual a 12 anos.

Figura 4 – Gráfico Log q versus t (ano) para verificação do declínio exponencial, no intervalo de janeiro de 1990 a dezembro de 1998

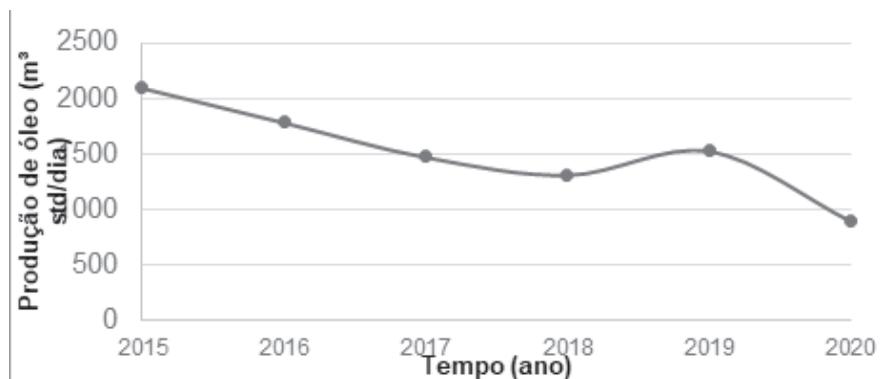


Fonte: Dados dos Autores (2022).

4.3 ACD DO CAMPO DE FURADO ENTRE 2015 A 2020

Na segunda etapa, a ACD foi analisada no intervalo de janeiro de 2015 à junho de 2020, período após a injeção de água. A Figura 5 apresenta o histórico de produção do campo de Furado desse período.

Figura 5 – Histórico de Produção do campo de Furado entre 2015 a 2020



Fonte: Dados dos Autores (2022).

Os dados para aplicação do método de Gentry foram obtidos da Tabela 3 (ver tópico 4.1). Assim, considerando: $q_i = 191$ (m³ std/dia); $q = 158$ (m³ std/dia); $t = 2007,5$; Σ produções mensais 9.083 (m³ std); $N_p = 276.2812$ m³ std ; $N_p/(t_{qt}) = 0,721$; $q_i/q = 1,212$; obtém-se da Figura 3 (Método de Gentry), o valor de $\lambda = 1$, que corresponde ao declínio harmônico.

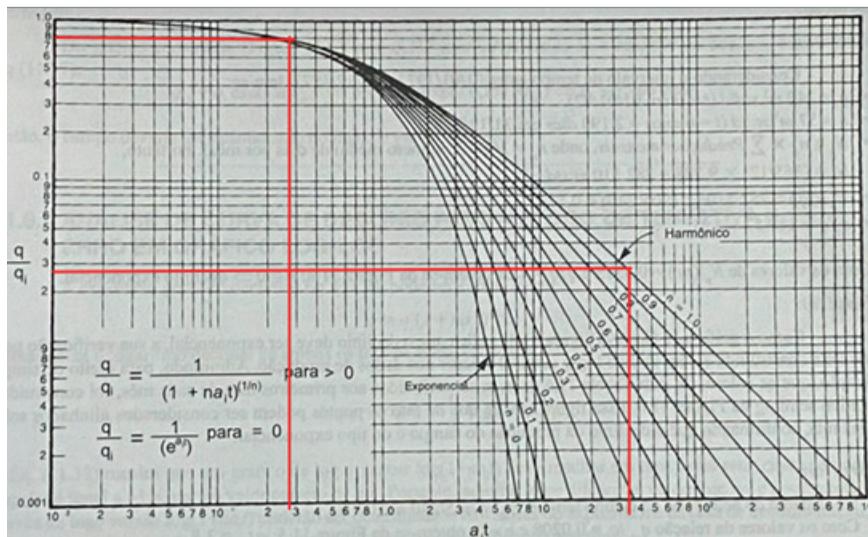
Nesse caso, o método de Fetkovich, por meio da curva-tipo para análise de declínio de produção (Figura 6), foi aplicado, conforme a Tabela 3, que apresenta os dados do declínio harmônico definido por esse método.

Tabela 3 – Tabela de cálculos utilizando o método de Fetkovich

Dados	Valores
q_{ab}/q_i	0,026
n	1
$a_i t_{ab}$	3,5
t	5,5 anos
q/q_i	0,827
$a_i t$	0,29
$a_i \times 5,5$	0,29
a_i	0,053
$0,0527 * t_{ab}$	3,5
t_{ab}	66,4

Fonte: Dados dos Autores (2022).

Figura 6 – Curva-tipo de Fetkovich para ACD do Campo de Furado após a Injeção de água



Fonte: Dados dos Autores (2022).

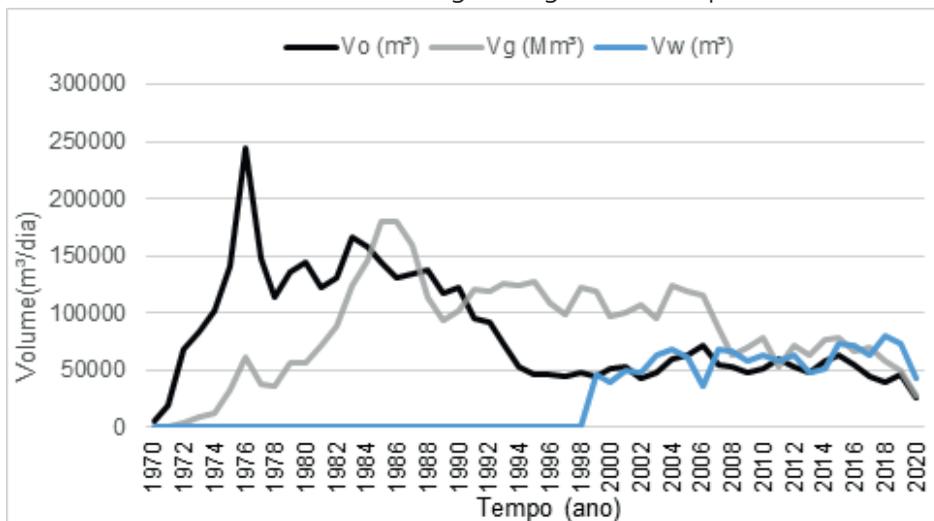
Assim, considerando $q_{ab} = 5 \text{ m}^3 \text{ std/dia}$; $q_i = 191 \text{ m}^3 \text{ std/d}$; $q = 158 \text{ m}^3 \text{ std/d}$; $n=1$ (método de Gentry) e tempo igual a 5,5 anos; traçou-se no gráfico da Figura 6 a intersecção para obter o ajuste da curva de produção, onde a primeira intersecção (1) refere-se aos pontos $q_{ab}/q_i = 0,0261$; $a_i t_{ab} = 3,5$, enquanto a segunda intersecção (2) refere-se aos pontos $q/q_i = 0,827$; $a_i t = 0,29$. Com isso foi ajustado a curva dos dados de produção, q versus t , a uma das curvas ($n = 1$) da Figura 6.

Além disso, tomando-se um ponto comum às duas curvas ($q \times t$ e $q/q_i \times a_i t$), estimou-se a taxa de declínio inicial, igual 0,053. Assim, a partir desse valor, o tempo de abandono estimado do campo de Furado foi igual 66,4 anos.

4.4 ANÁLISE DAS CURVAS DE PRODUÇÃO E RAZÃO ÁGUA-ÓLEO (RAO)

A Figura 7 apresenta o gráfico com a produção acumulada do campo de Furado. Observa-se, no início da produção, que o campo apresentou uma boa produção de óleo, representada pela curva preta, assim como de gás natural, que produzia com 127 poços.

Figura 7 – Curvas dos volumes de óleo, gás e água do Campo de Furado

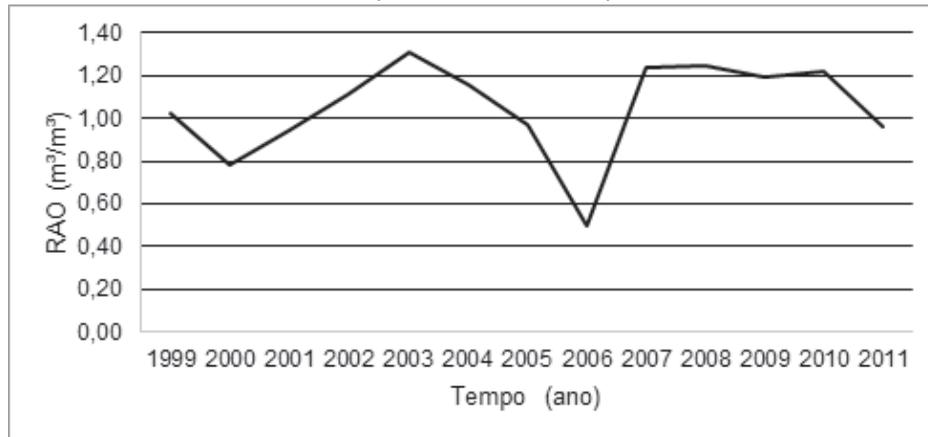


Fonte: Dados dos Autores (2022).

No ano de 1990, o volume de óleo começou a declinar e, em 1999, o campo de Furado começou a produzir água com um volume aproximado de 45.774 m^3 , chegando a ultrapassar o volume de óleo que foi de 44.622 m^3 . Neste mesmo ano, decidiu-se por utilizar o método de injeção de água, com o objetivo de promover o aumento da pressão exercida no reservatório e melhorar a produção de óleo voltou a crescer. Nos anos seguintes, picos de produção de óleo e de gás são observados, porém com valores da produção de água bastante elevados.

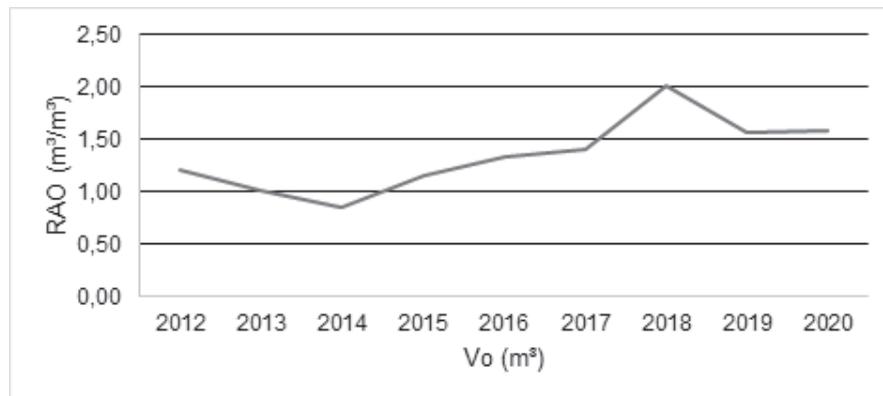
Assim, a curva da RAO em função do tempo foi analisada em duas etapas: a primeira no intervalo de 1999 à 2011 e a segunda no intervalo de 2012 à 2020, para verificar a eficiência da injeção de água.

Na primeira análise, entre 1999 a 2011, cinco anos apresentaram valores da RAO menores que $1 \text{ m}^3/\text{m}^3$: nos anos de 2000 ($0,79 \text{ m}^3/\text{m}^3$); 2001 ($0,94 \text{ m}^3/\text{m}^3$); 2005 ($0,97 \text{ m}^3/\text{m}^3$); 2006 ($0,50 \text{ m}^3/\text{m}^3$) e 2011 ($0,96 \text{ m}^3/\text{m}^3$) significando que sua produção de óleo foi maior que a de água produzida. Nos outros anos, a produção de água é maior que a produção de óleo, ou seja, a RAO é maior que $1 \text{ m}^3/\text{m}^3$, porém menor que $2 \text{ m}^3/\text{m}^3$, como mostra a Figura 8. Isso quer dizer que embora o campo esteja produzindo uma quantidade de água maior que a de óleo, o volume produzido de óleo deve, em quesitos econômicos, ser lucrativo quando considerado todos os outros custos associados, como custo da injeção de água, mão de obra e a manutenção.

Figura 8 – Gráfico da RAO do Campo de Furado no período de 1999 e 2011

Fonte: Dados dos Autores (2022).

Já no período de janeiro de 2012 a junho de 2020, conforme Figura 9, foi observado que no ano de 2014, a produção de óleo foi maior que a de água, com RAO igual a 0,86 m³/m³. Os valores da RAO dos demais anos são inferiores a 2 m³/m³, permanecendo entre 1,21 m³/m³ a 2,0 m³/m³, o que representa uma alta produção de água, fazendo-se necessário uma análise da viabilidade econômica do volume de óleo produzido quando comparado ao volume de água produzida.

Figura 9 – Gráfica da razão água-óleo no período de 2012 a 2020

Fonte: Dados dos Autores (2022).

Conforme analisado nos gráficos das curvas da RAO, o campo de Furado ultrapassa o valor de 1 em grande parte dos anos analisados. Segundo a literatura, sabe-se que se o valor da RAO está igual ou acima de 1, não é recomendado continuar produzindo. No entanto, alguns estudos mostraram que para uma RAO, com valores acima de 1, 80% do reservatório estarão invadidos pela água e com sua saturação média em torno de 70% (ROSA *et al.*, 2011).

Nesse caso, apesar do campo de Furado estar produzindo muita água, com os valores da RAO entre $0,50 \text{ m}^3/\text{m}^3$ a $2,0 \text{ m}^3/\text{m}^3$ durante o período analisado, o volume de óleo apresentou valores similares ao volume de água, com exceção de alguns picos nos valores de RAO nos últimos anos analisados, onde os valores produzidos de água estavam muito superiores ao volume de óleo produzido, fazendo-se necessário um estudo em relação aos níveis de RAO.

5 CONCLUSÕES

A análise das curvas de declínio (ACD) do campo de Furado foi dividida em duas etapas, antes da injeção de água, no período entre janeiro de 1990 e dezembro de 1998 e, após a injeção de água, no período entre janeiro de 2015 a junho de 2020. A partir da análise dos dados, utilizando o método de Gentry, conclui-se que esse campo apresentou declínio exponencial antes da injeção de água e, após a injeção de água, foi observado uma mudança no tipo de declínio para harmônico, em função do influxo de água decorrente do método de recuperação por injeção de água. Nessa segunda análise, o método aplicado foi o de Fetkovich.

Após ser construído o gráfico contendo o histórico de produção do campo, pôde-se observar que, durante o período entre 1990 a 1998, o campo apresentou uma taxa de declínio de $0,13033/\text{ano}$, porém, após a injeção de água, foi obtido uma taxa de declínio de $0,05273/\text{ano}$, confirmando a eficácia do método visto que a taxa de declínio da produção foi reduzida. Nessa primeira análise da previsão de comportamento do Campo de Furado, sem a injeção de água, foi mostrado que 31,5 anos após ter iniciado a produção, a vazão seria de $2,31 \text{ m}^3 \text{ std/d}$. Considerando a injeção de água, a vazão de produção de óleo seria de $4,73 \text{ m}^3 \text{ std/d}$, comprovando sua eficácia. Além disso, o tempo de abandono foi estimado, contando a partir do início da produção de 1990 onde o tempo de abandono estimado seria igual a 12 anos.

Na análise do segundo período de janeiro de 2012 a dezembro de 2020, utilizando o método de Fetkovich, um ponto comum às duas curvas ($q \times t$ e $q/q_i \times a_i t$) foi traçado onde estimou-se a taxa de declínio inicial, igual $0,053$. Assim, a partir desse valor, foi determinado o tempo de abandono estimado do campo de Furado igual a 66,4 anos. Então de acordo com as análises feitas nesse trabalho o campo de furado ainda possui 13,9 anos de produção baseado nos dados obtidos.

Durante as análises das curvas de Razão Água-Óleo (RAO), após o início da injeção verificou-se um aumento na produção de óleo, apesar de os valores de RAO estarem acima de 1, porém, no período entre 1999 e 2020, apenas em 6 dos 21 anos analisados a produção de óleo foi superior a produção de água e os valores de RAO variaram entre $0,50 \text{ m}^3/\text{m}^3$ e $2,0 \text{ m}^3/\text{m}^3$, apesar dos valores elevados em alguns anos, a injeção de água favoreceu a produção do óleo e gerou um aumento no tempo de abandono do poço. Antes da injeção de água o tempo de abandono obtido era de 30 anos enquanto após a injeção de água o tempo de abandono obtido foi de 66 anos, aumentando muito a expectativa de vida do poço.

REFERÊNCIAS

ANP – Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. **Plano de desenvolvimento do Campo de Furado**. 2016. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/exploracao-e-producao-de-oleo-e-gas/gestao-de-contratos-de-e-p/fase-de-producao/pd/furado.pdf>. Acesso em: 16 jun. 2022.

BRAUNS, B. **Viabilidade técnica e econômica na exploração de petróleo em campos maduros**: uma porta para a indústria nacional. 2003. 44 p. Trabalho de Conclusão de Curso (MBA em Engenharia Econômica e Financeira) – Pós-Graduação do Latec, Universidade Federal Fluminense, Rio de Janeiro, 2003. Disponível em: https://www.inovarse.org/sites/default/files/T10_0233_1313.pdf. Acesso em: 26 out. 2022.

LI, Kewen; HORNE, Roland. Verification of decline curve analysis models for production prediction. Paper. **Journal of Petroleum Science and Engineering**. 2005. DOI: <https://doi.org/10.2118/93878-MS>.

LIMEIRA, V.; BARBOSA DE ARAÚJO, L. R.; SANTOS DA SILVA, S. M.; BEZERRA LIRA, R. J.; VARGAS BAUTISTA, E. Análise de curvas de produção: um estudo de caso no campo de tabuleiro dos Martins. **Caderno de Graduação - Ciências Exatas e Tecnológicas**, 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.

LING, Kegang; WU, Xingru; ZHANG, He; HE, Jun. **Tactics and Pitfalls in Production Decline Curve Analysis**. Paper. **SPE Production and Operations Symposium**, Oklahoma City, Oklahoma, USA, mar. 2013. DOI: <https://doi.org/10.2118/164503-MS>

PETROBRAS – Petróleo Brasileiro S.A. **Petrobrás conclui vendas de ativos de E&P em Alagoas**. 2022. Disponível em: <https://www.rad.cvm.gov.br/ENET/frmDownloadDocumento.aspx?Tela=ext&numProtocolo=939122&descTipo=IPE&CodigoInstituicao=1>. Acesso em: 4 ago. 2022

PETROBRAS – Petróleo Brasileiro S.A. **Oportunidade de investimento em campos terrestres e de águas rasas no Brasil**. 2020. Disponível em: <https://api.mziq.com/mzfilemanager/v2/d/25fdf098-34f5-4608-b7fa-17d60b2de47d/f7437331-545a-abc9-729c-a672b25b212a?origin=1>. Acesso em: 4 ago. 2022

PETRONOTÍCIAS. **Petrobrás conclui venda do polo alagoas para origem energia**. 2022. Disponível em: <https://petronoticias.com.br/petrobras-concluiu-a-venda-do-polo-alagoas-para-a-origem-energia/>. Acesso em: 4 ago. 2022.

ROSA, A. J.; CARVALHO, R. S.; XAVIER, J. A. D. **Engenharia de reservatórios de petróleo**. Rio de Janeiro: Interciência LTDA., 2011. 832 p.

SCHIOZER, R. F. **Um modelo de alívio de royalties para campos maduros de petróleo**. 2002. 69 f. Dissertação (Mestrado em Petróleo) – Universidade de Campinas, São Paulo, 2002. Disponível em: <https://tede.unifacs.br/tede/simple-search?query=C%C3%82MARA%2C+2004>. Acesso em: 22 set. 2022.

SENNÁ, B. D. **Estudo da viabilidade econômica em campos maduros**. Tese (Dissertação de Mestrado) – Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, Rio Grande do Norte, 2011. Disponível em: https://repositorio.ufrn.br/jspui/bitstream/123456789/12945/1/EstudoViabilidadeEcon%C3%B4mica_Senna_2011.pdf. Acesso em: 16 nov. 2022.

SIQUEIRA; SANTOS. **Os campos maduros de petróleo e o desenvolvimento regional: o caso do Nordeste brasileiro**. Congresso Nacional do CONPEDI, 2008. Disponível em: http://www.publicadireito.com.br/conpedi/manaus/arquivos/anais/brasil/13_561.pdf. Acesso em: 16 nov. 2022.

Data do recebimento: 8 de abril de 2023

Data da avaliação: 12 de maio de 2023

Data de aceite: 12 de maio de 2023

11 Egresso em Engenharia de Petróleo, Centro Universitário Tiradentes – UNIT/AL.

E-mail: decio.manoel@souunit.com.br

2 Professor dos Cursos de Engenharia, Centro Universitário Tiradentes – UNIT/AL.

E-mail: italocrb12@gmail.com

3 Professora dos Cursos de Engenharia, Centro Universitário Tiradentes – UNIT/AL.

E-mail: williani.espinheira@souunit.com.br

4 Pesquisadora da Universidade Federal de Alagoas – UFL.

E-mail: vanessa.limeira@gmail.com