

# ANÁLISE DAS CURVAS DE PRODUÇÃO DE PETRÓLEO: APLICAÇÃO NO CAMPO DE LIVRAMENTO

Gabrielle Barros dos Santos Baracho<sup>1</sup>

Marcos Antônio Costa Júnior<sup>2</sup>

Vanessa Limeira Azevedo Gomes<sup>3</sup>

Engenharia de Petróleo



ISSN IMPRESSO 1980-1777

ISSN ELETRÔNICO 2316-3135

## RESUMO

Campos maduros são as regiões nas quais os reservatórios de petróleo se encontram em fase de declínio de produção, fazendo necessária a utilização de um método de recuperação para que sua produção possa ser revitalizada. A injeção de água é o método de recuperação mais utilizado, pois ele possui menor custo operacional quando comparado com outros métodos de recuperação, promovendo uma alternativa mecânica para manter a pressão constante no reservatório e um aumento do fator de recuperação. Além disso, com o intuito de prever o comportamento da produção de reservatórios de campos de petróleo, antes e após a recuperação, aplicam-se as curvas de declínio de produção, que podem ser do tipo exponencial, harmônico e/ou hiperbólico. Assim, este trabalho analisou a influência da injeção de água no campo maduro de Livramento, localizado na Bacia Potiguar, por meio da definição do tipo de declínio pelo método de Gentry e posterior análise das curvas, antes e após a injeção de água. A razão água-óleo também foi obtida a fim de avaliar a continuação desse método nesse campo. Como resultados, o declínio é do tipo exponencial, cujos mecanismos primários de produção principais são as expansões das pequenas capas de gás e de fluidos do reservatório, a previsão de comportamento mostrou que a injeção de água no campo de Livramento foi fundamental para a manutenção da produção de óleo até um determinado ponto. Por fim, no período de 2000 a 2003, os valores de RAO estiveram abaixo de  $1 \text{ m}^3/\text{m}^3$ , e entre 2010 até os dias atuais, esses valores foram superiores, ou seja, o campo produziu mais água do que óleo, devendo ser verificada a viabilidade econômica da injeção de água nesse campo.

## PALAVRAS-CHAVE

Campos Maduros. Injeção de Água. Campo de Livramento. Curvas de Declínio. Método de Gentry.

## ABSTRACT

Mature fields are the regions in which oil reservoirs are in a phase of declining production, making it necessary to use a recovery method so that their production can be increased. Water injection is the most widely used recovery method, as it has a lower operating cost when compared to other recovery methods, promoting a mechanical alternative to maintain constant pressure in the reservoir and an increase in the recovery factor. In addition, in order to predict the behavior of oilfield reservoir production, before and after the reservoir recovery, production decline curves are applied, which can be exponential, harmonic and / or hyperbolic. Thus, this work analyzed the influence of water injection in the mature field of Livramento, located in the Potiguar Basin, through the definition of the type of decline by the Gentry method and subsequent analysis of the curves, before and after the water injection. The water-oil ratio was also obtained in order to evaluate the continuation of this method in this field. As a result, the decline is of an exponential type, whose primary primary production mechanisms are the expansion of the small layers of gas and fluid in the reservoir. The prediction of behavior showed that the water injection in the Livramento field was fundamental for maintaining the oil production up to a certain point. Finally, in the period from 2000 to 2003, the RAO values were below  $1 \text{ m}^3 / \text{m}^3$ , and between 2010 to the present day, these values were higher, that is, the field produced more water than oil, and should be checked the economic feasibility of water injection in this field.

## KEYWORDS

Mature fields, water injection, Livramento field, decline curves, Gentry method.

## 1 INTRODUÇÃO

A indústria petrolífera brasileira nasceu há mais de 60 anos, com a descoberta de óleo na Bacia do Recôncavo, Bahia. Desde então, vários campos ainda estão produzindo atualmente. No entanto, com uma produção declinante, alguns deles podem estar próximos aos seus limites econômicos, sendo eles denominados de campos maduros. Os campos maduros possuem uma elevada importância para as regiões próximas as suas localidades, mesmo sendo pouco rentáveis geram movimentação do comércio e da mão de obra local (CÂMARA, 2004).

Os campos petrolíferos da região Nordeste, localizados nos estados de Rio Grande do Norte, Alagoas, Sergipe e Bahia são considerados bons exemplos de campos

maduros e marginais dessa região, onde a produção está declinando. No fim da vida produtiva de um reservatório, ele diminui o volume de óleo produzido e aumenta a produção de água de formação juntamente com gás associado, isso acontece devido à diminuição da pressão e da energia natural do reservatório (SILVA, 2016).

Segundo Araújo e colaboradores (2019), os campos maduros são aqueles que estão em um avançado processo de exploração e necessitam de técnicas de recuperação para que sua produção venha a ser elevada, geralmente esse tipo de campo é situado em terra (onshore) ou em águas rasas, com lâminas d'água de no máximo 50 metros.

Uma das técnicas de recuperação mais utilizada é a injeção de água, que tem a função de manter a pressão do reservatório e deslocar o óleo em direção ao poço produtor. O seu uso é bastante amplo, pois a água possui alta imiscibilidade com óleo e é produzida durante a exploração de óleo. Antes de ser injetada, a água passa por processos de tratamento, podendo ter quatro origens distintas, água subterrânea, água de superfície proveniente de lagos, água do mar e água produzida (OLIVEIRA, 2015). De acordo com Borges (2017), reutilizar a água produzida reduz os custos, além de diminuir a quantidade de fluido descartado, sendo economicamente vantajoso tanto do ponto de vista ambiental quanto socioeconômico, assim melhorando a imagem da empresa.

Segundo informações do II Simpósio de Petróleo e Gás do *Onshore* Brasileiro (ANP, 2020), o desenvolvimento da camada pré-sal estabeleceu uma nova condição para o Brasil no mercado internacional de petróleo e gás natural, ampliando suas reservas provadas, acarretando uma previsão de duplicar a capacidade de produção até 2030. Em virtude desse novo cenário, a principal operadora do país, a Petrobras, com o intuito de concentrar seus recursos em águas profundas e ultra profundas, onde a empresa tem demonstrado grande diferencial competitivo, iniciou a venda de todos os seus ativos *onshore*.

Em resposta à queda dos investimentos do segmento *onshore*, o Ministério de Minas e Energia, em 2017, anunciou o Programa de Revitalização da Atividade de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural em Áreas Terrestres (REATE), cujo objetivo é a revitalização das atividades de exploração e produção em áreas terrestres no território nacional, estimulando o desenvolvimento local e regional e aumentando a competitividade da indústria petrolífera *onshore* do país.

Conforme citado, o Rio Grande do Norte faz parte do segmento de campos maduros, onde alguns resultados obtidos da transferência dos campos maduros à iniciativa privada já apresentaram aumento de produção. Por exemplo, o Polo Riacho da Forquilha, localizado na Bacia Potiguar, teve um aumento de 30% no seu fator de recuperação. Empresas que assumiram os Polos de Riacho da Forquilha, Macau, Fazenda Belém e Serra do Mel já investiram aproximadamente US\$ 600 milhões, trazendo novas perspectivas, desafios e oportunidades ao mercado (ANP, 2020).

A Bacia Potiguar encontra-se localizada nos Estados de Rio Grande do Norte e Ceará, produzindo petróleo tanto *onshore* como *offshore* (águas rasas), sendo a porção emersa considerada madura. A Bacia Potiguar está entre os maiores produtores de petróleo *onshore* no Brasil. As formações Pendência, Alagamar e Açú fazem partes das principais unidades produtoras de hidrocarbonetos, destacando-se essa última como responsável por 70% da produção de óleo na Bacia Potiguar (ANP, 2017).

Assim, este trabalho teve como proposta analisar o declínio de produção do campo de Livramento e a influência da água injetada para a operacionalização efetiva desse campo, localizado na Bacia Potiguar, por meio das curvas de declínio, ajuste de histórico e da razão água-óleo (RAO).

## 2 REFERENCIAL TEÓRICO

### 2.1 DECLÍNIO DE PRODUÇÃO

A análise de curvas de declínio de produção é um método utilizado para prever a produção futura dos campos de petróleo e gás desde que ARPS formalizou a técnica em 1945 e definiu três tipos de modelos de curva de declínio: exponencial, harmônico e hiperbólico (BELYADI; FATHI; BELYADI, 2017).

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. É um método particularmente útil em situações que necessitam da realização de estudos preliminares ou de rotina, pois a sua aplicação demanda menos tempo que outros métodos, na realização de ajuste de histórico quando não há dados suficientes para a utilização de outros métodos analíticos e na estimativa de comportamento (produção e recuperação) quando há pouco ou nenhum histórico de produção, embora muitas vezes seja empregado também quando está disponível um histórico razoável do comportamento do poço, reservatório ou campo (ROSA et al., 2011 *apud* ARAÚJO et al., 2019).

As curvas de declínios de produção são divididas em três modelos, que são: declínio exponencial, harmônico e hiperbólico (ROSA et al., 2011). A taxa de declínio para os modelos de curvas de declínio de produção é calculada por meio da Equação 1:

$$a = a_i \times \left(\frac{q}{q_i}\right)^n, 0 \leq n \leq 1 \quad \text{Equação 1}$$

Na qual:  $a_i$  é a taxa de declínio inicial,  $q$  é a vazão de produção,  $q_i$  é a vazão inicial,  $n$  é a constante do declínio.

#### 2.1.1 Declínio Exponencial

O declínio exponencial ocorre quando a taxa de produção versus o tempo traçado em um gráfico sempre apresentará uma linha exponencial. É conhecido por ser um declínio constante, pois um de seus eixos sempre será igual a 0. Possuindo dois termos, o primeiro é a taxa de produção inicial ( $q_i$ ) e o segundo é a taxa de declínio, que se refere a taxa de variação da produção com o tempo, que sempre permanecerá constante. Normalmente ocorre em reservatórios ou poços que produzem sob o mecanismo de gás em solução, ou no final da vida produtiva de reservatórios com

outros mecanismos de produção. Reservatórios com este tipo de declínio em geral apresentam baixas recuperações finais (ROSA et al., 2011).

A Equação 2 mostra a equação da vazão em função do tempo para o declínio exponencial.

$$q = q_i \exp(-a_i t) \quad \text{Equação 2}$$

Na qual:  $q$  é a vazão da produção,  $q_i$  é a vazão inicial,  $a_i$  é a taxa de declínio e  $t$  é o tempo.

O declínio exponencial em um gráfico de *lnq versus t* resulta em uma linha reta com coeficiente anular igual a  $-a_i$ . O valor de  $a_i$  também pode ser calculado tomando-se as coordenadas  $(t_{\text{reta}}, q_{\text{reta}})$  de um ponto sobre a reta ajustada aos dados, que resultará na Equação 3.

$$a_i = \frac{1}{t_{\text{reta}}} \ln \left( \frac{q_i}{q_{\text{reta}}} \right) \quad \text{Equação 3}$$

Já o valor da vazão durante o período de declínio exponencial, pode ser calculado a partir do conhecimento da taxa de declínio  $a_i$ , determinada no ajuste histórico. O volume acumulado de óleo a ser produzido, em função do tempo, pode ser estimado integrando-se a equação da vazão, cuja resolução é dada na Equação 4:

$$N_P = 365 \left( \frac{q_i - q}{a_i} \right) \quad \text{Equação 4}$$

Na qual:  $q$  é a vazão no instante para qual se deseja calcular a produção acumulada de óleo.

### 2.1.2 Declínio Hiperbólico

O declínio hiperbólico ocorre quando a taxa de produção versus o tempo traçado em um gráfico apresenta uma curva característica de uma função hiperbólica, o declínio hiperbólico possui três termos. Sendo o primeiro termo, referido como taxa de produção inicial (IP), o segundo termo é a taxa de declínio inicial e, finalmente, o terceiro termo é o expoente hiperbólico. Diferente do declínio exponencial, a taxa de declínio hiperbólico diminui em função do expoente com o tempo. Acredita-se que este tipo de declínio é aplicado na maioria dos reservatórios reais.

A Equação 5 mostra como calcular a vazão a partir do ajuste histórico, dos valores das constantes  $a_i$  e  $n$ , os quais poderão posteriormente ser utilizados na previsão do comportamento futuro do poço ou reservatório (ROSA et al., 2011).

$$q = \frac{q_i}{(1 + na_i t)^{1/n}} \quad \text{Equação 5}$$

Na qual:  $q$  é a vazão da produção,  $q_i$  é a vazão inicial,  $n$  é a constante,  $a_i$  é a taxa de declínio e  $t$  é o tempo.

A Equação 5 pode ser expressa, também, na forma da Equação 6, onde  $(q_i/q)^n$  é uma função linear do tempo. Com dados do histórico de produção ( $q$  versus  $t$ ), é determinados sucessivos valores de  $n$ , podendo ser calculados os valores  $(q_i/q)$ , que são colocadas em um gráfico de coordenadas cartesianas em função do tempo  $t$ , até que se obtenha uma linha reta. Com isso será determinado o valor de  $n$ , e do coeficiente angular ( $na_i$ ) da reta, assim o valor de  $a_i$  será calculado (ROSA et al., 2011).

$$\left(\frac{q_i}{q}\right)^n = 1 + na_i t \quad \text{Equação 6}$$

Já o valor acumulado de óleo a ser produzido, em função do tempo, pode ser estimado integrando a equação da vazão, na qual resolvida obtém na Equação 7, onde as vazões são dadas em  $m^3$  std/d, a taxa de declínio é usada em  $ano^{-1}$ , o valor de  $N_p$  é obtido em  $m^3$  std.

$$N_p = 365 \frac{q_i}{a_i} \left(\frac{1}{n-1}\right) \left[ (1 + na_i t)^{1-1/n} - 1 \right] \quad \text{Equação 7}$$

### 2.1.3 Método de Gentry

Gentry (1972) apresentou um método que simplifica a análise de curvas de declínio. Da equação do declínio hiperbólico, Equação 5, pode-se escrever que:

$$a_i = \frac{(q_i/q)^n - 1}{nt} \quad \text{Equação 8}$$

Obtemos, substituindo a Equação 8 na Equação 7, a equação de curva de declínio por meio do método de Gentry.

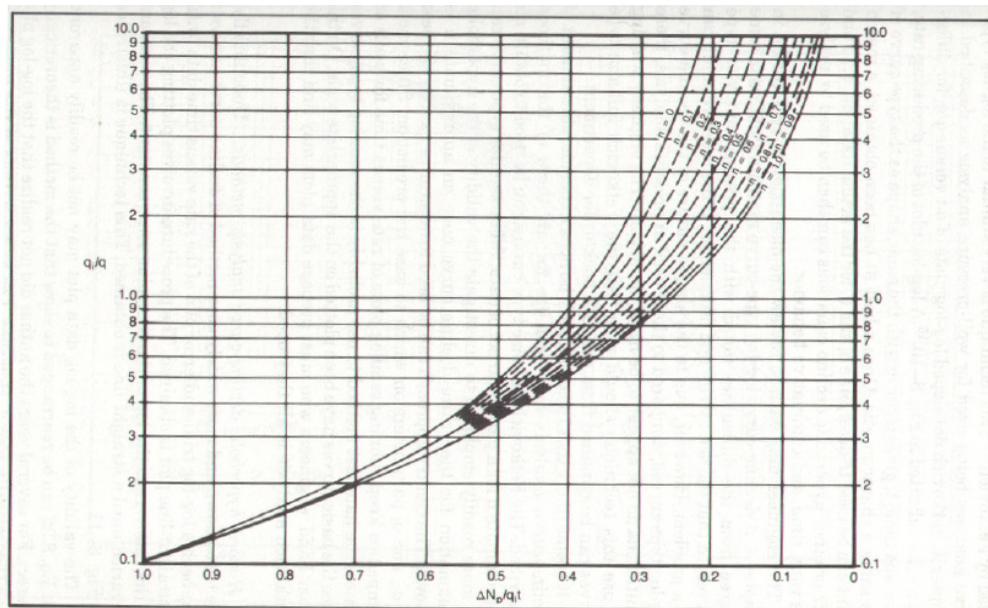
$$\frac{N_p}{q_i t} = 365 \left(\frac{n}{n-1}\right) \frac{1 - (q_i/q)^{n-1}}{(q_i/q)^n - 1} \quad \text{Equação 9}$$

Na qual,  $N_p$  é a produção acumulada de óleo no instante de tempo  $t$ , quando a vazão de produção é igual a  $q$ .

A partir da Equação 8, Gentry construiu o Gráfico da Figura 1, onde são mostradas curvas de  $q_i/q$  versus  $N_p/q_i t$  para diferentes valores de  $n$ . Deve-se observar que os casos extremos de  $n=0$  (declínio exponencial) e  $n=1$  (declínio harmônico) estão contemplados nessa figura. Portanto, tomando-se os valores de  $q$  e de  $N_p$  em um determinado instante da vida produtiva do poço ou reservatório, pode-se estimar o valor do expoente  $n$ , usando a Figura 1.

A taxa de declínio inicial ( $a_i$ ) pode então ser determinada por meio da Equação 8. Uma vez determinado o valor de  $n$  por meio da Figura 1, pode-se verificar se de fato os dados do histórico de produção obedecem ao tipo de declínio encontrado, construindo-se um dos gráficos específicos.

**Figura 1** – Gráfico  $q_i/q$  versus  $N_p/q_i t$  para análise de curva de declínio (Gentry, 1972)



Fonte: Rosa e outros autores (2011).

### 3 METODOLOGIA

A metodologia aplicada para prever o comportamento da produção do campo de Livramento e verificar a influência da injeção de água nesse campo ocorreu a partir do levantamento de dados de produção, aplicação das equações e análise das curvas de declínio. Os dados são públicos e divulgados mensalmente no site da Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e de Biocombustíveis (ANP), podendo ser obtidas as produções por poço ou por campo. A partir disso, foi criada uma planilha básica no *software Excel* com as informações da vazão de óleo, vazão de gás, vazão de água e do volume de água injetada por ano para plotar as curvas de declínio. Por

fim, as curvas de declínio são plotadas e analisadas. Além disso, os ajustes de histórico e gráfico de *versus tempo (ano)* são apresentados.

### 3.1 LEVANTAMENTO DE DADOS DE PRODUÇÃO DO CAMPO DE LIVRAMENTO

O campo de Livramento começou a sua produção em abril de 1986, produzindo óleo e gás. Apesar da injeção de água ter começado no ano de 1991, os dados informados pela ANP só foram disponibilizados no ano de 1999 quando começou a produção de água no campo, conforme coleta de dados no site da ANP (2021), que apresenta as produções acumuladas de óleo, gás e água, além do volume de água injetada. Esse campo foi escolhido por ser um campo maduro com aplicação da injeção de água para recuperação.

## 4 RESULTADOS E DISCUSSÕES

### 4.1 DEFINIÇÃO DAS CURVAS DE DECLÍNIO

A análise das curvas de declínio para o campo de Livramento ocorreu em três etapas, considerando o intervalo de janeiro de 1987 a agosto de 2020, o intervalo de janeiro de 1987 a dezembro de 1998 (antes da injeção de água) e após a injeção de água, iniciada a partir de janeiro de 1999.

A Tabela 1 apresenta os dados de produção ( $m^3 \text{ std/d}$ ) do campo de Livramento para cada mês, de acordo com os anos produzidos. Esses dados foram obtidos, dividindo o volume de petróleo pela quantidade de dias do respectivo mês, ou seja, 30 ou 31 dias.

**Tabela 1** – Dados de produção ( $m^3 \text{ std/dia}$ ) de óleo do campo de Livramento

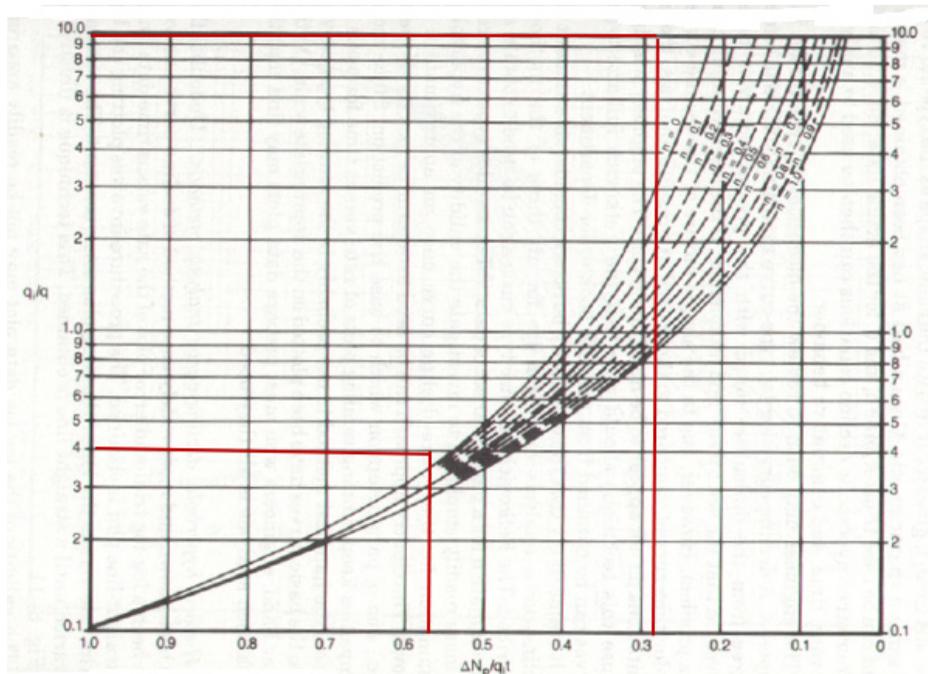
Dados de produção $q$ ( $m^3 \text{ std/dia}$ ) de óleo												
Ano	Jan.	Fev.	Mar.	Abr.	Mai	Jun.	Jul.	Ago.	Set.	Out.	Nov.	Dez.
1986				26	81	90	90	150	302	440	555	636
1987	683	705	759	831	859	882	881	889	860	865	802	740
1988	720	728	686	675	686	727	699	678	618	546	443	514
1989	516	506	470	463	447	459	468	445	433	435	439	445
1990	429	440	432	396	351	316	340	312	311	301	297	282
1991	293	274	244	242	268	189	193	198	129	201	214	203
1992	180	190	169	161	167	176	193	176	160	172	151	166
1993	176	163	160	162	164	192	202	190	175	155	154	159

Ano	Jan.	Fev.	Mar.	Abr.	Mai	Jun.	Jul.	Ago.	Set.	Out.	Nov.	Dez.
1994	158	185	157	133	150	142	122	139	125	97	121	123
1995	149	152	125	115	44	142	145	124	152	122	120	111
1996	136	136	164	169	157	153	152	134	127	135	148	141
1997	126	118	107	112	114	121	133	135	136	130	113	110
1998	108	114	101	101	114	111	144	175	198	165	154	170
1999	145	128	115	119	130	124	133	136	127	125	137	143
2000	133	136	150	127	121	121	107	120	148	86	90	97
2001	65	51	63	92	88	111	134	144	184	178	177	149
2002	146	153	150	148	190	214	213	202	200	210	234	204
2003	204	207	179	177	194	171	174	194	178	173	146	141
2004	126	118	95	96	98	94	98	99	91	166	187	161
2005	156	161	160	145	140	142	144	153	162	151	148	133
2006	139	139	138	145	144	136	141	127	143	142	133	163
2007	166	174	202	190	176	188	188	186	217	234	239	295
2008	293	293	273	284	266	251	252	227	218	248	214	198
2009	300	278	223	307	316	323	301	288	247	237	231	214
2010	202	197	204	194	188	168	172	168	158	141	143	149
2011	199	242	213	207	197	194	182	177	172	168	160	126
2012	113	152	129	135	138	151	163	159	152	172	167	154
2013	177	180	194	182	163	167	162	155	132	159	160	163
2014	145	143	136	139	137	125	126	137	123	133	137	125
2015	124	124	121	116	108	118	107	104	109	102	115	100
2016	85	99	86	89	84	71	80	87	85	75	77	67
2017	55	55	55	63	76	77	81	79	69	71	74	65
2018	68	67	63	59	63	63	71	61	53	62	55	54
2019	49	52	56	42	57	49	53	54	50	54	45	46
2020	65	87	86	94	68	76	68	68	-	-	-	-

Fonte: Dados dos Autores (2021).

A partir dos dados da Tabela 1, dos cálculos do método de Gentry e do gráfico  $q_i/q$  versus  $N_p/q_i t$  da Figura 1, a saber:  $q_i=683,23 \text{ m}^3\text{std/d}$ ;  $q=67,91 \text{ m}^3\text{std/d}$ ;  $t=11.925$  dias (32 anos e 8 meses);  $N_p=2.410.622,76 \text{ m}^3\text{std}$ ;  $N_p/tq_i = 0,296$ ;  $q_i/q=10,061$ , é observado que o declínio do campo de Livramento é do tipo exponencial, ou seja,  $n$  igual a 0, como observado na Figura 2 no Gráfico utilizado por meio do Método de Gentry.

**Figura 2** – Aplicação do Método de Gentry com os dados do Campo de Livramento

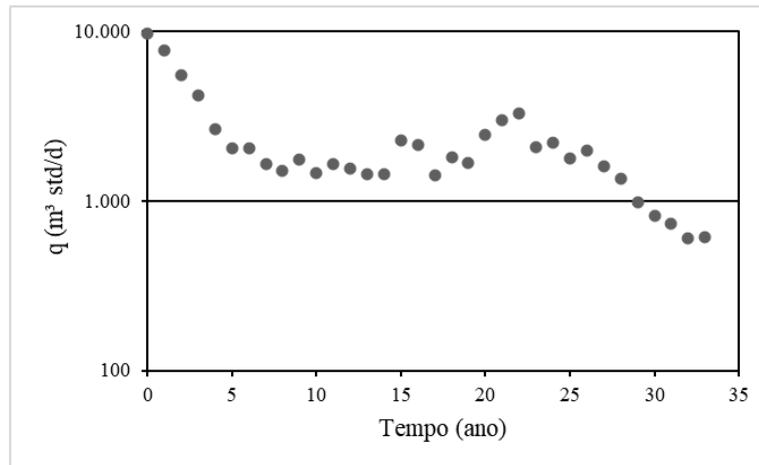


Fonte: Adaptado de Rosa e outros autores (2011).

A verificação foi feita construindo um gráfico  $\log q$  versus  $t$  a partir dos dados de produção, conforme a Figura 3, na qual os valores aplicados de  $\log q$  é a somatória da produção por ano e  $t$  é o tempo em anos. A partir do Gráfico da Figura 3, observa-se oscilação das vazões em alguns períodos, característico de campos maduros. Assim, foi feita a análise do tipo de declínio por intervalos. Inicialmente, foi considerado o período de oito anos, a partir de janeiro de 1987, cujos dados foram:  $q_i=683,23 \text{ m}^3\text{std/d}$ ;  $q=170,31 \text{ m}^3\text{std/d}$ ;  $t=2.920$  dias;  $N_p=1.110.866,47 \text{ m}^3\text{std}$ ;  $N_p/tq_i = 0,557$ ;  $q_i/q=4,012$ .

Nesse caso, foi encontrado que o declínio também é do tipo exponencial, como pode ser observado na Figura 2. Após a injeção, no período de 1999 a 2007, observa-se um aumento da produção de óleo, porém entre 2008 até agosto de 2020, apresenta uma diminuição (FIGURA 3). A análise por meio do método de Gentry, entre 1999 a agosto de 2020, define o declínio do tipo exponencial.

**Figura 3** – Gráfico Log  $q$  versus  $t$  (ano) para verificação de declínio exponencial, no intervalo de janeiro de 1987 a agosto de 2020

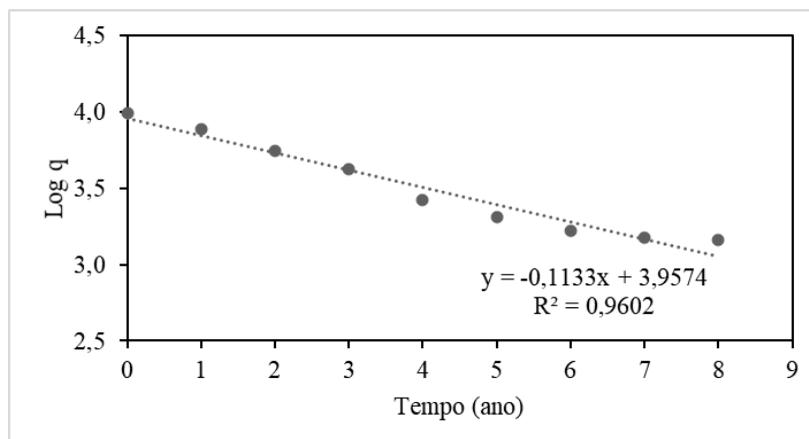


Fonte: Dados dos Autores (2021).

## 4.2 ANÁLISE DAS CURVAS DE DECLÍNIO DE PRODUÇÃO DO CAMPO DE LIVRAMENTO

A análise da curva de declínio considerou nove anos a partir de janeiro de 1987, antes da injeção de água, conforme Figura 4. A partir do coeficiente angular da reta ajustada, ou seja,  $-0,1133$ , a taxa de declínio do campo de Livramento é igual a  $-0,2609$ /ano. Além disso, foi calculada a vazão de produção em 31.08.2020, ou seja, 32,67 anos após o início da produção (01.01.1987), sem a influência da injeção de água, sendo estimada a partir da Equação 2, cujo valor seria igual a 1,94.

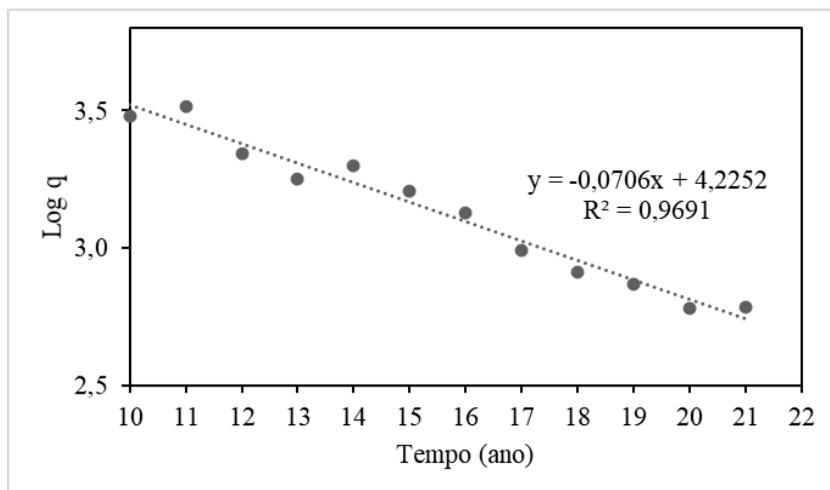
**Figura 4** – Gráfico da Curva de Declínio do Campo de Livramento, antes da injeção de água



Fonte: Dados dos Autores (2021).

No intervalo de 1999 a 2007, observou-se um aumento da produção, por isso não foi analisado. Por fim, considerando o intervalo a partir de 1 de janeiro de 2008, depois da injeção de água, tem-se uma taxa de declínio do campo de Livramento de  $-0,1626/\text{ano}$ , obtida a partir da equação da reta do Gráfico da Figura 5. Nessa previsão, a vazão de produção em 1 de janeiro de 2031, ou seja, 32 anos após o início da injeção de água, seria igual a 16,604.

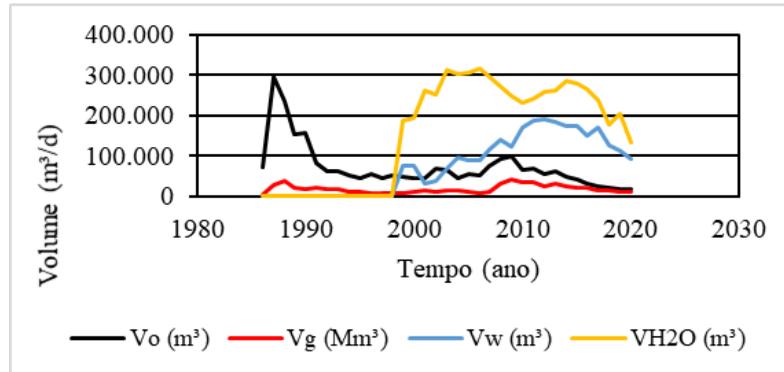
**Figura 5** – Gráfico da Curva de Declínio do Campo de Livramento, a partir de 2008, depois da injeção de água



Fonte: Dados dos Autores (2021).

### 4.3 ANÁLISE DA CURVA DE RAO

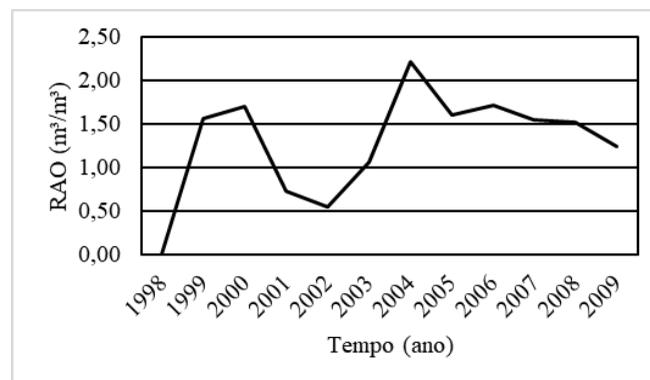
Antes da análise das curvas de RAO, o gráfico com as curvas de produção do campo de Livramento foi plotado para mostrar o seu comportamento e escolher o intervalo de análise. No Gráfico da Figura 6, foi possível perceber que, no início de vida da produção, o campo apresentou uma boa produção de óleo, representada pela curva preta, o campo também produz gás em quantidade menor. No ano de 1993, ocorreu uma queda na produção do volume de óleo e de gás, tendo um leve aumento no ano de 1996 na produção de óleo.

**Figura 6** – Curvas de Produção do Campo de Livramento

Fonte: Dados dos Autores (2021).

Ainda na Figura 6, no ano de 1999, o campo de Livramento começou a produzir água, atingindo um volume de aproximadamente  $222,166\text{m}^3$  por dia e  $74.000\text{m}^3$  por ano. Neste mesmo ano, começou a ser aplicada a recuperação secundária no campo com o método de injeção de água. Em 2000, com a injeção de água, houve um aumento da produção de óleo e gás até aproximadamente 2009. A partir de 2009 até agosto de 2020, picos de produção de óleo e de gás são observados, porém com valores da produção de água bastante elevados. Assim, as curvas RAO em função do tempo nos intervalos entre 1998 a 2009 e entre 2010 a 2020 foram plotadas e analisadas para verificar a eficiência da injeção de água.

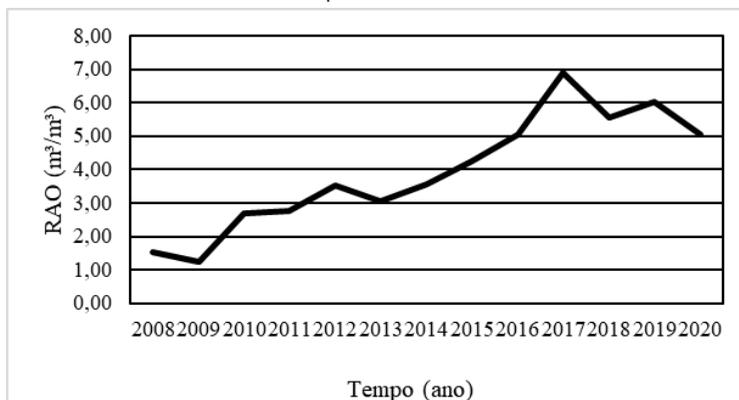
O primeiro intervalo analisado foi no período de 1 de janeiro de 2000 a 31 de dezembro de 2009, onde observa-se que a produção acumulada nos pontos da curva, entre  $43.830,70\text{ m}^3$  (ano 2001) a  $64.991,9\text{ m}^3$  (ano 2003) possui valores de RAO menores que  $1\text{ m}^3/\text{m}^3$ . Nas produções de  $43.488,60\text{ m}^3$  (ano 2004) até  $99.265,82\text{ m}^3$ , a produção de água é maior que a de óleo, porém com RAO menores que  $2\text{ m}^3/\text{m}^3$ , conforme Figura 7.

**Figura 7** – Gráfico da RAO versus tempo (ano) no intervalo entre 2000 a 2009

Fonte: Dados dos Autores (2021).

No segundo período, no intervalo de 1 de janeiro de 2010 a 31 de agosto de 2020 (FIGURA 6), observa-se que o campo de Livramento atingiu produções de óleo em torno de  $60.614\text{m}^3$  (ano 2013), com valores crescentes da RAO, superiores a  $2\text{ m}^3/\text{m}^3$ , conforme Figura 8. A partir daí essa razão só aumenta e, conseqüentemente, a produção de água é superior à de óleo.

**Figura 8** – Gráfico da RAO *versus* Tempo (ano) no intervalo entre 2010 a 2020



Fonte: Dados dos Autores (2021).

Nesse caso, como o campo está produzindo muita água, a empresa terá um custo associado a essa produção, porém se a quantidade de óleo produzido recupera esse custo, então a injeção deve ser continuada. Além disso, outras variáveis, como o custo da injeção de água, custo de processamento primário, custo fixo de pessoas e de serviços de manutenção, por exemplo, devem ser consideradas.

## 5 CONCLUSÕES

Na Bacia Potiguar, especialmente, no Campo de Livramento foram feitas análises, possibilitando verificar a injeção de água no campo por meio das curvas de declínio de produção e da curva da razão água-óleo (RAO).

As análises das curvas de declínio, utilizando o método de Gentry, ocorreram em três etapas, entre janeiro de 1987 a agosto de 2020, entre janeiro de 1987 a dezembro de 1998 e entre janeiro de 1999 a agosto de 2020, onde concluiu-se que o declínio do campo de Livramento é do tipo exponencial, característico de campos maduros e devido ao mecanismo primário de produção se dá por expansão das pequenas capas de gás e de fluidos do reservatório.

A taxa de declínio do campo de Livramento antes da injeção era igual a  $0,2609/\text{ano}$  e, após aplicado o mecanismo de recuperação, essa taxa diminuiu para  $0,1626/\text{ano}$ . A previsão de comportamento, sem a injeção de água, mostrou que  $32,67$  anos após o início da produção, a vazão atual seria igual a  $1,94$ . E, considerando a influência da injeção de água, a vazão de produção de óleo seria igual a  $16,604$ , comprovando a eficácia da injeção nesse campo.

Por fim, na análise das curvas RAO em função da produção acumulada, concluiu-se que nos intervalos de 2000 a 2009, a injeção de água favoreceu a produção de óleo, apesar de ter apresentado valores de RAO maiores que  $1 \text{ m}^3/\text{m}^3$ . Entretanto, de 2010 até agosto de 2020, a produção de água foi superior à de óleo com RAO acima de  $5 \text{ m}^3/\text{m}^3$ . Apesar da alta RAO, ou seja, grande produção de água, o campo de Livramento apresenta uma boa viabilidade econômica, porém para revitalização e continuação da injeção de água, a empresa deverá considerar os custos com a injeção de água, processamento primário, com pessoas e serviços de manutenção, por exemplo.

## REFERÊNCIAS

ANP – Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e de Biocombustíveis. **Dados estatísticos**. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/dados-estatisticos>. Acesso em: 10 fev. 2021.

ANP – Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e de Biocombustíveis. **Produção mensal de hidrocarbonetos**. Disponível em: <http://app.anp.gov.br/anp-cpl-web/public/sigep/consulta-producao-mensal-hidrocarbonetos/consulta.xhtml>. Acesso em: 13 fev. 2021.

ANP – Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e de Biocombustíveis. **Bacia Potiguar**. Simpósio de Petróleo e Gás do *Onshore* Brasileiro, 2, 2020. Disponível em: [odadas.anp.gov.br/arquivos/Round15/Mapas/Sumario\\_Geologico\\_R15\\_Potiguar.pdf](http://odadas.anp.gov.br/arquivos/Round15/Mapas/Sumario_Geologico_R15_Potiguar.pdf). Acesso em: 15 de abril de 2020.

ARAÚJO, L.; LIRA, R.; SILVA, S. **Análise de curvas de produção: um estudo de caso no campo de Tabuleiro dos Martins**. 2019. 65 f. TCC (Curso de Engenharia de Petróleo) – Centro Universitário Tiradentes, Maceió, 2019.

BELYADI, H.; FATHI, E.; BELYADI, F. Decline Curve Analysis. In: **PUBLISHING, G. P. (Org.). Hydraulic Fracturing in Unconventional Reservoirs**. Elsevier, 2017. p. 305-323. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/book/9780128498712/hydraulic-fracturing-in-unconventional-reservoirs#book-info>. Acesso em: 25 de março de 2020.

CÂMARA, R. J. B. **Campos maduros e campos marginais: definições para efeitos regulatórios**. 2004. Disponível em: <https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-184937-MS>. Acesso em: 20 de março de 2020.

OLIVEIRA, L. M. T. M. **Modelagem e recuperação secundária em reservatórios de petróleo utilizando configuração five-spots**. 2015. 118 f. Monografia (Especialização em Engenharia Química) – Universidade Federal de Alagoas, Maceió, 2015.

ROSA, A. J.; CARVALHO, R. S.; XAVIER, J. A. D. **Engenharia de Reservatórios de Petróleo**. Rio de Janeiro: Editora Interciência, 2011.

SILVA, V. L. S. **Ajuste de histórico e otimização da produção de petróleo sob incertezas - aplicação do gerenciamento de reservatórios em malha fechada**. 2016. Dissertação (Mestrado em Ciências e Engenharia Civil) – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2016.

---

**Data do recebimento:** 21 de maio de 2021

**Data da avaliação:** 9 de agosto de 2021

**Data de aceite:** 12 de setembro de 2021

---

---

1 Acadêmica do curso de Engenharia de Petróleo da Universidade Tiradentes – UNIT/AL.

E-mail: gabibaracho01@gmail.com

2 Mestre; Professor dos Cursos das Engenharias Universidade Tiradentes – UNIT/AL.

E-mail: marcos.ajunior@souunit.com.br

3 Doutora; Professora dos Cursos das Engenharias Universidade Tiradentes – UNIT/AL.

E-mail: vanessa.limeira@gmail.com