

ANÁLISE DE CURVAS DE PRODUÇÃO: UM ESTUDO DE CASO NO CAMPO DE TABULEIRO DOS MARTINS

Larissa Rafaella Barbosa de Araújo¹

Rodrigo José Bezerra Lira²

Samya Mayra Santos da Silva³

Ernesto Vargas Bautista⁴

Vanessa Limeira Azevedo Gomes⁵

Engenharia de Petróleo



ISSN IMPRESSO 1980-1777

ISSN ELETRÔNICO 2316-3135

RESUMO

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. Uma das técnicas mais utilizadas é a injeção de água, classificada como um método de recuperação secundária que têm como objetivo promover uma alternativa mecânica para manter a pressão constante no reservatório e, conseqüentemente, provocar um aumento do fator de recuperação. Os campos *onshore* das bacias de Alagoas, Sergipe, Recôncavo e Potiguar são exemplos disso. A análise de curvas de produção e o ajuste de histórico são métodos utilizados para prever a produção futura dos campos de petróleo, principalmente em campos submetidos a injeção de água. O ajuste de histórico é um tipo de problema inverso, pois ao invés de utilizar o modelo de reservatórios para estimar os resultados (dados medidos), ele utiliza os resultados para estimar os parâmetros do modelo. Diante deste cenário, o presente trabalho analisou 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. Como resultados, 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 m³ diários, entretanto, sua produção foi declinando, produzindo 1 m³ por dia. Após a injeção de água, a produção de óleo teve um aumento significativo, chegando a uma vazão diária de

10 m³. 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 m³ por dia, sendo este último após a injeção de água.

PALAVRAS-CHAVE

Campos Marginais. Curvas de Produção. Injeção de Água. Campo Tabuleiro dos Martins.

ABSTRACT

The mature fields are those that are in an advanced process of exploitation and need recovery techniques for their production to be high. One of the most used techniques is water injection, classified as a secondary recovery method that aims to promote a mechanical alternative to maintain constant pressure in the reservoir and, consequently, increase the recovery factor. The onshore fields of the Alagoas, Sergipe, Recôncavo and Potiguar basins are examples of this. Production curve analysis and history adjustment are methods used to predict the future production of oil fields, especially in water injection fields. History adjustment is a type of inverse problem, because instead of using the reservoir model to estimate the results (measured data), it uses the results to estimate the model parameters. Given this scenario, the present work analyzed the influence of waterflood from wells 3-TM-2-AL and TM-002-AL using the production curves and historical adjustment of wells 7-TM-49-AL and 7-TM-16-AL, from the Tabuleiro dos Martins field, using Sahara software. As a result, the waterflood from the 3-TM-2-AL and TM-002-AL wells helped increase the accumulated production of the producing wells of the Tabuleiro dos Martins field. The production well 7-TM-49-AL started its production with 7 m³ daily, however, its production was declining, producing 1 m³ per day. After waterflood, oil production increased significantly, reaching a daily flow rate of 10 m³. In the production well 7-TM-16-AL, between 1985 and 2003, the oil production reached the highest values with about 30.1 m³ per day, the latter after waterflood.

KEYWORDS

Marginal fields. Production curves. Waterflood. Tabuleiro dos Martins field.

1 INTRODUÇÃO

A principal tarefa da engenharia de reservatórios é o gerenciamento, cujo objetivo é definir a melhor estratégia de produção e recuperação de hidrocarbonetos em campos produtores de petróleo, visando, em geral, alcançar a máxima produção aliada a um maior retorno financeiro, considerando restrições físicas, operacionais e econômicas (NAKAJIMA, 2003).

O estudo e gerenciamento de reservatórios de petróleo envolvem diversos fatores com um elevado grau de complexidade para caracterização de diversas propriedades físicas dos materiais envolvidos. Desta forma, é necessário que seja feita a distribuição quantitativa das propriedades como saturação, permeabilidade, porosidade a fim de revelar as incertezas que podem estar associadas com a sua variabilidade espacial (MARQUES, 2011).

As ferramentas computacionais desenvolvidas para a etapa de simulação, envolvendo a injeção de fluidos, auxiliam na melhor distribuição dos poços injetores, considerando as particularidades da formação, do reservatório e no comportamento do fluido a ser injetado.

Nesse contexto, a injeção de água é uma das técnicas aplicadas na recuperação de campos de petróleo e pode ser definida como um processo convencional de recuperação, que consiste em aumentar a eficiência de varrido no interior dos poros da rocha, bem como manter a pressão do reservatório. Entretanto, devem ser buscadas situações em que a maior quantidade de água injetada permaneça no interior do reservatório, de modo que a sua produção seja a menor possível (ROSA et al., 2006).

Assim, este artigo teve como proposta analisar a influência da injeção de água nos poços produtores 7-TM-49-AL e 7-TM-16-AL do campo de Tabuleiro dos Martins, localizado na Bacia de Alagoas, utilizando o *software Sahara* por meio da obtenção das curvas de produção, razão água-óleo (RAO) e o ajuste de histórico.

2 METODOLOGIA

A metodologia aplicada neste trabalho refere-se à realização do ajuste de histórico dos poços 7-TM-49-AL e 7-TM-16-AL, que possuem influência da injeção realizada por meio dos poços 3-TM-2-AL e TM-002-AL, todos localizados no campo de Tabuleiro dos Martins. Para isso, os dados de coordenadas dos 4 poços e os dados de produção foram inseridos no *software Sahara*. Esses dados são pré-requisitos para delimitação do polígono do campo de Tabuleiro dos Martins e a posição georreferenciada de cada poço em torno do seu polígono, a fim de obter previsões de produção e injeção do campo por meio da análise das curvas de declínio. Esses dados foram obtidos no site da Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP, 2016).

2.1 SOFTWARE SAHARA

O *software Sahara* permite, por meio de suas ferramentas de cálculo, a visualização, a análise e o gerenciamento de reservatórios. Foi desenvolvido para gerenciar um alto volume de informações para obter um entendimento dos mecanismos físicos que governam o comportamento da formação produtora de hidrocarbonetos. Estas informações são essenciais para antever o comportamento da produção de petróleo, analisar a influência das malhas de injeção de água, como também, gerar previsões de recuperação secundárias utilizando métodos analíticos (INTERFACES SA, 2021).

2.2 DADOS DE ENTRADA

Os dados referentes às produções e a localização georreferenciadas do campo de Tabuleiro dos Martins obtidos foram inseridos na planilha do *Excel* e, posteriormente, introduzidos no *software*.

2.2.1 Coordenadas dos Poços

A partir do acervo de dados foi possível obter as coordenadas geográficas dos 4 poços do campo de Tabuleiro dos Martins, entretanto, as coordenadas são disponibilizadas em graus decimais, tornando necessária a conversão no sistema de coordenadas Universal Transversa de *Mercator* (UTM) para o georreferenciamento dos poços. Posteriormente, os dados da planilha foram convertidos para o formato de texto (separado por tabulações) e, em seguida, foram inseridos como dados de entrada, requisitados pelo *software Sahara*. A Tabela 1 apresenta as coordenadas dos poços de Tabuleiro dos Martins no Sistema UTM.

Tabela 1 – Coordenadas dos poços de Tabuleiro dos Martins no Sistema UTM

Poço	Sistema UTM	
	Latitude	Longitude
7-TM-49-AL	855842	8936458
3-TM-2-AL	855852	8937002
7-TM-16-AL	855895	8937002
TM-002-AL	856020	8936847

Fonte: Dados dos Autores (2021).

2.2.2 COORDENADAS DO CAMPO

O *Sahara* fornece ferramentas para criar ou importar polígonos, que podem ser utilizados para definir áreas com propriedades específicas, com a finalidade de realizar cálculos de volumetrias, desta forma, com os dados georreferenciados do campo de Tabuleiro dos Martins, foi possível delinear o seu polígono, após a conversão das coordenadas em UTM.

A Tabela 2 demonstra as coordenadas do campo de Tabuleiro dos Martins convertidas no Sistema UTM.

Tabela 2 – Coordenadas dos poços de Tabuleiro dos Martins no Sistema UTM

Polígono	Latitude	Longitude
1	856195	8938063
1	856192	8937774
1	855906	8937777
1	855903	8937489
1	855331	8937494
1	855325	8936917
1	855039	8936920
1	855031	8936055
1	855317	8936052
1	855314	8935764
1	856173	8935756
1	856175	8936044
1	856462	8936042
1	856464	8936330
1	857323	8936322
1	857337	8937763
1	857050	8937766
1	857053	8938054
1	856195	8938063

Fonte: Dados dos Autores (2021).

2.2.3 DADOS DE PRODUÇÃO

A ferramenta de gestão de poços possibilita gerenciar a produção dos poços com muita facilidade, associando a sua produção e suas séries de atributos estáticos e dinâmicos que o caracterizam, sendo necessário inserir os dados do histórico do poço e das propriedades dos fluidos produzidos no *Sahara* (INTERFACES SA, 2021). Assim, a Tabela 3 apresenta a média do histórico de produção dos poços 7-TM-49-AL, 7-TM-16-AL, 3-TM-2-AL, e TM-002- AL que foram inseridos para obtenção das curvas de produção.

Tabela 3 – Dados de produção dos poços 7-TM-49-AL, 3-TM-2-AL, 7-TM-16-AL e TM-002-AL

Poço	Data	Óleo m ³ /DC	Água m ³ /DC	Água Injetada m ³ /DC
7-TM-16-AL	06/1982 a 08/2019	4,6233	2,5170	0
7-TM-49-AL	08/1984 a 08/2019	3,5737	2,0629	0
3-TM-2-AL	09/2017 a 08/2019	0	0	58,2167
TM-002-AL	06/2008 a 10/2019	0	0	57,6116

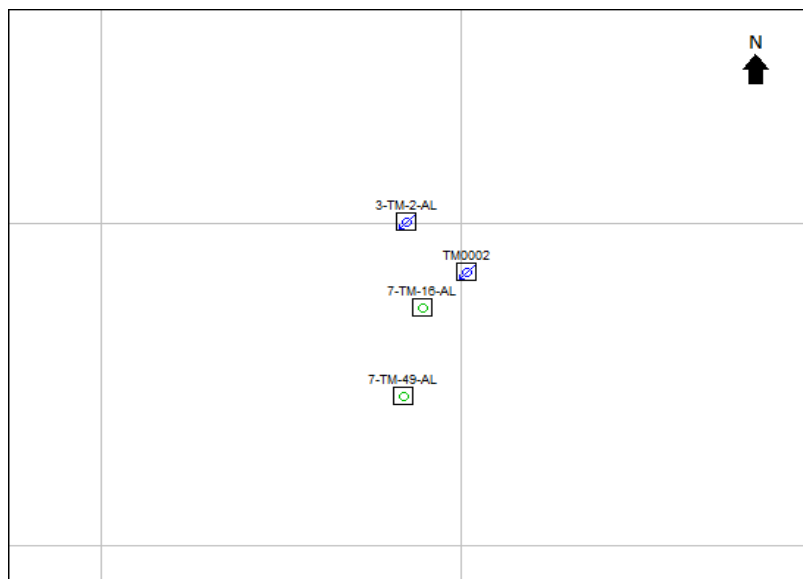
Fonte: Dados dos Autores (2021).

3 RESULTADOS E DISCUSSÕES

Nesta etapa, serão apresentados o polígono, a delimitação dos quatro poços do Campo de Tabuleiro dos Martins, as curvas de produção de óleo e água, as curvas de RAO *versus* a produção acumulada e os respectivos ajustes de históricos de cada poço produtor. Além disso, serão expostas as curvas de água injetada por meio dos poços injetores.

3.1 DELIMITAÇÃO DOS POÇOS E GERAÇÃO DO POLÍGONO DO CAMPO DE TABULEIRO DOS MARTINS

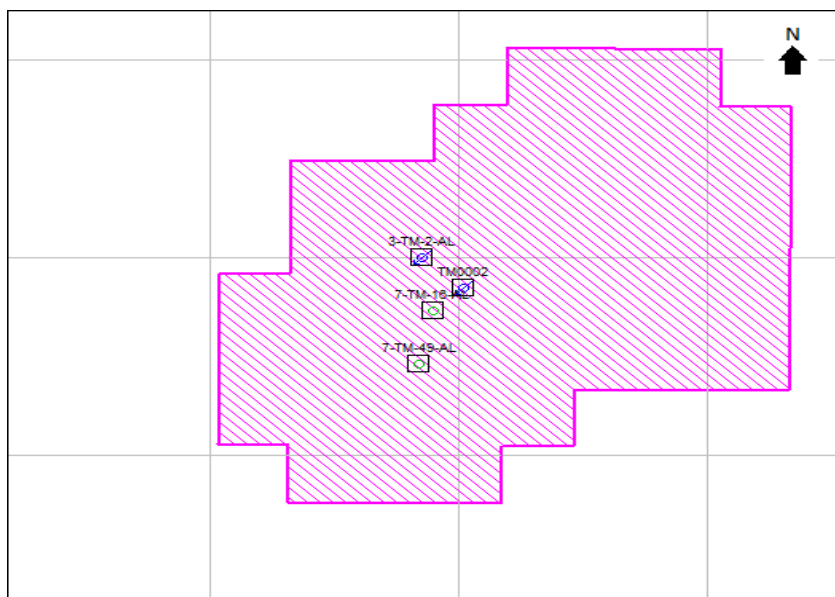
A Figura 1 apresenta os poços 7-TM-49-AL, 7-TM-16-AL, 3-TM-2-AL, e TM-002-AL georreferenciados por meio do sistema de coordenadas.

Figura 1 – Delimitação dos poços do Campo de Tabuleiro

Fonte: Dados dos Autores (2021).

Já a Figura 2 exibe a delimitação do polígono do Campo de Tabuleiro dos Martins juntamente com os quatro poços antes georreferenciados.

Figura 2 – Polígono do Campo de Tabuleiro dos Martins



Fonte: Dados dos Autores (2021).

3.2 ANÁLISE DE CURVAS DE PRODUÇÃO E AJUSTE DE HISTÓRICO

Neste tópico, as curvas de produção de óleo e água dos poços 7-TM-49-AL e 7-TM-16-AL serão apresentadas. Além disso, serão apresentados os ajustes de histórico e gráficos de RAO *versus* a produção acumulada dos poços produtores 7-TM-49-AL e 7-TM-16-AL. A curva de declínio utilizada para obter o melhor ajuste de histórico, em ambos os poços, foi a de declínio exponencial devido a característica do campo de Tabuleiro de Martins que apresenta o mecanismo de gás em solução. Para isso, o modelo de declínio adotado no *software Sahara* foi o de Volume de óleo (vo) vs tempo, Log (RAO) vs N_p , pois tal modelo é especialmente adequado para poços em processos de recuperação secundária, como o do Tabuleiro dos Martins.

3.2.1 Poço 7-TM-49-AL

Ao analisar a Figura 3 é notório que no início da vida produtiva o poço 7-TM-49-AL apresentava uma boa produção de hidrocarbonetos, representado pela curva verde, atingindo um volume de óleo por volta de 7 m³ por dia. Entretanto, no decorrer do ano de 1986, a produção começou a decair, atingindo um dos menores índices no ano de 1987.

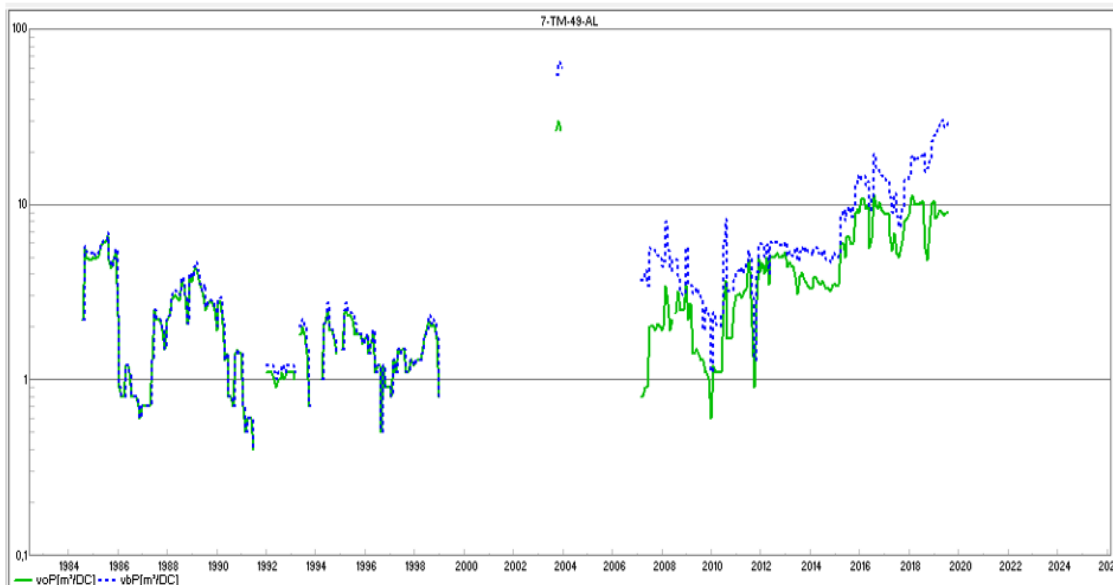
No mesmo ano, em que foi constatada a queda na produção, o poço voltou a produzir satisfatoriamente e a produção diária atingiu um patamar de 5 m³ por dia. To-

davia, nos anos subsequentes, o volume de óleo recuperado foi diminuindo novamente devido à depleção natural do reservatório, até que, no ano de 1999, o poço foi abandonado temporariamente, devido a inviabilidade econômica para a concessionária.

Em 2007, o poço foi reaberto para uma nova etapa produtiva, porém nota-se que a curva de produção de água atingiu valores superiores à da produção de óleo. Isso pode ser explicado pela injeção de água realizada no poço injetor 3-TM-2-AL e TM-002-AL.

A produção inicial de óleo do poço, após ser reaberto, alcançou ao patamar de 4 m³ diários até ocorrer outro declínio em sua produção, entretanto, no decorrer do ano de 2010 a produção de óleo novamente começou a subir até um valor de aproximadamente 10 m³ óleo/dia com uma produção de água de aproximadamente 30 m³/dia.

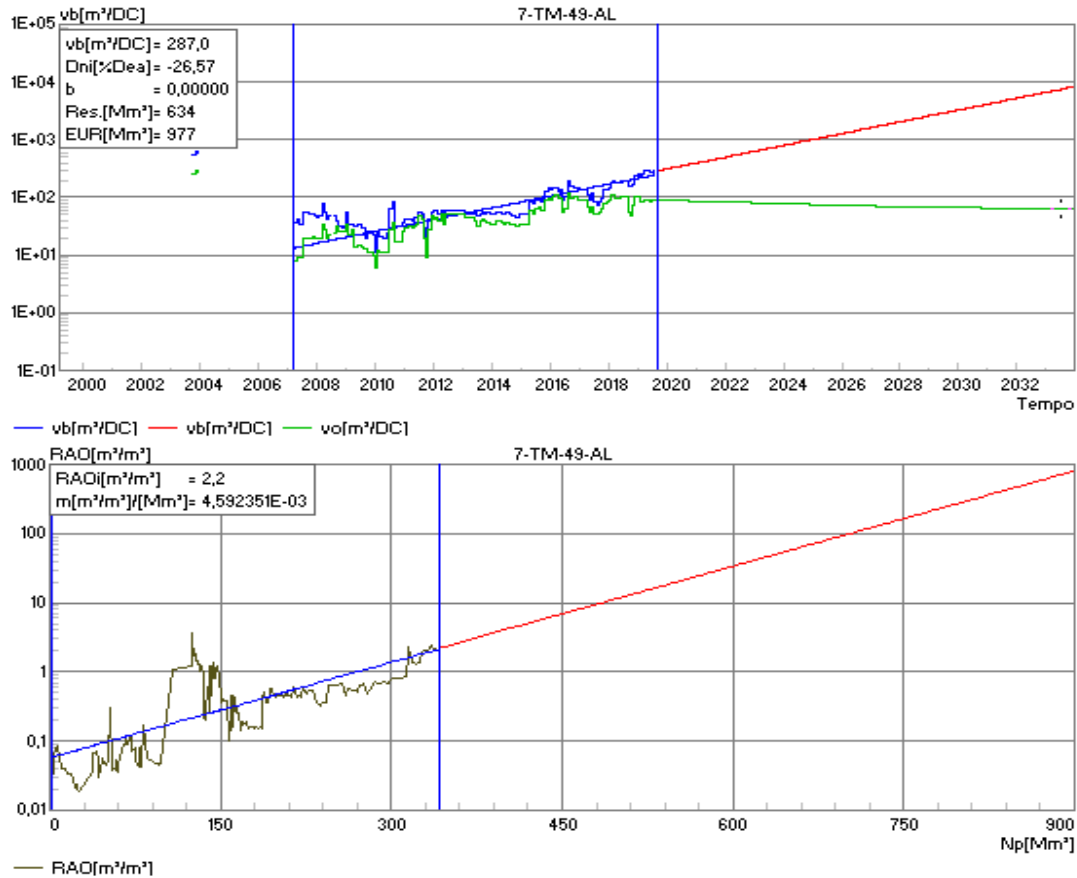
Figura 3 – Curva de produção do poço 7-TM-49-AL



Fonte: Dados dos Autores (2021).

Após a análise inicial das curvas de produção, foi realizado o ajuste de histórico considerando o intervalo entre 2007 e 2019, como pode ser observado na Figura 4. A curva mostra que a previsão de produção de óleo permanecerá em um volume próximo do que está sendo produzido atualmente, aproximadamente 9 m³/dia, tendo um leve declínio, porém a produção de água aumentará consideravelmente.

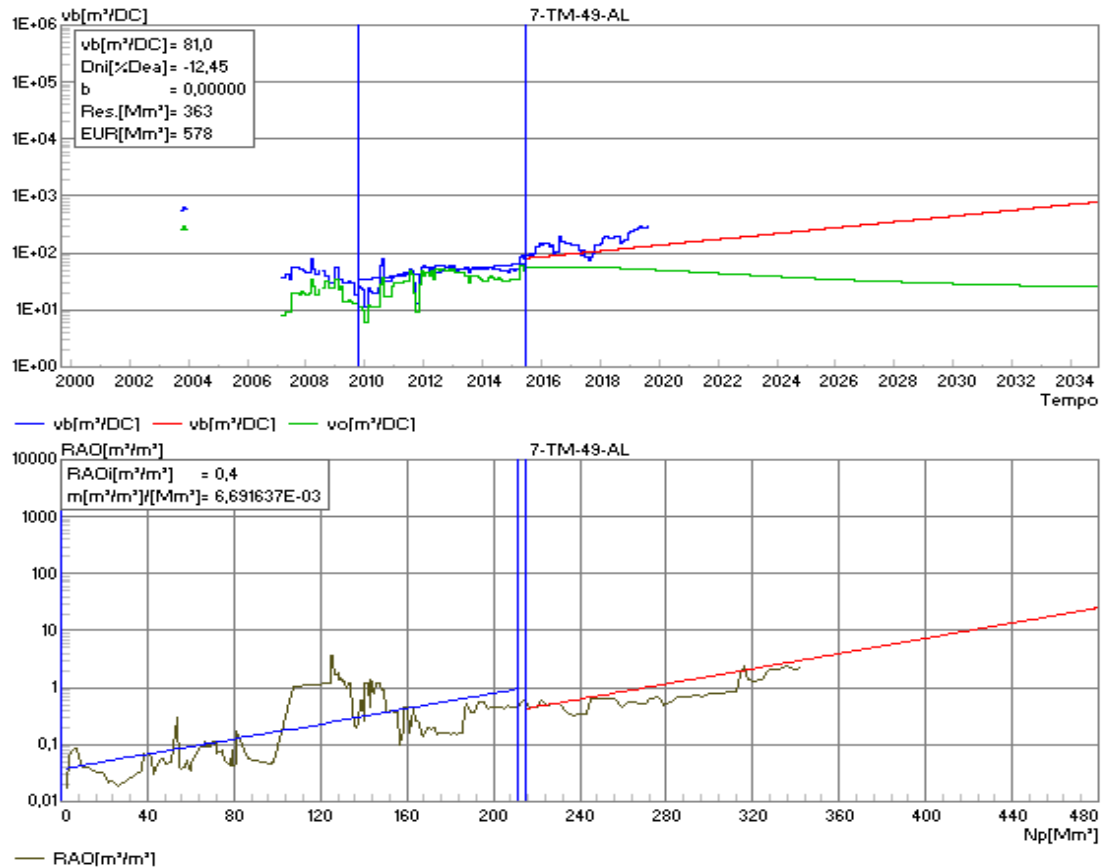
Já a curva de RAO *versus* a produção acumulada (FIGURA 4) apresenta, em dois pontos, que o poço 7-TM-49-AL possui valores de RAO que ultrapassam 1 m³/m³. No primeiro deles, observa-se uma produção acumulada com aproximadamente 150 Mm³ e no outro, quando a produção alcança valores próximos a 345 Mm³, indicando que a produção de água foi maior que a produção de óleo. Todavia, em todos os outros pontos do gráfico os valores de Razão Água-Óleo permanecem no intervalo entre 0,1 e 1 m³/m³.

Figura 4 – Curva de ajuste de histórico e RAO *versus* Np para o poço 7-TM-49-AL

Fonte: Dados dos Autores (2021).

E, analisando a curva no período entre o final de 2010 e metade de 2015 (FIGURA 5), observa-se uma melhor previsão do comportamento do poço, devido às menores oscilações na curva. Ela apresenta, inicialmente, um leve declínio na produção de óleo, que tende a se tornar constante ao passar dos anos. Em contrapartida, existe uma crescente produção de água.

Ainda na Figura 5, que se refere a curva de RAO em função do tempo, apenas no intervalo de 120 a 160 Mm³ de produção acumulada, os valores de razão água-óleo ultrapassaram 1m³/m³, podendo assim afirmar que nesse período a produção de água foi maior que a produção de óleo neste poço.

Figura 5 – Curva de ajuste de histórico e RAO *versus* Np para os dois poços

Fonte: Dados dos Autores (2021).

3.2.2 Poço 7-TM-16-AL

A Figura 6 mostra o gráfico da produção de óleo e água do poço 7-TM-16-AL, onde observa-se uma grande inconsistência de produção, apresentando altos e baixos níveis na produção de óleo.

No início da vida produtiva do poço, em 1982, ele apresentou uma produção crescente de óleo, atingindo $4,7 \text{ m}^3$ por dia. Entretanto, em 1983, a produção começou a decair, atingindo um dos menores índices de produção, com valor de $0,9 \text{ m}^3$ por dia. Logo em seguida, a produção volta a crescer, apresentando valores de produção de óleo de $15,6 \text{ m}^3$ por dia, sendo esse um dos maiores índices de produção. Nos anos seguintes, de 1984 a 1987, a produção apresentou semelhança com relação a inconsistência do início da vida produtiva do poço apresentando altos e baixos índices de produção.

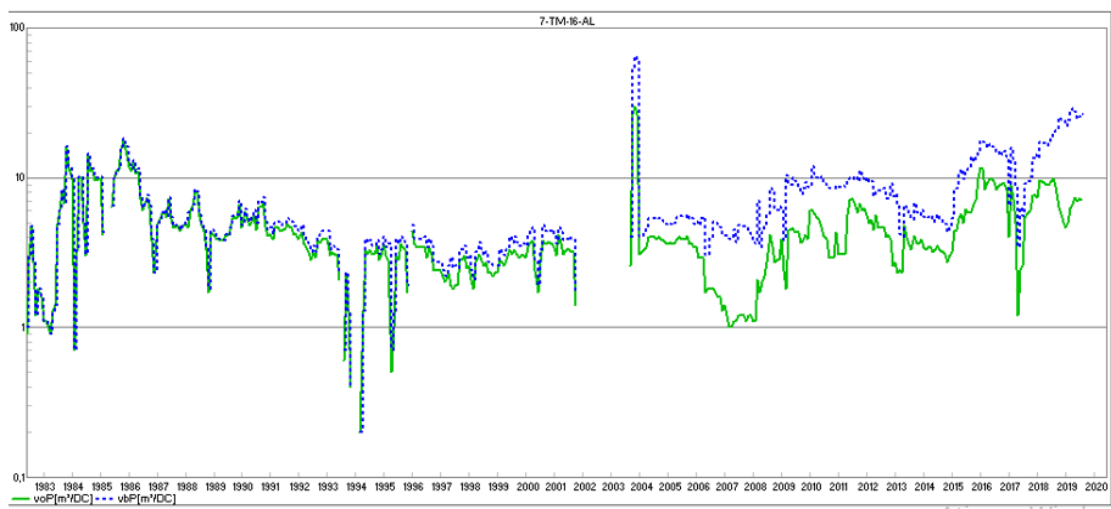
Em 1984, o poço 7-TM-16-AL apresentou uma produção de $0,7 \text{ m}^3$ por dia, sendo o segundo menor valor em produção. O primeiro foi no ano de 1994, que produziu $0,2 \text{ m}^3$. Já a maior produção de óleo do período em análise foi de $17,6 \text{ m}^3$ por dia, em 1985.

No período de 1996 a 2001, a produção de óleo manteve uma certa consistência com valores entre 2 e 3 m³ por dia. No entanto, observou-se que o poço começou a produzir mais água, representada pela linha pontilhada em azul, o que explicaria seu abandono temporário no ano de 2001.

Em 2003, o poço foi reaberto para uma nova etapa produtiva que incluiu a injeção de água nos poços injetores 3-TM-2-AL e TM-002-AL. Neste caso, observou-se que a curva de produção de água atingiu valores superiores à da produção de óleo. No entanto, após a injeção de água, o poço também atingiu seu maior índice de produção de óleo, correspondendo a 30,1 m³ de óleo por dia, no ano de 2003.

Nos anos seguintes, a produção do poço apresentou curvas decrescentes em função da depleção natural do poço e do baixo índice de injeção de água, quando comparado com índice de injeção do período de 2003. Vale destacar que, mesmo com baixos valores de produção de óleo, em determinado período, no ano de 2016, o poço produziu valores próximos de óleo ao que produzia nos anos que não possuía métodos de recuperação secundária.

Figura 6 – Curva de produção do poço 7-TM-16-AL



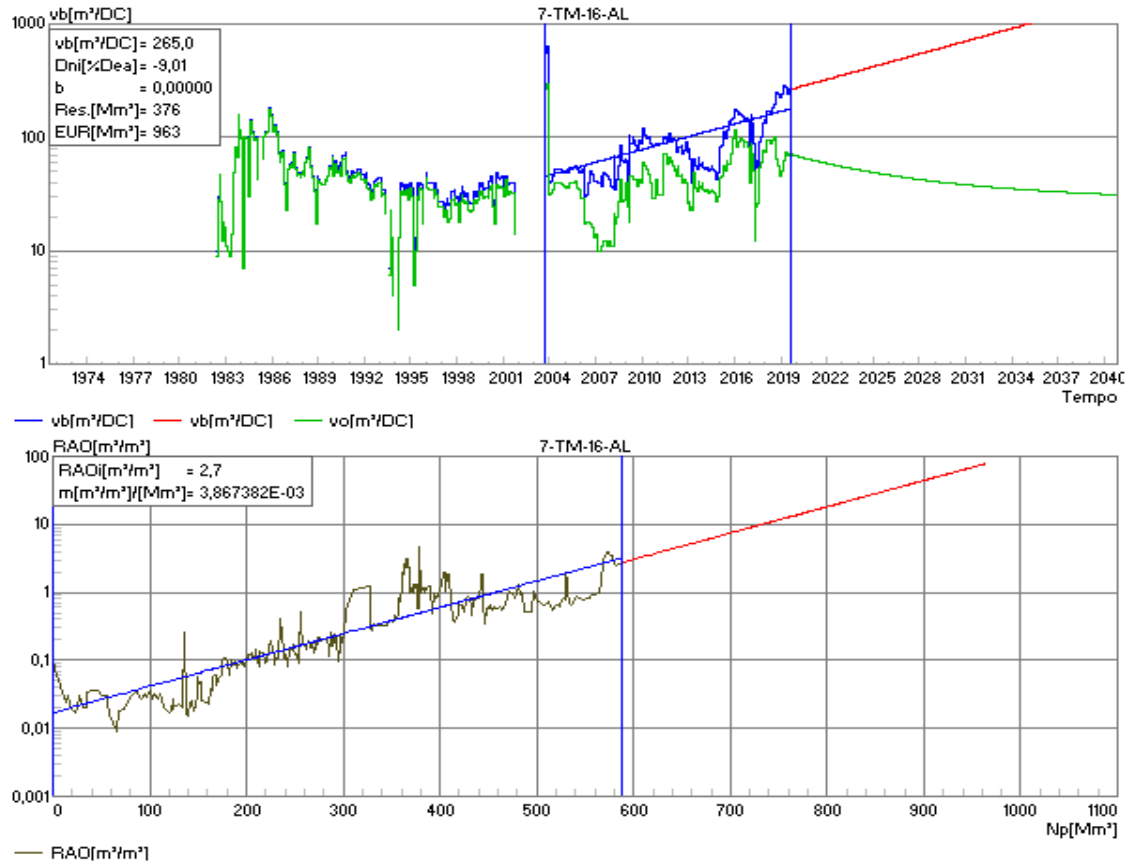
Fonte: Dados dos Autores (2021).

Após a análise inicial das curvas de produção, foi realizado o ajuste de histórico considerando o intervalo entre 2003 e 2019, conforme pode ser observado na Figura 7. Após esse ajuste, a curva em verde mostra que a previsão de produção de óleo terá um declínio significativo em sua produção e a da produção de água apresentará altos índices, como mostra a linha de tendência em vermelho.

A Figura 7 também mostra a curva de RAO *versus* a produção acumulada, na qual, nos pontos com produção acumulada de 310 Mm³, nos intervalos entre 360 a 410 e nos pontos 440, 510 e 540 Mm³, o poço possui valores de RAO que ultrapassam 1 m³/m³. Isso significa que a produção de água foi maior que a produção de óleo. Já

para valores em que a produção acumulada é inferior a 290 Mm³, o gráfico da Figura 7 apresenta uma RAO no intervalo entre 0,1 e 1 m³/m³, ou seja, o poço 7-TM-16-AL produziu mais óleo que água.

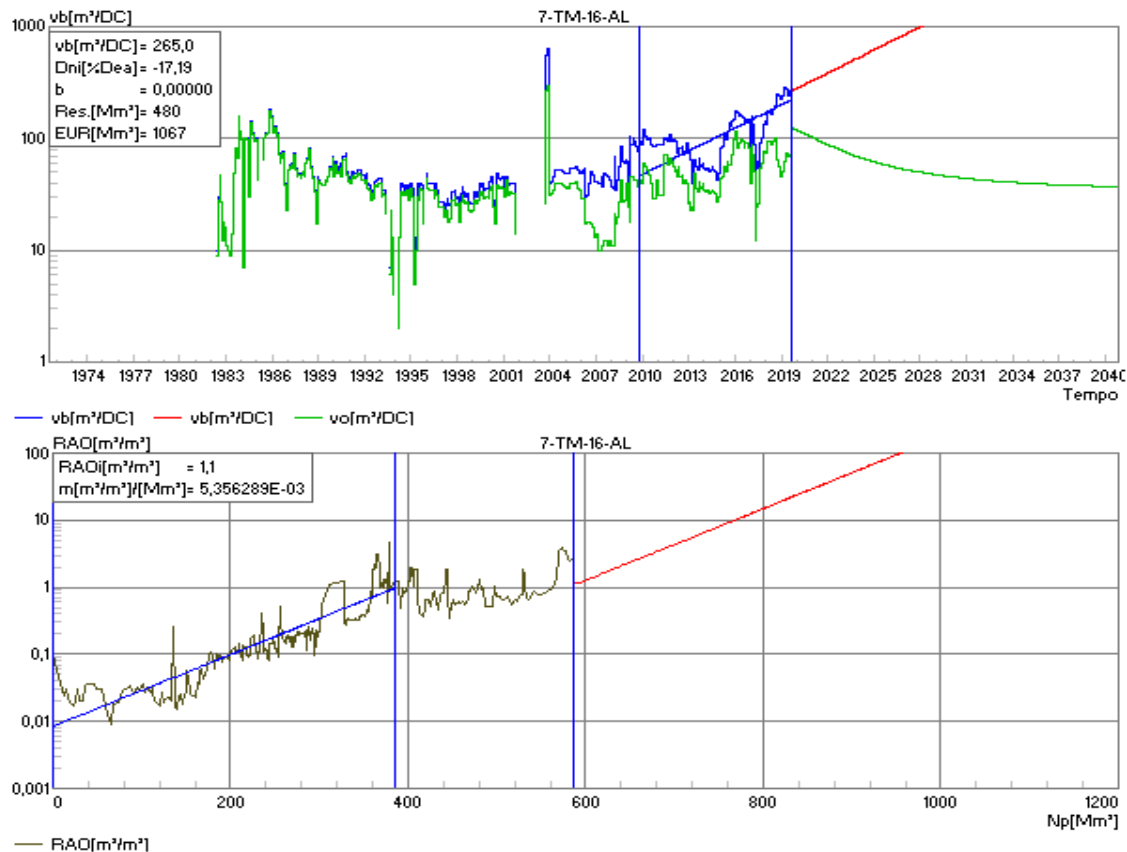
Figura 7 – Curva de ajuste de histórico e RAO *versus* Np do Poço 7-TM-16-AL



Fonte: Dados dos Autores (2021).

Em seguida, foi realizado o ajuste de histórico, considerando o intervalo entre 2010 e 2019, com o objetivo de analisar o comportamento das curvas de produção do poço no período em que há a injeção de água e por que tal intervalo é o que denota as menores oscilações de produção de água e óleo após a injeção, conforme mostra a Figura 8.

A curva de RAO *versus* a produção acumulada para o período em que foi realizado o ajuste (FIGURA 8), percebeu-se que não houve diferença da RAO quando comparado ao gráfico referente ao poço 7-TM-49-AL. Os mesmos pontos que apresentaram valores de RAO superior a 1 m³/m³, no período de 2004 a 2019, permaneceram iguais para o período de 2010 a 2019.

Figura 8 – Curva de ajuste de histórico e RAO *versus* Np para os dois poços

Fonte: Dados dos Autores (2021).

4 CONCLUSÕES

A análise dos dados de produção dos poços 7-TM-16-AL e 7-TM-49-AL, utilizando o *software Sahara* permitiu verificar a eficiência da injeção de água realizada nos poços 3-TM-2-AL e TM-002-AL, no Campo de Tabuleiro dos Martins.

O estudo das curvas de produção do poço 7-TM-16-AL demonstrou que, em determinados momentos, ocorreram grandes variações das curvas de produção de óleo e água. Nos anos de 1985 e 2003, esse poço atingiu os maiores valores de produção de óleo com cerca de 30,1 m³ por dia, sendo este último após a injeção de água. Na análise da curva de RAO, pode-se observar que quando a produção acumulada está próxima a 310 Mm³, os valores da mesma ultrapassam 1 m³/m³, significando que este poço está produzindo uma quantidade maior de água em relação a produção de óleo.

Já quando as curvas de produção do poço 7-TM-49-AL foram analisadas, percebeu-se que ele possui uma menor variação dos dados de produção quando comparado aos dados do poço 7-TM-16-AL. Esse poço iniciou sua produção com 7 m³

diários e, ao longo do tempo, sua produção foi declinando, produzindo 1m^3 por dia. Após a injeção de água, a produção de óleo teve um aumento significativo, chegando a uma vazão diária de 10m^3 .

Em ambos os poços 7-TM-49-AL e 7-TM-16-AL, o ajuste de histórico foi realizado em dois intervalos diferentes para que fosse possível analisar mais precisamente a previsão futura das curvas de produção de óleo e água, por meio das linhas de tendência.

Por fim, pode-se afirmar que a injeção de água realizada no Campo de Tabuleiro dos Martins, Bacia de Alagoas, obteve resultados satisfatórios nos poços estudados, contribuindo para o aumento da produção desse campo e, conseqüentemente, na rentabilidade da empresa.

REFERÊNCIAS

ANP – Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. **Plano de Desenvolvimento do Campo de Tabuleiro dos Martins**. 2016a. Disponível em: http://www.anp.gov.br/images/planos_desenvolvimento/Tabuleiro_dos_Martins%20.pdf. Acesso em: 26 de março de 2021.

INTERFACES SA. Sahara. 2021. **Software de visualização, análise e gerenciamento de reservatórios**. Disponível em: <http://www.interfaces.com.ar/en/index.php>. Acesso em: 06 de abril de 2021.

MARQUES, E. A. R. **Caracterização de reservatórios petrolíferos**. 2011. Dissertação (Mestrado em Engenharia Geológica e de Minas) – Universidade Técnica de Lisboa, Lisboa, 2011. Disponível em: <https://fenix.tecnico.ulisboa.pt/downloadFile/395143445913/dissertacao.pdf>. Acesso em: 07 de abril de 2021.

NAKAJIMA, L. **Otimização de desempenho de poços horizontais no desenvolvimento de campos de petróleo**. 2003. Dissertação (Mestrado em Ciências e Engenharia de Petróleo) – Faculdade de Engenharia Mecânica e Instituto de Geociências, São Paulo, 2003. Disponível em: http://repositorio.unicamp.br/bitstream/REPOSIP/262950/1/Nakajima_Lincoln_M.pdf. Acesso em: 16 de abril.

ROSA, A. J.; CARVALHO, R. S.; XAVIER, J. A. D. **Engenharia de Reservatórios de Petróleo**. I. ed. Rio de Janeiro: Editora Interciência, 2006.

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: larissararaujo@outlook.com

2 Acadêmico do curso de Engenharia de Petróleo da Universidade Tiradentes – UNIT/AL.
E-mail: rodrigo.lira.lira@hotmail.com

3 Acadêmica do curso de Engenharia de Petróleo da Universidade Tiradentes – UNIT/AL.
E-mail: samya.may@hotmail.com

4 Gerente de Operações da Petrosynergy. E-mail: ernesto.vargas@hotmail.com

5 Doutora; Professora dos Cursos das Engenharias da Universidade Tiradentes – UNIT/AL.
E-mail: vanessa.limeira@gmail.com