



UNIVERSIDADE FEDERAL DO CEARÁ
CENTRO DE TECNOLOGIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA QUÍMICA
CURSO DE ENGENHARIA DE PETRÓLEO

PABLO FERNANDES MARQUES

**PREVISÃO DE COMPORTAMENTO DE RESERVATÓRIOS DE PETRÓLEO SOB
INJEÇÃO DE ÁGUA: ESTUDO COMPARATIVO ENTRE OS MÉTODOS DE
DECLÍNIO TEMPORAL, VOLUMÉTRICO E DE SIMULAÇÃO NUMÉRICA**

FORTALEZA

2021

PABLO FERNANDES MARQUES

PREVISÃO DE COMPORTAMENTO DE RESERVATÓRIOS DE PETRÓLEO SOB
INJEÇÃO DE ÁGUA: ESTUDO COMPARATIVO ENTRE OS MÉTODOS DE
DECLÍNIOS TEMPORAL, VOLUMÉTRICO E DE SIMULAÇÃO NUMÉRICA

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado
ao Curso de Engenharia de Petróleo do Centro
de Tecnologia da Universidade Federal do
Ceará, como requisito parcial para obtenção do
título de Bacharel em Engenharia de Petróleo.

Orientador: Prof. PhD Luis Glauber Rodrigues.

FORTALEZA
2021

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação
Universidade Federal do Ceará
Biblioteca Universitária
Gerada automaticamente pelo módulo Catalog, mediante os dados fornecidos pelo(a) autor(a)

- M32p Marques, Pablo Fernandes.
Previsão de comportamento de reservatórios de petróleo sob injeção de água: Estudo comparativo entre os métodos de declínios temporal, volumétrico e de simulação numérica / Pablo Fernandes Marques. – 2021.
70 f. : il. color.
- Trabalho de Conclusão de Curso (graduação) – Universidade Federal do Ceará, Centro de Tecnologia, Curso de Engenharia de Petróleo, Fortaleza, 2021.
Orientação: Prof. Dr. Luis Glauber Rodrigues.
1. Petróleo. 2. Reservatório. 3. Previsão de comportamento. 4. Declínio de produção. 5. Simulação numérica.
I. Título.

CDD 665.5092

PABLO FERNANDES MARQUES

PREVISÃO DE COMPORTAMENTO DE RESERVATÓRIOS DE PETRÓLEO SOB
INJEÇÃO DE ÁGUA: ESTUDO COMPARATIVO ENTRE OS MÉTODOS DE
DECLÍNIO TEMPORAL, VOLUMÉTRICO E DE SIMULAÇÃO NUMÉRICA

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado
ao Curso de Engenharia de Petróleo do Centro
de Tecnologia da Universidade Federal do
Ceará, como requisito parcial para obtenção do
título de Bacharel em Engenharia de Petróleo.

Orientador: Prof. PhD Luis Glauber Rodrigues.

Aprovado em: ___/___/____.

BANCA EXAMINADORA

Prof. PhD Luis Glauber Rodrigues (Orientador)

Universidade Federal do Ceará (UFC)

Prof. Dr. Vitor Moreira da Rocha Ponte

Universidade Federal do Ceará (UFC)

Dr. Herberth Arturo Vásquez Haro

Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro (PUC-Rio)

AGRADECIMENTOS

À minha família, que sempre foi minha base e meu tudo. Obrigado por todo o apoio e amor em todos os momentos da minha vida.

Aos meus pais, Marcelo e Alexandra, por desde cedo terem me ensinado o valor da educação.

À minha esposa, Julianna Lima, pelo companheirismo e amizade durante essa jornada.

Aos meus amigos que fiz durante da graduação: Raíssa Gomes, Hiago Lucena, Lara Maciel e Larissa Maciel. Obrigado por todos os bons momentos que vivemos durante nossa graduação.

Aos meus professores, em especial ao professor Luis Glauber Rodrigues. Obrigado pelo conhecimento transmitido, com certeza irei levar para minha vida profissional os ensinamentos e conselhos.

RESUMO

A injeção de água é um dos métodos de recuperação secundária mais utilizados em campos de petróleo. A água, quando injetada na formação rochosa, promove a pressurização do reservatório e isso, combinado ao deslocamento do óleo por ela, implica em uma recuperação final de óleo maior. Contudo, para que as vazões de óleo produzido se mantenham constantes, é necessário melhorar a eficiência de varrido volumétrica e a eficiência de deslocamento dentro de um cenário de aumento da razão água-óleo. Assim, a previsão da produção dos fluidos faz-se necessária para a seleção e a implantação de projetos de desenvolvimento da produção. O propósito deste estudo é comparar os resultados obtidos com a aplicação de cada um dos dois métodos de declínio de produção (temporal e volumétrico) na previsão de comportamento de um campo real (Marlim) e de um reservatório sintético e investigar qual apresenta melhor estimativa em comparação com o respectivo caso base – dado real de produção para o campo real e simulação numérica para o reservatório sintético. Para a realização deste estudo foram utilizados métodos de extrapolação do corte e da vazão de óleo que permitem a predição das produções futuras e anteveem problemas relacionados à capacidade das instalações de tratamento de água produzida. Um modelo de simulação *black oil* construído usando pacote de *softwares* comerciais de simulação e modelagem de reservatório CMG® 2019 foi utilizado para estudo do reservatório sintético. Dessa forma, os dados de produção (vazões de óleo e água, recuperações de óleo e produções acumuladas) gerados pela simulação numérica do reservatório sintético foram tomados como sendo os dados “reais” a serem utilizados na comparação entre os métodos para o reservatório sintético. Para o campo de Marlim foram utilizados dados de produção obtidos por meio da Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP). Dito isso, foi realizada a previsão do comportamento futuro da produção do campo de Marlim e do reservatório sintético por métodos de declínios temporal e volumétrico. Por fim, foi realizado um estudo comparativo a fim de avaliar o desempenho de cada método, tendo como base, para o reservatório sintético, a previsão gerada pelo *software* Imex-CMG® 2019, e, para o campo de Marlim, os dados reais de produção. Ao fim, são mostradas as fortalezas e as deficiências de cada método de comportamento proposto em análise comparativa.

Palavras-chave: Petróleo. Reservatório. Previsão de comportamento. Declínio de produção. Declínio volumétrico. Declínio temporal. Simulação numérica.

ABSTRACT

Water injection is one of the most used secondary recovery methods in oil fields. When injected into the rock formation, the water promotes pressurization of the reservoir and this, combined with the displacement of the oil through it, implies a greater final oil recovery. However, for the produced oil flow rates to remain constant, it is necessary to improve the volumetric sweeping efficiency and displacement efficiency within a scenario of increasing the water-oil ratio. Thus, forecasting the production of fluids is necessary for the selection and implementation of production development projects. The purpose of this study is to compare the results obtained with the application of each of the two production decline methods (rate time and volumetric) in the prediction of the behavior of a real oilfield (Marlim) and a synthetic reservoir and to investigate which one presents the best estimate in comparison with the respective base case - real production data for the real oilfield and numerical simulation for the synthetic reservoir. To carry out this study, methods of extrapolating the oil cut and the oil rate were used, which allow the prediction of future productions and foresee problems related to the capacity of the water treatment facilities produced. A black oil model built using commercial CMG® 2019 reservoir simulation and modeling software package was used to study the synthetic reservoir. In this way, the production data (oil and water rates, oil recoveries, and accumulated production) generated by the numerical simulation of the synthetic reservoir were taken as being the “real” production data to be used in the comparison between the methods for the synthetic reservoir. For the Marlim field, production data obtained through the National Agency of Petroleum, Natural Gas, and Biofuels (ANP) were used. That said, the future behavior of production at the Marlim field and the synthetic reservoir was forecast using methods of rate time and volumetric declines. Finally, a comparative study was carried out to evaluate the performance of each method, based on the forecast generated by the Imex-CMG® 2019 software for the synthetic reservoir, and, for the Marlim field, the real data of production. In the end, the strengths and weaknesses of each decline method proposed in the comparative analysis are shown.

Keywords: Oil. Reservoir. Production forecast. Production decline. Volumetric decline. Rate time decline. Numerical simulation.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Exemplo do método de declínio temporal.....	17
Figura 2 – Comportamento das curvas de declínio temporal.....	23
Figura 3 – Tipos de declínio volumétrico	27
Figura 4 – Recuperação de óleo como função da razão água-óleo.....	29
Figura 5 – Etapas de estudo de reservatório com uso de simulador numérico.....	33
Figura 6 – Mapa de localização do campo de Marlim.....	36
Figura 7 – Histórico de produção de Marlim	37
Figura 8 – Reservatório simétrico.....	38
Figura 9 – Distribuição de porosidades no reservatório	39
Figura 10 – Histórico de produção de óleo do reservatório sintético	41
Figura 11 – Histórico de produção de Marlim	47

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1 – Exemplo de ajuste de histórico para o declínio exponencial	19
Gráfico 2 – Exemplo de ajuste de histórico para o declínio harmônico	21
Gráfico 3 – Exemplo de ajuste de histórico para o declínio hiperbólico	22
Gráfico 4 – Produções acumuladas de óleo e água e fator de recuperação de óleo	43
Gráfico 5 – Vazões de óleo, água e razão água-óleo	44
Gráfico 6 – Pressão média no reservatório.....	44
Gráfico 7 – Produções acumuladas de óleo e água <i>versus</i> fator de recuperação.....	45
Gráfico 8 – Corte de óleo <i>versus</i> fração recuperada de óleo para Marlim.....	46
Gráfico 9 – Ajuste de histórico do campo de Marlim.....	48
Gráfico 10 – Corte de óleo <i>versus</i> fator de recuperação para o 1º período.....	49
Gráfico 11 – Corte de óleo <i>versus</i> fator de recuperação para o 2º período	51
Gráfico 12 – Ajuste de histórico para o 1º período	53
Gráfico 13 – Vazão de óleo <i>versus</i> tempo para o 1º período	54
Gráfico 14 – Ajuste de histórico para o 2º período	55
Gráfico 15 – Vazão de óleo <i>versus</i> tempo para o 2º período	55

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Análise gráfica para o declínio temporal	24
Tabela 2 – Comparação dos resultados para Marlim.....	56
Tabela 3 – Comparação dos resultados para o reservatório sintético	57

LISTA DE ABREVIACOES

CMG	Computer Modelling Group
EOR	Enhanced Oil Recovery
EUA	Estados Unidos da América
RAO	Razão gua-leo
SI	Sistema Internacional

LISTA DE SÍMBOLOS

fos	Corte de óleo
R	Fator de recuperação de óleo
Np	Produção acumulada de óleo
N	Volume original de óleo
qo	Vazão de óleo
qw	Vazão de água produzida
a	Taxa de declínio temporal
t	Tempo
n	Expoente de declínio temporal
ln	Logaritmo natural
α	Taxa de declínio volumétrico
β	Expoente de declínio volumétrico
Wp	Volume de água produzida
Wi	Volume de água injetada
Bo	Fator volume-formação do óleo
Δp	Queda de pressão
Vp	Volume poroso
ct	Compressibilidade total
We	Volume de água do aquífero
kgf	Quilograma-força
cm ²	Centímetro quadrado
m ³	Metro cúbico
MMm ³	Milhões de metros cúbicos
mD	Milidarcy
%	Porcentagem

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	14
2	OBJETIVOS	16
2.1	Objetivo geral	16
2.2	Objetivos específicos	16
3	REVISÃO DA LITERATURA	17
3.1	Declínio temporal	17
3.1.1	<i>Declínio exponencial</i>	18
3.1.1.1	Ajuste de histórico.....	19
3.1.1.2	Previsão de comportamento.....	19
3.1.2	<i>Declínio harmônico</i>	20
3.1.2.1	Ajuste de histórico.....	20
3.1.2.2	Previsão de comportamento.....	21
3.1.3	<i>Declínio hiperbólico</i>	21
3.1.3.1	Ajuste de histórico.....	22
3.1.3.2	Previsão de comportamento.....	22
3.1.4	<i>Declínio temporal</i>	23
3.2	Declínio volumétrico (ou do corte de óleo)	24
3.2.1	<i>Injeção de água e aumento da razão água-óleo</i>	24
3.2.2	<i>Equação geométrica do declínio volumétrico</i>	26
3.2.3	<i>Previsão de comportamento</i>	28
3.2.3.1	Volume de água produzida (W_p), volume de água injetada (W_i) e recuperação final (R).....	28
3.3	Simulação numérica de reservatórios de petróleo	31
3.3.1	<i>Classificação pelo tratamento matemático</i>	31
3.3.2	<i>Classificação pelo número de dimensões</i>	32
3.3.3	<i>Classificação de acordo com o número de fases</i>	32
3.3.4	<i>Uso de simuladores numéricos e etapas de um estudo de reservatório</i>	32
4	METODOLOGIA	35
4.1	Campo de Marlim	35
4.1.1	<i>Descrição dos reservatórios do campo de Marlim</i>	36
4.1.2	<i>Histórico de produção e previsão de comportamento do campo de Marlim</i>	36

4.2	Reservatório sintético	38
4.2.1	<i>Modelagem do reservatório sintético</i>	38
4.2.2	<i>Simulação do reservatório sintético</i>	39
4.2.3	<i>Histórico de produção e previsão de comportamento do reservatório sintético</i>	40
5	RESULTADOS E DISCUSSÕES	43
5.1	Simulação numérica	43
5.2	Campo de Marlim	45
5.2.1	<i>Previsão da produção do campo de Marlim pelo método de declínio volumétrico</i>	45
5.2.2	<i>Previsão da produção do campo de Marlim pelo método de declínio temporal</i>	47
5.3	Reservatório sintético	49
5.3.1	<i>Histórico de produção entre 1985-2000 e previsão para 01/01/2010 – método volumétrico</i>	49
5.3.2	<i>Histórico de produção entre 01/01/1985 e 01/01/2019 e previsão para 01/01/2035 – método volumétrico</i>	51
5.3.3	<i>Histórico de produção entre 01/01/1985 e 01/01/2000 e previsão para 01/01/2010 – método temporal</i>	52
5.3.4	<i>Histórico de produção entre 01/01/1985 e 01/01/2019 e previsão para 01/01/2035 – método temporal</i>	54
5.4	Comparação dos resultados obtidos por meio dos métodos de declínios temporal e volumétrico para os casos estudados	56
5.4.1	<i>Campo de Marlim</i>	56
5.4.2	<i>Reservatório sintético</i>	56
6	CONCLUSÃO	58
	REFERÊNCIAS	60
	APÊNDICE A – PLANILHAS DE CÁLCULO DE DECLÍNIO VOLUMÉTRICO – PLANILHAS DE CÁLCULO RESUMIDAS PARA O MÉTODO DE DECLÍNIO VOLUMÉTRICO	62
	APÊNDICE B – PLANILHAS DE CÁLCULO DE DECLÍNIO TEMPORAL – PLANILHAS DE CÁLCULO RESUMIDAS PARA O MÉTODO DE DECLÍNIO TEMPORAL	64
	APÊNDICE C – PLANILHA DE CÁLCULO DE DECLÍNIO VOLUMÉTRICO - PLANILHA DE CÁLCULO RESUMIDA PARA O MÉTODO DE DECLÍNIO VOLUMÉTRICO	66

APÊNDICE D – DESCRIÇÃO DO MODELO DE SIMULAÇÃO –	
DESCRIÇÃO DO MODELO DE SIMULAÇÃO (RESUMIDO).....	67

1 INTRODUÇÃO

A maioria dos reservatórios de petróleo brasileiros utiliza água para repor o espaço poroso deixado pelo óleo drenado (CORRÊA, 2006). Isso pode ser feito através de injeção de água nas camadas produtoras ou pela atuação natural do aquífero subjacente ao reservatório, também chamada de influxo natural.

A injeção de água é um dos métodos de recuperação secundária mais utilizados em campos de petróleo (CORRÊA, 2006). A água, quando injetada na formação rochosa, provoca a pressurização do sistema e isso, combinado ao deslocamento do óleo provocado por ela, implica em uma recuperação final de óleo maior. Em campos sob injeção ou influxo natural de água, a irrupção desse líquido nos poços produtores (*breakthrough*) se dá após um período de produção primária em que o reservatório produz sob mecanismos naturais provocados pela descompressão dos fluidos e pela compressão das formações produtoras. Dessa forma, há um contínuo aumento na vazão bruta produzida (água e óleo) e, conseqüentemente, um constante crescimento da razão água-óleo (RAO) ao mesmo tempo em que há contínua redução do corte de óleo.

O aumento do volume de água produzido implica restrições nas vazões de produção de óleo, uma vez que a capacidade das instalações de tratamento de água produzida é limitada e pode inviabilizar economicamente a produção. Portanto, faz-se necessário o uso de métodos de previsão de comportamento das vazões de produção/injeção que permitam a escolha do melhor projeto de desenvolvimento do campo e para o gerenciamento otimizado dos reservatórios.

Por meio de observações empíricas, Arps (1945) propôs uma equação hiperbólica que descreve o declínio das vazões de poços petrolíferos ao longo do tempo: declínio temporal. Para esse tipo de declínio, observam-se três tendências de comportamento das curvas de produção: hiperbólico, exponencial e harmônico, sendo os dois últimos os casos extremos, mais abrupto e mais suave, respectivamente. No entanto, o uso da equação de Arps não se mostra adequado em reservatórios sob injeção ou influxo de água em que tanto o aumento das vazões de injeção quanto o adensamento de malha (perfuração de novos poços produtores) permitem manter as vazões de óleo aproximadamente constantes, podendo provocar até o crescimento da produção de óleo.

Corrêa (2006) observou que, em campos sujeitos ao influxo natural ou à injeção de água, há um contínuo declínio do corte de óleo (f_{os}) com o aumento da recuperação de óleo (R),

onde $f_{os} = q_o/q_T$ e $R = N_p/N$, sendo q_o a vazão de óleo, q_w a vazão de água, q_T a vazão total do sistema, N_p a produção acumulada de óleo e N o volume original de óleo, todos medidos em condições de superfície. A análise de declínio de produção proposta por Corrêa (2006) tem como base a fração recuperada R . Assim, foi denominada como “declínio volumétrico”, para que haja diferenciação do declínio temporal de vazão de Arps (1945). De forma similar ao declínio temporal de Arps, o declínio do corte de óleo pode ser classificado de acordo com o comportamento das curvas de produção, tendo como casos extremos o declínio linear e o declínio harmônico, mais abrupto e mais suave, respectivamente.

O propósito deste estudo é comparar os resultados obtidos com a aplicação de cada um dos dois métodos de declínio de produção (temporal e volumétrico) na previsão de comportamento de um campo real (Marlim) e de um reservatório sintético. Além disso, investigar qual apresenta melhor estimativa em comparação com o respectivo caso base – dado real de produção para o campo real e simulação numérica para o reservatório sintético. Para isso, foi utilizado um modelo *black oil* construído usando o pacote de *softwares* de modelagem e simulação de reservatórios CMG® 2019.

Os dados de produção (vazões de água e óleo, recuperações de óleo e produção acumulada) gerados pelo *software* Imex-CMG® 2019 foram tomados como sendo os dados “reais” de produção utilizados na comparação entre os métodos para o reservatório sintético. Para o campo de Marlim, foram utilizados os dados reais de produção do campo obtidos por meio da ANP. Posteriormente, foram realizadas previsões do comportamento futuro da produção do campo de Marlim e do reservatório sintético utilizando os métodos de declínios temporal e volumétrico. Por fim, foi feito um estudo comparativo a fim de avaliar o desempenho de cada método de declínio tendo como base, para o reservatório sintético, a previsão gerada pelo *software* Imex-CMG® e, para o Marlim, os dados reais de produção.

2 OBJETIVOS

2.1 Objetivo geral

Realizar estudo comparativo entre os métodos de declínios volumétrico, temporal e de simulação numérica a partir de um modelo de simulação de reservatório e de dados de produção de um campo, ambos sob injeção de água.

2.2 Objetivos específicos

- a) Construir o modelo de simulação;
- b) Apresentar os gráficos resultantes da simulação numérica;
- c) Montar planilhas eletrônicas no Microsoft Excel® para realizar cálculos e plotar gráficos de cada método;
- d) Realizar previsão de comportamento de produção do reservatório sintético e do campo de Marlim: produções acumuladas de óleo e água, volume de água injetada, fator de recuperação de óleo e vazões de óleo e água;
- e) Comparar os resultados obtidos a partir de cada método e avaliar suas precisões.

3 REVISÃO DA LITERATURA

3.1 Declínio temporal

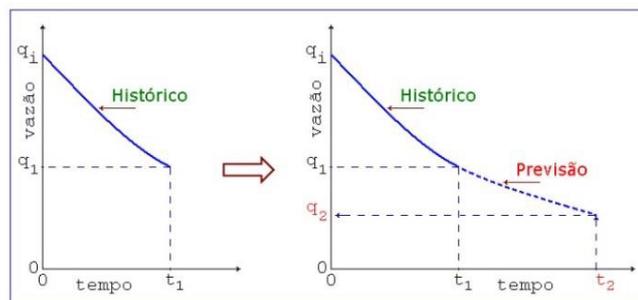
Realizar estimativas de reservas e prever a produção futura de reservatórios de petróleo têm sido grandes desafios para a indústria de óleo e gás (LI; HORNE, 2005). Para realizar essa tarefa, há uma grande variedade de métodos analíticos e numéricos que vai desde as técnicas de balanço de materiais até a simulação numérica de reservatórios (UKWU; ONYEKONWU; IKIENSIKIMAMA, 2015).

Dentre os diversos métodos analíticos, a análise de curvas de declínio de produção é o mais comum e mais acessível para se realizar estimativas de reservas (PURVIS; KUZMA, 2016). Por ser um método simplificado, sua aplicação demanda menos tempo que outros métodos, o que o torna particularmente útil quando se deseja realizar: estudos preliminares e de rotina, assim como ajuste de histórico, quando a quantidade de dados não é suficiente para utilização de outros métodos (ROSA, 2006). O método de análise das curvas de produção é fundamentalmente empírico e possui restrições para sua aplicação:

- a) as condições mecânicas dos poços não se alteram;
- b) as condições de drenagem do reservatório não devem ser alteradas: sem novos eventos como perfuração de novos poços produtores, implementação de projetos de recuperação secundária/terciária etc.

Para a realização do estudo de comportamento futuro da produção de óleo, é necessário o conhecimento da taxa de declínio de produção a (1/tempo) do(s) poço(s), do reservatório ou do campo. O valor de a deve ser obtido pelo estudo do comportamento passado da produção, isto é, por meio do ajuste de histórico, como exemplificado na Figura 1.

Figura 1 – Exemplo do método do declínio temporal



Fonte: elaborada pelo autor (2020).

A taxa de declínio de produção de um poço, reservatório ou campo é definida como:

$$a = -\frac{1}{q} \frac{dq}{dt} \quad (3.1)$$

onde q é a vazão de produção de óleo (volume/tempo) e t é o tempo. Segundo Rosa (2006), observações empíricas dos comportamentos de produção de poços e reservatórios mostraram que, na prática, a taxa de declínio de produção pode ser expressa pela seguinte equação empírica:

$$a = a_i \left(\frac{q}{q_i} \right)^n, \quad 0 \leq n \leq 1 \quad (3.2)$$

onde a_i é a taxa de declínio inicial, q_i é a vazão inicial de óleo e n é uma constante.

Arps (1945) definiu três tipos de declínio temporal de acordo com o valor assumido pela constante n : harmônico, exponencial e hiperbólico. A constante n é definida como expoente do declínio e é identificada sob qual dos três casos (harmônico, exponencial e hiperbólico) o poço/reservatório está produzindo. Saber o tipo de declínio permite ao engenheiro de reservatórios ter uma noção inicial do comportamento futuro da produção no que diz respeito à recuperação de óleo e à vida produtiva do reservatório. Portanto, o objetivo do estudo do declínio é a determinação dos valores das constantes n e a_i por meio de um ajuste de histórico dos dados de produção. Uma vez determinados, tais valores podem ser utilizados na previsão do comportamento futuro da produção de óleo do(s) poço(s), reservatório ou campo, e assim estimar as reservas de óleo remanescentes.

3.1.1 Declínio exponencial

No caso particular em que $n = 0$ na Eq. (3.2), a equação da vazão de óleo é definida como:

$$q = q_i \exp(-a_i t) \quad (3.3)$$

Nesse tipo de declínio, sua taxa permanece constante ao longo do tempo, o que o torna bastante desfavorável, uma vez que a taxa de declínio permanece igual à inicial.

Normalmente, o declínio exponencial ocorre em reservatórios que produzem sob mecanismo de gás em solução ou em reservatórios próximos do fim da vida produtiva com outros mecanismos de produção. Reservatórios com esse tipo de declínio, geralmente, apresentam baixos fatores de recuperação (ROSA, 2006).

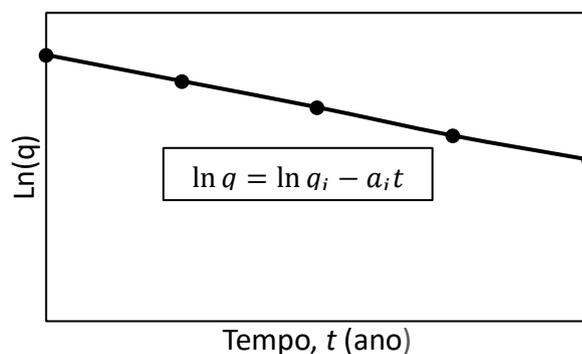
3.1.1.1 Ajuste de histórico

Tomando-se o logaritmo neperiano da Eq. (3.3) obtém-se:

$$\ln q = \ln q_i - a_i t \quad (3.4)$$

A Eq. (3.4) representa a equação de uma reta com coeficiente angular a_i . Isso significa que, no declínio exponencial, o gráfico de $\ln q$ versus t resulta em uma linha reta. A Eq. (3.4) também pode ser utilizada para calcular o valor da taxa inicial de declínio a_i , tomando-se um ponto qualquer sobre a curva ajustada. O gráfico resultante do ajuste de histórico para o declínio exponencial está exemplificado pelo Gráfico 1.

Gráfico 1 – Exemplo de ajuste de histórico para o declínio exponencial



Fonte: elaborado pelo autor (2020).

3.1.1.2 Previsão de comportamento

A vazão de produção de óleo pode ser obtida pela Eq. (3.3), utilizando o valor da taxa inicial de declínio a_i obtido pelo ajuste de histórico. O volume de óleo a ser produzido, isto é, a produção acumulada N_p (m^3) até um instante de tempo t , pode ser determinada por meio da seguinte equação:

$$N_p = 365 \left(\frac{q_i - q}{a_i} \right) \quad (3.5)$$

onde q (m^3 std/dia) é a vazão no instante t (anos) para o qual se deseja calcular a produção acumulada de óleo.

3.1.2 Declínio harmônico

No segundo caso particular, onde $n = 1$, a vazão de óleo é obtida pela equação:

$$q = \frac{q_i}{1 + a_i t} \quad (3.6)$$

Analisando a Eq. (3.6), pode-se observar que, devido à taxa inicial de declínio e a vazão inicial de óleo serem constantes, a taxa de declínio a decresce continuamente ao longo do tempo, a menos que sejam feitas alterações no sistema, como operações de estimulação/restauração de poços. Portanto, o declínio harmônico é um caso bastante favorável, ocorrendo durante certos períodos da vida produtiva de reservatórios que produzem sob mecanismo de influxo de água bastante acentuado (ROSA,2006), no qual o aquífero atua fortemente na manutenção da energia do sistema. O declínio harmônico também pode representar camadas sem fluxo cruzado em sistemas que tenham selantes contínuos, como folhelhos e camada de sal.

3.1.2.1 Ajuste de histórico

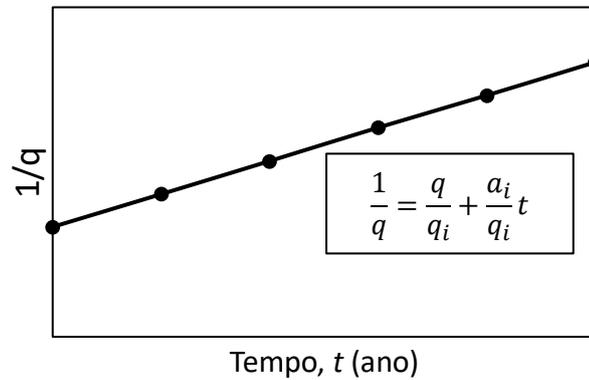
Tomando-se o inverso da Eq. (3.6), obtém-se:

$$\frac{1}{q} = \frac{q}{q_i} + \frac{a_i}{q_i} t \quad (3.7)$$

onde o gráfico de $1/q$ versus t resulta em uma linha reta com coeficiente angular a_i/q_i , similar ao Gráfico 2 apresentado a seguir. Assim, a taxa de declínio inicial pode ser obtida pela multiplicação do coeficiente angular da reta pela vazão inicial:

$$a_i = \left(\frac{a_i}{q_i}\right) q_i \quad (3.8)$$

Gráfico 2 – Exemplo de ajuste de histórico para o declínio harmônico



Fonte: elaborado pelo autor (2020).

3.1.2.2 Previsão de comportamento

A vazão de óleo, em um instante de tempo t qualquer, pode ser calculada fazendo uso da Eq. (3.6). Para o declínio harmônico, a produção acumulada de óleo N_p (m^3) é obtida pela equação:

$$N_p = 365 \frac{q_i}{a_i} \ln(1 + a_i t) \quad (3.9)$$

ou:

$$N_p = 365 \frac{q_i}{a_i} \ln\left(\frac{q_i}{q}\right) \quad (3.10)$$

3.1.3 Declínio hiperbólico

Por último, há o caso em que o expoente do declínio n encontra-se dentro do intervalo $0 < n < 1$. Nesse caso, a equação da vazão é:

$$q = \frac{q_i}{(1 + n a_i t)^{1/n}} \quad (3.11)$$

Acredita-se que a maioria dos reservatórios reais apresentam esse tipo de declínio de produção (ROSA, 2006).

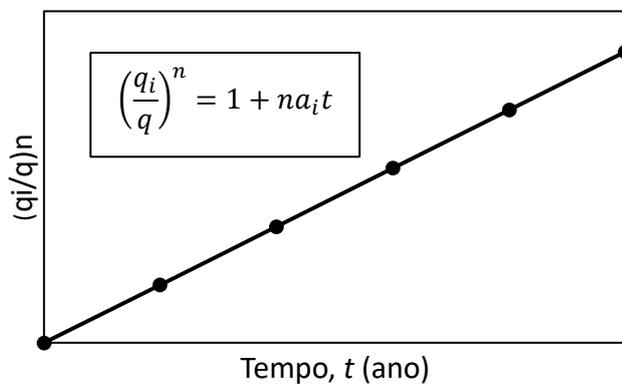
3.1.3.1 Ajuste de histórico

Para determinar os valores das constantes a_i e n a partir do ajuste de histórico, pode-se escrever a Eq. (2.22) da seguinte forma:

$$\left(\frac{q_i}{q}\right)^n = 1 + na_it \quad (3.12)$$

Ela representa a equação de uma reta. Dado o histórico de produção (q versus t), arbitram-se sucessivos valores de n de forma que, quando plotados os valores calculados de $(q_i/q)^n$ em um gráfico de coordenadas cartesianas em função do tempo t , obtenha-se uma linha reta. O Gráfico 3 apresenta um exemplo do ajuste de histórico para o declínio hiperbólico:

Gráfico 3 – Exemplo de ajuste de histórico para o declínio hiperbólico



Fonte: elaborado pelo autor (2020).

3.1.3.2 Previsão de comportamento

Pode-se calcular o valor da vazão de óleo em um tempo t qualquer pela Eq. (3.11), utilizando os valores de a_i e n determinados no ajuste de histórico. A produção acumulada de óleo N_p pode ser estimada fazendo uso da seguinte equação:

$$N_p = 365 \frac{q_i}{a_i} \left(\frac{1}{1-n} \right) \left[1 - \left(\frac{q}{q_i} \right)^{1-n} \right] \quad (3.13)$$

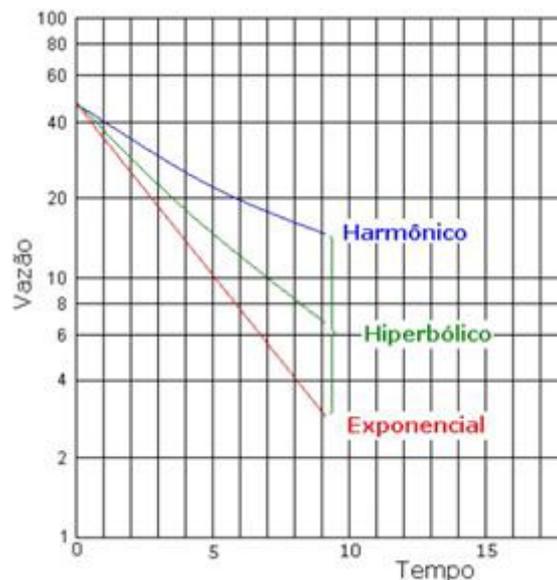
Na equação, as vazões são dadas em m^3std/d , a taxa de declínio em ano^{-1} , o valor de N_P em m^3 e é considerado que o ano possui 365 dias.

3.1.4 Declínio temporal

A análise de curvas de declínio é uma técnica em que os dados de produção de óleo e água do(s) poço(s) ou do reservatório são utilizados para prever a produção futura, permitindo estimar as reservas de óleo e a vida produtiva do ativo (PARYANI *et al.*, 2016). O conceito básico por trás da análise de curvas de declínio é o ajuste não-linear das curvas de produção de óleo – vazão de óleo *versus* tempo (UKWU; ONYEKONWU; IKIENSIKIMAMA, 2015).

Como mencionado nos tópicos 3.1.1 a 3.1.3, as curvas de declínio temporal descritas por Arps (1945) podem caracterizar três tipos de declínio de produção de óleo: exponencial, hiperbólico e harmônico, sendo o primeiro e o último os casos extremos, mais desfavorável e mais favorável, respectivamente. A Figura 2 mostra um gráfico em escala semilogarítmica da vazão de óleo *versus* tempo, e que é possível perceber a natureza de cada tipo de declínio.

Figura 2 – Comportamento das curvas de declínio temporal



Fonte: elaborada pelo autor (2020).

A análise gráfica é essencial para a identificação do tipo de declínio ocorrendo em um reservatório/campo ou conjunto de poços. A Tabela 1 apresenta os gráficos que devem ser plotados e indica quais tipos de declínio cada um representa.

Tabela 1 – Análise gráfica para o declínio temporal

$\ln q$ vs. t →	linha reta →	Declínio Exponencial
$1/q$ vs. t →	linha reta →	Declínio Harmônico
$(q/q)^n$ vs. t →	linha reta →	Declínio Hiperbólico

Fonte: elaborada pelo autor (2020).

É importante ressaltar que, a partir da base teórica lançada por Arps (1945), diversos autores desenvolveram outras abordagens e técnicas para a utilização e o aprimoramento do método de análise de curvas de declínio de produção (AITOKHUEHI, 2007). Dentre as mais conhecidas, estão os métodos gráficos desenvolvidos por Fetkhovic (1973) e Gentry (1972). Estudos mais recentes, como os de Okechukwu (2017) e Ukwu (2015), têm incorporado técnicas à análise de curvas de declínio, como o balanço de materiais e a regressão não-linear, em uma tentativa de robustecer o método e torná-lo ainda mais confiável.

3.2 Declínio volumétrico (ou do corte de óleo)

3.2.1 Injeção de água e aumento da razão água-óleo (RAO)

Antes do início da produção, as acumulações de petróleo possuem uma certa quantidade de energia, denominada energia primária. Com o início da produção, há uma dissipação dessa energia primária causada pela descompressão dos fluidos no reservatório e pelas resistências ao escoamento (devido às forças viscosas e capilares) encontradas no deslocamento dos fluidos até os poços produtores (ROSA, 2006). O decréscimo nos níveis de energia primária reflete-se na diminuição da pressão do reservatório durante sua vida produtiva e, conseqüentemente, leva à redução de produtividade dos poços.

Para minimizar os efeitos nocivos da dissipação de energia primária, faz-se necessário suplementar energeticamente o reservatório por meio da injeção de fluidos para repor o espaço poroso por meio de poços selecionados (injetores). A energia suplementar obtida

pela injeção de fluidos é denominada de energia secundária (ROSA, 2006), e a quantidade de óleo obtida com a suplementação de energia secundária é chamada de recuperação secundária.

O método de recuperação secundária mais utilizado no mundo é a injeção de água, utilizado primeiramente no campo de Bradford, nos EUA, no início do século XX (ROSA, 2006). A maioria dos campos brasileiros de óleo também utiliza a injeção de água como método de recuperação secundária (CORRÊA, 2006).

Com o início da injeção de água, observa-se, nas imediações do poço injetor, a elevação da saturação de água, a qual desloca o óleo através do meio poroso, formando um banco de óleo à sua frente. Entre a zona varrida pela água injetada e o banco de óleo, tem-se uma zona onde a saturação de água cai bruscamente, chamada de frente de avanço. Quando o banco de óleo atinge o poço produtor, nota-se um aumento significativo na produção de óleo.

O período de tempo que compreende o início da operação de injeção até a chegada do banco de óleo no poço produtor é denominado de enchimento ou *fill up*. Posteriormente, a frente de avanço chega no poço produtor e há a erupção de água ou *breakthrough*, refletindo no aumento significativo da produção de água e, por conseguinte, da RAO. No decorrer da vida produtiva do reservatório, a RAO continua a crescer até atingir níveis que irão inviabilizar economicamente a produção do reservatório.

Segundo Rosa (2006), dentre as atividades de gerenciamento de reservatórios, duas se destacam: a previsão do comportamento futuro de reservatórios e o controle da produção de água em campos maduros, onde a produção de água tende a ser elevada. Em reservatórios que produzem sob mecanismo de influxo de água ou onde tenha sido implantado um projeto de recuperação secundária através de injeção de água, a tendência é haver um aumento contínuo da água produzida. Prever o comportamento da produção de água permite antever problemas relacionados à capacidade das instalações de tratamento de água produzida, cuja restrição implica na redução de vazão de óleo.

Atualmente, estudos sobre diagnóstico de produção de água são bastante comuns na indústria de óleo e gás (SUKUBO, 2017). Chan (1995) foi o pioneiro no desenvolvimento de gráficos para a análise do comportamento da RAO. Os gráficos log-log da RAO *versus* tempo, propostos pelo autor, permitem identificar as tendências de produção de água e se a produção excessiva de água no poço é devido ao efeito de cone de água ou canalização nas imediações do poço. A estimativa da RAO futura é um parâmetro de grande importância para a análise e a previsão do comportamento da produção de óleo no reservatório.

3.2.2 Equação geométrica do declínio volumétrico

Em campos sujeitos ao deslocamento de óleo por água, seja esta provida pelo aquífero (influxo natural) ou por meio de injeção, observa-se que é possível manter o patamar de produção de óleo aproximadamente constante por longos períodos de tempo (CORRÊA, 2006). Isso, aliado ao adensamento de malha de drenagem do reservatório, provoca o crescimento da vazão bruta de óleo. No entanto, observa-se que, nesses casos, com o aumento da recuperação de óleo (R), existe um declínio contínuo do corte de óleo (f_{os}). O corte e a recuperação (ou fator de recuperação) de óleo são definidos a seguir:

$$f_{os} = \frac{q_o}{q_t} = \frac{q_o}{q_o + q_w} \quad (3.2.1)$$

$$R = \frac{N_P}{N} \quad (3.2.2)$$

onde q_o e q_w são as vazões de óleo e água, respectivamente, N_P é a produção acumulada de óleo e N é o volume original ou *oil in place*.

Segundo Corrêa (2006), o declínio do corte de óleo ocorrido após a o período de recuperação primária (R_i) pode ser expresso empiricamente como função da fração recuperada (R) pela equação geométrica:

$$f_{os} = [1 + \alpha\beta(R - R_i)]^{-1/\beta} \quad (3.2.3)$$

onde α e β são parâmetros do modelo, característicos de cada sistema, ou seja, poço, reservatório ou campo. O parâmetro α é o coeficiente de declínio do sistema e o parâmetro β , contido no intervalo $-1 \leq \beta \leq 1$ é o expoente do declínio. De forma similar ao declínio temporal, podemos classificar os tipos de declínio volumétrico pela manipulação do expoente β na Eq. (3.2.3). Para $\beta \geq 0$, a equação geométrica representa uma hipérbole, similarmente à equação de Arps. No entanto, para valores de $\beta < 0$, a equação geométrica descreve uma elipse, assim, dá-se a este caso o nome de **declínio elíptico**. Os casos particulares do declínio volumétrico são obtidos por meio da aplicação de valores específicos do expoente β .

Fazendo-se $\beta = 0$ na Eq. (3.2.3) e tomando o seu limite funcional, obtém-se o **declínio exponencial**, cuja expressão é:

$$f_{os} = e^{-\alpha(R-R_i)} \quad (3.3.4)$$

Analogamente, fazendo-se $\beta = -1$, obtém-se o **declínio linear**, expresso pela seguinte equação:

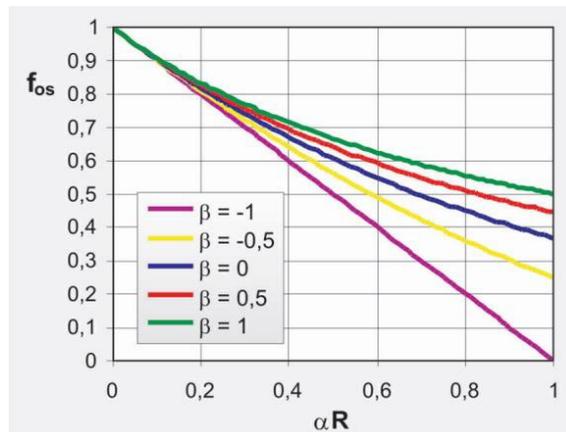
$$f_{os} = 1 - \alpha(R - R_i) \quad (3.3.5)$$

Por último, fazendo-se $\beta = 1$, obtém-se a expressão para o **declínio harmônico**:

$$f_{os} = \frac{1}{1 + \alpha(R - R_i)} \quad (3.2.6)$$

A Figura 3, a seguir, apresenta os diversos tipos de declínio:

Figura 3 – Tipos de declínio volumétrico



Fonte: Corrêa (2006).

A análise do declínio deve ser feita em gráficos de f_{os} versus R . A partir disso, observa-se a natureza de cada tipo de declínio: o declínio harmônico é o mais suave e o declínio linear o mais abrupto.

Segundo as observações de Corrêa (2006), em sistemas muito desordenados, como reservatórios bastante heterogêneos, o tipo de declínio do corte de óleo é do tipo exponencial. Em oposto a isso, observou-se que, em reservatórios bastante homogêneos possuem uma tendência para valores de β próximos a -1, ou seja, declínio do tipo linear.

Também foi observada uma relação entre o tipo de declínio e o fator de recuperação final: quanto menor o valor assumido pelo expoente β , ou seja, quanto mais próximo de um comportamento linear, maior é a fração final recuperada. Portanto, o declínio linear apresenta as maiores taxas de recuperação final de óleo.

3.2.3 Previsão de comportamento

3.2.3.1 Volume de água produzida (W_p), volume de água injetada (W_i) e recuperação final (R)

O declínio do corte de óleo está relacionado à fração recuperada por meio da seguinte expressão:

$$f_{os} = \frac{q_o}{q_t} = \frac{1}{q_t} \frac{dN_p}{dt} = \frac{N}{q_t} \frac{dR}{dt} \quad (3.2.7)$$

Substituindo-se a Eq. (2.2.3) na Eq (2.2.7) e separando as variáveis, resulta na equação diferencial:

$$dR + [1 + \alpha\beta(R - R_i)]^{-1/\beta} dR = \frac{1}{N} [q_o + q_w] dt \quad (3.2.8)$$

Integrando-se a Eq. (2.2.8):

$$\int_0^{R_i} dR + \int_{R_i}^R [1 + \alpha\beta(R - R_i)]^{-1/\beta} dR = \frac{1}{N} \int_0^t [q_o + q_w] dt \quad (3.2.9)$$

Sabendo-se que para $t = 0$ tem-se $R = 0$, o resultado da integração é:

$$\frac{W_p}{N_p} = R_i \frac{[1 + \alpha\beta(R - R_i)]^{1+1/\beta} - 1}{\alpha(1 - \beta)} \quad (3.2.10)$$

ou:

$$\frac{W_p}{N} = \frac{[1 + \alpha\beta(R - R_i)]^{1+1/\beta} - 1}{\alpha(1 - \beta)} - (R - R_i) \quad (3.2.11)$$

onde W_p é a produção acumulada de água e N é o volume original de óleo, ambos em unidades de volume.

Então, conhecendo-se a recuperação final R , pode-se determinar o volume de água total a ser produzido (W_p) ao longo da vida produtiva do reservatório. Para estimar o valor da recuperação final (R), é necessário estabelecer a RAO máxima na qual é possível produzir economicamente, ou seja, a RAO de abandono. A razão água-óleo está relacionada com o corte de óleo pela expressão:

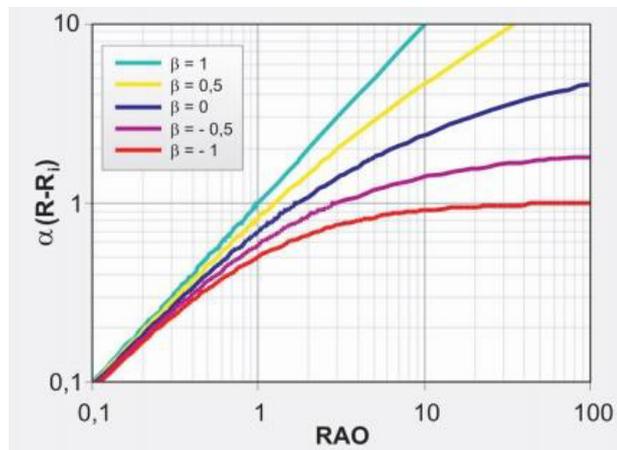
$$\frac{1}{f_{os}} = RAO + 1 = [1 + \alpha\beta(R - R_i)]^{1/\beta} \quad (3.2.12)$$

Rearranjando a Eq. (2.2.12):

$$R_f = R_i + \frac{[RAO_f + 1]^\beta}{\alpha\beta} - 1 \quad (3.2.13)$$

Assim, estabelecendo-se um valor máximo para RAO, pode-se obter a recuperação final pela Eq. (3.2.13). Na Figura 4, é apresentado o gráfico da recuperação final como função da razão água-óleo.

Figura 4 – Recuperação de óleo como função da razão água-óleo



Fonte: Corrêa (2006).

Para reservatórios sem gás livre, a injeção acumulada de água está relacionada às produções de óleo e água por meio da equação do balanço de materiais:

$$W_i + W_e = N_p B_o + W_p - V_p c_t \Delta p \quad (3.2.14)$$

onde W_i é a injeção acumulada de água, W_e é o influxo natural acumulado, B_o é o fator volume de formação do óleo, V_p é o volume poroso do reservatório, c_t é a compressibilidade total e Δp é a queda de pressão do reservatório. Dividindo os dois membros da Eq. (3.2.14) pelo volume original N tem-se que:

$$\frac{W_i + W_e}{N} = \frac{N_p B_o}{N} + \frac{W_p}{N} \quad (3.2.15)$$

Sendo W_p/N a definição da Eq. (3.2.11), a Eq. (3.2.15) torna-se:

$$\frac{W_i + W_e}{N} = R B_o + \frac{[1 + \alpha\beta(R - R_i)]^{1+1/\beta} - 1}{\alpha(1 - \beta)} - (R - R_i) \quad (3.2.16)$$

que rearranjando-se fica:

$$\frac{W_i + W_e}{N} = (B_o - 1)R + R_i + \frac{[1 + \alpha\beta(R - R_i)]^{1+1/\beta} - 1}{\alpha(1 - \beta)} \quad (3.2.17)$$

Assim, é possível prever, pela Eq. (3.2.17), o volume de água a ser injetado para se alcançar determinado fator de recuperação. A vazão de óleo em um determinado instante pode ser obtida pela Eq. 3.2.18:

$$q_o = \frac{q_i}{B_o + RAO} \quad (3.2.18)$$

onde B_o é o fator volume de formação do óleo, q_i é a vazão de injeção de água e RAO é a razão água-óleo.

A equação do declínio (Eq. 3.2.3) capta as condições operacionais do sistema. Portanto, alterações no sistema de drenagem do reservatório, como adensamento de malha e

intervenções em poços, afetam o tipo de declínio. Também é importante ressaltar que quanto maior o grau de exploração do sistema e, portanto, mais dados de histórico de produção, mais precisa é a predição do comportamento futuro do reservatório.

3.3 Simulação numérica de reservatórios de petróleo

A simulação numérica é um método utilizado na engenharia de petróleo para estimar características e prever o comportamento de um reservatório por meio do uso de *softwares* computacionais: os simuladores numéricos, também chamados de simuladores de fluxo. Um simulador de reservatórios prediz a performance do reservatório ao resolver, por métodos numéricos, as equações de fluxo e o estado que regem os fluidos no meio poroso (AZIZ, 1993). Os simuladores numéricos podem ser classificados em função de três características básicas: tratamento matemático utilizado, número de dimensões consideradas e número de fases admitidas (ROSA, 2006).

3.3.1 Classificação pelo tratamento matemático

- a) **Modelo do tipo *black oil* (ou volumétrico):** o modelo de simulador tipo *black oil* (ou volumétrico) considera, em seu tratamento matemático, funções da pressão e da temperatura do reservatório. Também se admite que cada uma das fases consideradas na simulação (água, óleo/gás) seja constituída por apenas um componente. Como é de conhecimento geral, o petróleo é composto por uma mistura de hidrocarbonetos, isto é, por inúmeros componentes. Assim, o modelo *black oil* é um modelo simplificado que não leva em consideração a influência dos diversos componentes da mistura;
- b) **Modelo composicional:** no modelo composicional, não mais admite-se apenas a pressão e a temperatura do reservatório no seu tratamento matemático, mas também a composição das diversas fases presentes no meio poroso. Nesse modelo, ao contrário do *black oil*, são levados em conta os vários componentes (hidrocarbonetos) que formam a fase óleo. Devido ao grande número de hidrocarbonetos que compõem o óleo, na prática, costuma-se agrupar diversos desses componentes, formando um grupo chamado de pseudocomponente. O

objetivo dessa simplificação é economizar tempo de simulação, pois o tratamento mais rigoroso inviabilizaria a utilização do modelo;

- c) **Modelo térmico:** o modelo térmico tem funções em seu tratamento matemático que levam em consideração a variação de temperatura no reservatório. Isso é útil em situações em que são impostas variações de temperatura no reservatório em casos de utilização de métodos térmicos de recuperação, como: injeção de vapor, injeção de água quente ou combustão *in situ*. Por tratar de situações complexas, o modelo térmico é necessariamente composicional.

3.3.2 Classificação pelo número de dimensões

- a) **Unidimensional:** o simulador do tipo unidimensional admite apenas o fluxo em uma única dimensão;
- b) **Bidimensional:** um simulador bidimensional simula o fluxo em duas dimensões, onde dois tipos de fluxo podem ser representados: fluxo horizontal (x, y) ou fluxo vertical (x, z);
- c) **Tridimensional:** no caso do simulador numérico tridimensional, a simulação de fluxo no meio poroso é realizada nas três direções (x, y e z).

3.3.3 Classificação de acordo com o número de fases

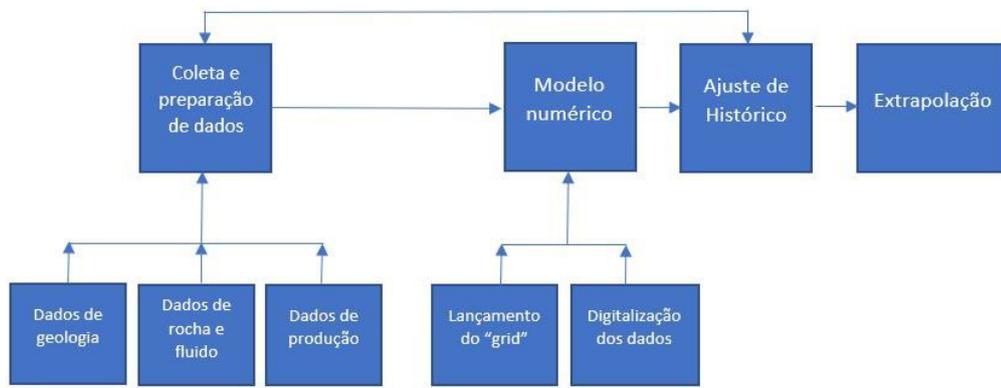
- a) **Monofásico:** o simulador é monofásico quando considera apenas a presença de uma fase no reservatório: óleo, água ou gás;
- b) **Bifásico:** o simulador bifásico considera a presença de duas fases, normalmente, óleo e água (reservatório de óleo) ou gás e água (reservatório de gás);
- c) **Trifásico:** considera a presença das três fases: óleo, água e gás.

3.3.4 Uso de simuladores numéricos e etapas de um estudo de reservatório

Fazer uso de um simulador numérico fornece ao engenheiro de petróleo informações sobre o desempenho de um campo ou reservatório sob diversos esquemas de

produção, de modo que se possa escolher as condições ótimas para produção. Dessa forma, é possível realizar estudos sobre o comportamento de um reservatório quando sujeito à injeção de fluidos (água, gás, vapor etc.), analisar o impacto na produção de diferentes vazões de injeção e/ou produção, determinar o efeito da localização e a construção dos poços na recuperação final de óleo ou gás, além de permitir a predição do comportamento da pressão, da razão água-óleo etc. Segundo Rosa (2006), as etapas comumente seguidas na execução de um estudo de reservatório utilizando simuladores numéricos são como mostrado na Figura 5.

Figura 5 – Etapas de estudo de reservatório com uso de simulador numérico



Fonte: adaptada de Rosa (2006).

- a) **Coleta e preparação de dados:** nessa fase inicial, procura-se armazenar e interpretar todos os dados disponíveis sobre o reservatório, incluindo dados de geologia, rocha, fluidos, produção e completação de poços. É importante ressaltar que quanto maior for a quantidade de dados disponíveis e melhor for sua qualidade, mais confiável será o estudo;
- b) **Preparação do modelo numérico:** essa etapa consiste na construção do modelo numérico propriamente dito. Inicialmente, faz-se o lançamento de *grid* ou de malha, isto é, constrói-se uma malha para transpor as informações necessárias para o modelo. Assim, o reservatório (no modelo) é dividido em várias células, onde cada uma é indicada por suas coordenadas x, y e z. Para compor o modelo numérico, a cada célula, são atribuídos valores de porosidade, permeabilidade, espessura etc. Finalizada essa etapa, todas as informações necessárias para “rodar” o simulador estão completas;
- c) **Ajuste de histórico:** nessa etapa, o principal objetivo é calibrar o modelo numérico com o reservatório real a partir dos dados de históricos de produção

(água, óleo e gás) e pressão. O ajuste consiste em calcular o comportamento passado do reservatório ou campo e comparar com o histórico disponível. Se a concordância não é satisfatória, dados como permeabilidade absoluta, permeabilidades relativas, porosidade etc. são variados de uma simulação para outra até que se obtenha um bom ajuste;

- d) **Extrapolação:** nessa etapa, utiliza-se o modelo de simulação para prever o comportamento futuro do reservatório. Nessa previsão, podem ser impostas diversas condições de produção, como limites para vazões de produção e injeção, abertura ou fechamento de poços a partir de uma determinada pressão de fluxo, manutenção de vazões por períodos de tempo determinados etc. Com isso, é possível realizar análises econômicas da exploração do campo ou do reservatório e definir o esquema ótimo de produção.

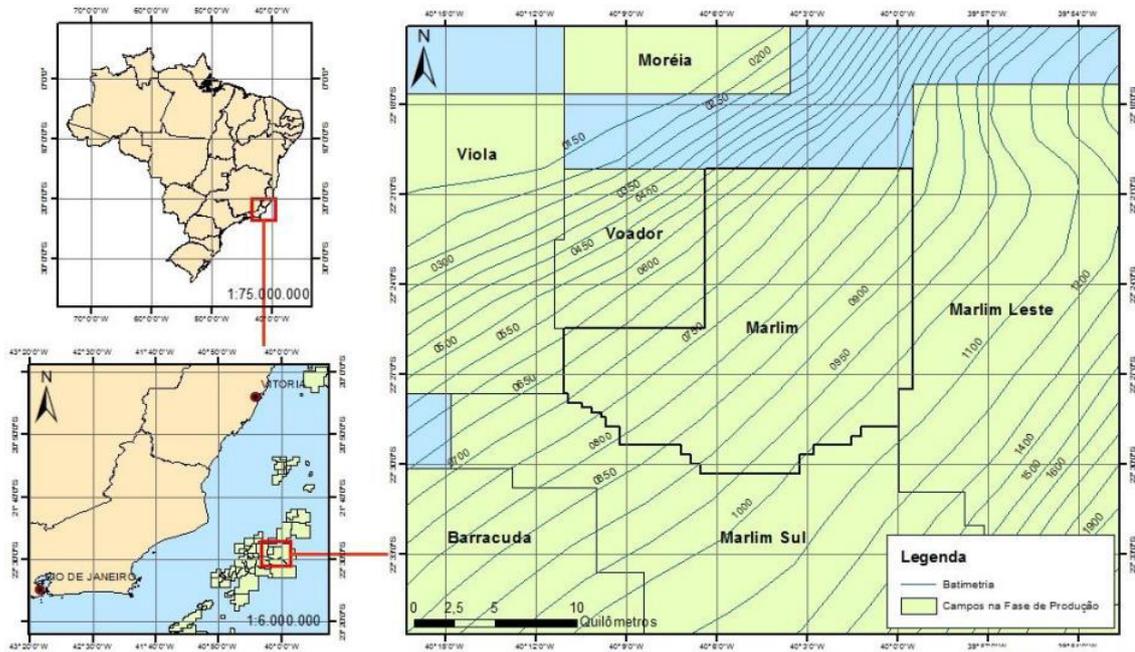
4 METODOLOGIA

Este trabalho é composto pelo estudo do comportamento da produção de um campo real e de um reservatório sintético. Para ambos os casos, foram aplicados os métodos analíticos de declínios temporal e volumétrico, para realizar ajuste de histórico de produção e prever a produção futura de óleo e/ou água, além de estimar a fração de óleo recuperada. Para o campo real, foram utilizados dados reais de produção de água e óleo; para o reservatório sintético, os dados de produção foram gerados por meio de simulação numérica. Ao fim, os resultados obtidos para as produções futuras do campo real e do reservatório sintético pelos métodos de declínios temporal e volumétrico foram comparados com os respectivos dados de produção de cada caso (reais e simulação numérica) para avaliar o desempenho de cada método de declínio de produção na previsão do comportamento da produção dos casos estudados.

4.1 Campo de Marlim

O campo de Marlim situa-se a cerca de 110 km do Cabo de São Tomé, no litoral norte do estado do Rio de Janeiro, na Bacia de Campos. O campo, operado pela Petrobras, teve sua produção iniciada em 17/03/1991. Possui uma área de cerca de 257,6 km² distribuídos em uma lâmina d'água que varia entre 620 e 1050 m (ANP, 2015). A Figura 6 traz o mapa de localização do campo de Marlim.

Figura 6 – Mapa de localização do campo de Marlim



Fonte: ANP (2015).

4.1.1 Descrição dos reservatórios do campo de Marlim

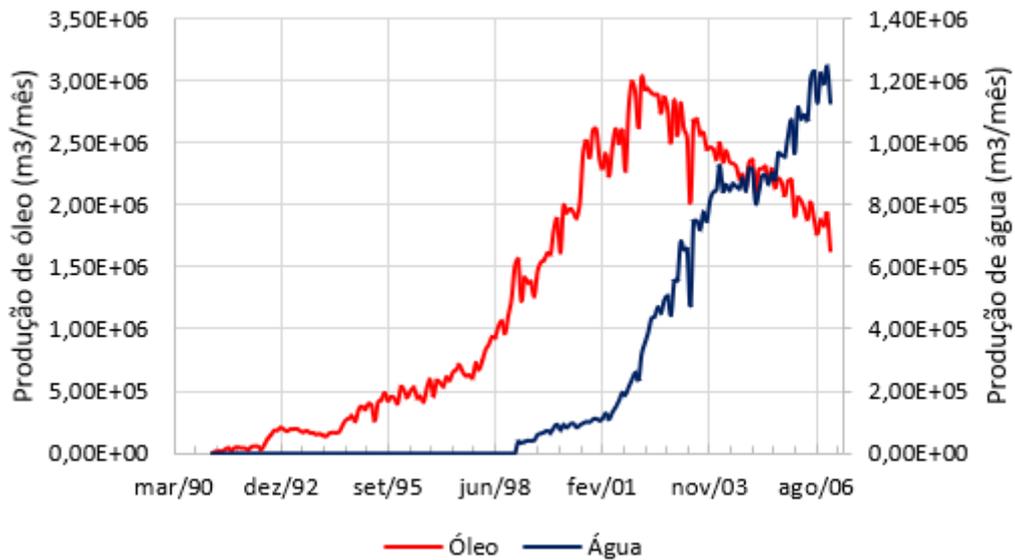
Os reservatórios são formados por arenitos com excelentes características permoporosas e elevados índices de produtividade e portadores de óleo entre 17 e 24 °API. O mecanismo primário de produção é o de gás em solução, com utilização de injeção de água como mecanismo de recuperação secundária. O sistema de drenagem do campo é composto por 60 poços produtores e 36 poços injetores. Marlim possui um volume de óleo *in place* de 6509,63 MM bbl (ANP, 2015).

4.1.2 Histórico de produção e previsão de comportamento do campo de Marlim

O histórico de produção de Marlim (Figura 7) foi obtido por meio dos dados de E&P disponibilizados no sítio eletrônico da Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP). Não foi possível obter as vazões instantâneas de óleo e água produzidos, no entanto, pôde-se obter as suas vazões médias mensais. O histórico de produção considerado compreende o período de 01/03/1991 a 01/01/2007, totalizando 16 anos de produção, divididos entre oito anos de produção primária e oito de produção secundária (injeção de água). Dessa forma, buscou-se estimar a fração recuperada (*R*) e a produção acumulada de

óleo em 01/03/2015 por meio dos métodos de declínios temporal e volumétrico. Além disso, comparar os resultados obtidos com a fração recuperada e a produção acumulada de óleo para o mesmo período informadas pela ANP. Para a aplicação de ambos os métodos de declínios de produção, foram construídas planilhas de cálculo eletrônicas no Microsoft Excel®.

Figura 7 – Histórico de produção de Marlim



Fonte: adaptada de ANP (2015).

A análise e a previsão do comportamento da produção de Marlim através do método de declínio volumétrico foram realizadas calculando-se os valores do corte de óleo f_{os} instantâneos a partir das vazões de óleo e água produzidos para cada fração de óleo recuperada (R) correspondente. Posteriormente, foi feito um ajuste de histórico dos pontos (f_{os} , R), por meio da ferramenta *Solver*, para determinar os parâmetros α e β na equação do corte de óleo (Eq. 3.2.3). O método de ajuste dos pontos (f_{os} , R) para a determinação dos parâmetros α e β foi a minimização da soma dos quadrados dos erros relativos através do método de solução GRG não-linear disponível no *Solver*. Uma vez determinados α e β pôde-se estimar a fração de óleo recuperada (R) e a produção acumulada de óleo (N_p) até 01/03/2015.

Para a análise e a previsão do comportamento da produção de Marlim pelo método declínio temporal, foi adotada metodologia similar ao declínio volumétrico. A partir do histórico de produção de Marlim, foram analisados os gráficos de vazão de óleo *versus* tempo (Tabela 1) para estimar o expoente n , a taxa de declínio a_i e identificar sob qual tipo de declínio temporal o campo produziu (exponencial, harmônico ou hiperbólico). Uma vez determinados

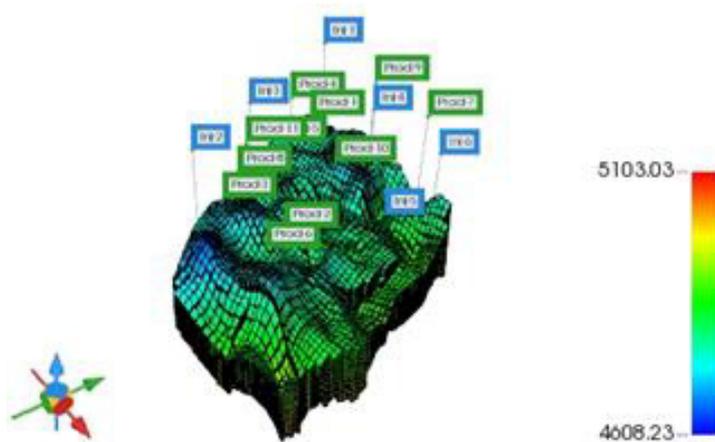
o expoente n e a taxa de declínio a_i , foi possível estimar a fração de óleo recuperada (R) e a produção acumulada de óleo (N_p) até 01/03/2015. Todo o procedimento de ajuste de histórico e a previsão de comportamento através dos métodos de declínios temporal e volumétrico foram realizados utilizando o Microsoft Excel®.

4.2 Reservatório sintético

4.2.1 Modelagem do reservatório sintético

O modelo de simulação (Figura 8) foi extraído do caso de referência UNISIM-II-H (UNISIM, 2018) e construído utilizando o software Builder-CMG® 2019 – *Computer Modelling Group* para modelagem de reservatórios. O arquivo de simulação contendo os dados compilados (*grid*, propriedades de rocha e fluidos etc.) e o código computacional é um arquivo de texto do tipo “.dat”, descrito de forma resumida no Apêndice D. Devido ao tamanho significativo dos dados de porosidade, permeabilidades e perda de carga nos poços, foi aplicada a função “*include*”, no código computacional, para evitar que o arquivo de simulação se tornasse longo em demasia. As unidades utilizadas seguem o SI, com exceção para pressão [kgf/cm^2] e para compressibilidade [kgf/cm^2]⁻¹.

Figura 8 – Reservatório sintético



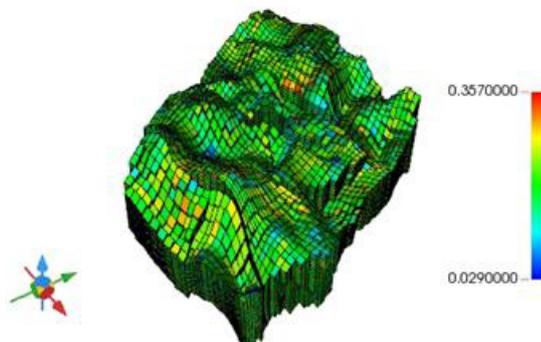
Fonte: elaborada pelo autor (2020).

O modelo de simulação é do tipo *black oil* e representa um reservatório carbonático, heterogêneo em suas propriedades e com *grid* do tipo *corner point*. As células estão dispostas no modelo da seguinte forma (i, j, k): $37 \times 56 \times 30$, com tamanho aproximado de $100 \times 100 \times 8$

m. O número total de células é 62.160, sendo 33.750 células ativas, isto é, que contribuem para o fluxo no reservatório. O sistema de drenagem do reservatório sintético é composto por 11 poços produtores de óleo equipados com sistema de elevação artificial *gas lift*. O método de recuperação secundária utilizado no modelo é a injeção de água, o qual opera por meio de seis poços injetores com vazões de injeção (STW) e pressão de fundo (BHP) de 6000 m³/d e 510 kgf/cm², respectivamente. Assim, o modelo possui um total de 17 poços, sendo 11 verticais (produtores) e seis horizontais (injetores). O volume original de óleo *in place* no reservatório é 207,087 MMm³.

Uma das principais características do reservatório sintético é sua heterogeneidade. Daí poder ser considerado quase “real”. Isso pode ser verificado na Figura 9, que apresenta a distribuição de porosidades ao longo do reservatório. A porosidade varia em um intervalo de 0,029 a 0,357 enquanto que os valores de permeabilidade estão contidos no intervalo de 0 a 4520 mD. Além disso, a compressibilidade da rocha é 19,1E-06 [kgf/cm²]⁻¹.

Figura 9 – Distribuição de porosidades no reservatório



Fonte: elaborada pelo autor (2020)..

4.2.2 Simulação do reservatório sintético

A simulação numérica do reservatório sintético foi realizada utilizando-se o simulador *black oil* IMEX-CMG® 2019. Na simulação, foi considerado que o reservatório tem sua produção iniciada em 01/01/1985, com 11 poços produtores e sem injeção de água. Essa configuração se mantém inalterada até 01/01/1989, quando se inicia a injeção de água para pressurizar novamente o reservatório e aumentar a recuperação de óleo. O reservatório segue produzindo até atingir uma RAO igual a 20, situação que ocorre em 01/01/2035, assim, tem-se o fim da simulação. Portanto, a vida produtiva do reservatório sintético simulado é de 50 anos divididos entre quatro anos de produção primária e 46 anos de produção secundária.

4.2.3 Histórico de produção e previsão de comportamento do reservatório sintético

A simulação gera um arquivo de saída “sr3”, o qual possui os resultados obtidos da simulação. Esse arquivo foi lido com o uso do *software* Results-CMG® 2019, permitindo a visualização e a organização dos dados de produção gerados pela simulação. Todos os dados necessários para a execução desse trabalho foram exportados do Results-CMG® 2019 para o Microsoft Excel®. Então, foram construídas planilhas eletrônicas para realizar os cálculos requeridos e para plotar os gráficos necessários para a análise gráfica de cada método analítico de declínio de produção.

Os dados de produção gerados na simulação foram tomados como sendo dados “reais”. Dessa forma, o estudo do comportamento da produção do reservatório foi aplicado a dois momentos distintos da vida produtiva do reservatório sintético. No primeiro momento, foi considerado que o histórico de produção compreende o período de 01/01/1985 até 01/01/2000 (15 anos), e, então, estimada a produção futura em 01/01/2010, isto é, 25 anos após o início da produção do reservatório simulado. Já no segundo momento, foi considerado que o histórico de produção do reservatório sintético compreende o período de 01/01/1985 até 01/01/2019 (34 anos) da simulação. Foi arbitrado um valor máximo igual a 20 para a RAO sob a qual a exploração do reservatório sintético é economicamente viável. Assim, buscou-se realizar a previsão do comportamento da produção a partir de 01/01/2019 até a condição de abandono (RAO = 20). Para a previsão de comportamento de produção nos dois momentos, foram analisados os seguintes parâmetros:

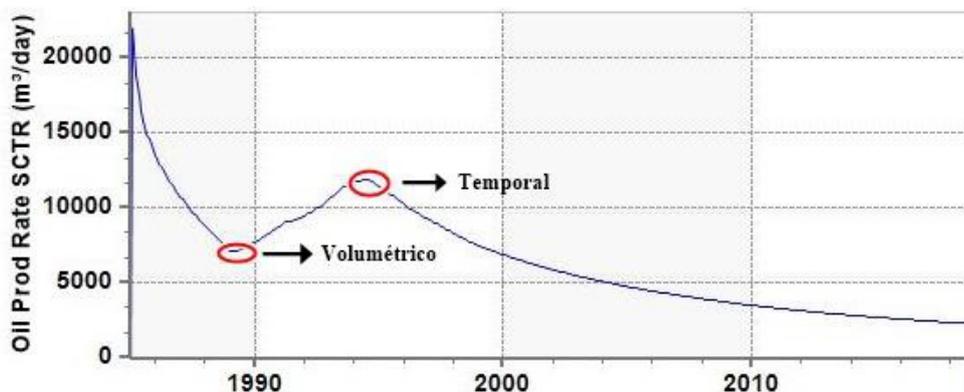
- a) fator de recuperação de óleo em 01/01/2010 e no abandono (R e R_f);
- b) produção acumulada de óleo até 01/01/2010 e até o abandono (N_p e N_{pf});
- c) vazão de óleo em 01/01/2010 e no abandono (q_o e $q_{o\ ab}$);
- d) volume de água injetada até 01/01/2010 e até o abandono (W_i e $W_{i\ ab}$);
- e) volume de água produzida até 01/01/2010 e até o abandono (W_p e $W_{p\ ab}$).

A análise das curvas de declínio pelo método volumétrico foi realizada com dados de histórico de produção gerados pela simulação numérica a partir de 01/01/1989, momento em que se inicia a injeção de água no reservatório sintético. A partir das vazões de óleo e água, foi calculado o corte de óleo f_{os} instantâneo para cada fator de recuperação de óleo R correspondente. Para a determinação dos parâmetros α e β – taxa de declínio e expoente do declínio, respectivamente – na equação do corte de óleo (Eq. 3.2.3), foi feito um ajuste não-linear dos pontos (f_{os} , R) por meio de método numérico. Para isso, a função *Solver* do Microsoft

Excel® foi empregada para encontrar os valores de α e β que resultassem na minimização da soma dos quadrados dos erros absolutos entre os valores de f_{os} obtidos da produção e os valores de f_{os} estimados. O método de solução empregado pelo *Solver* foi o GRG não-linear, utilizado para problemas suaves e não-lineares. Também foram aplicadas restrições aos parâmetros de solução para obedecer a Eq.3.2.3, que determina que $-1 < \beta < 1$. Uma vez determinados os valores de α e β do modelo, prosseguiu-se com a predição do comportamento futuro do reservatório.

O procedimento realizado para a análise da produção futura do reservatório sintético utilizando o método do declínio temporal se deu de forma similar ao método de declínio volumétrico: a partir do histórico de produção gerado pela simulação numérica, foram plotados gráficos da vazão de óleo *versus* o tempo para determinar os valores da constante n , da taxa de declínio inicial a_i e identificar sob qual tipo de declínio (exponencial, harmônico ou hiperbólico) o reservatório esteve produzindo. Os gráficos plotados seguiram as indicações da Tabela 1, apresentada na seção 3.1.4. Todo o procedimento de ajuste de histórico e previsão do comportamento futuro do reservatório sintético foi realizado no Microsoft Excel®. É importante ressaltar que, como descrito na seção 1 deste trabalho, o uso das equações descritas por Arps (1945) não se mostra adequado quando há o aumento temporário da produção de óleo. Por esse motivo, o histórico de vazões é tomado a partir de 01/08/1994 na simulação, diferentemente do caso volumétrico, como mostrado na Figura 10.

Figura 10 – Histórico de produção de óleo do reservatório sintético



Fonte: elaborada pelo autor (2020).

A ordem seguida para realização deste trabalho foi:

- a) construção do modelo de simulação (Builder e Cedit-CMG® 2019);
- b) simulação numérica do reservatório sintético (Imex-CMG® 2019);

- c) obtenção e organização dos dados de produção gerados pela simulação numérica (Results-CMG® 2019 e Excel® 2019);
- d) ajuste de histórico (Excel®);
- e) previsão do comportamento da produção do reservatório sintético (Excel®);
- f) comparação dos resultados obtidos.

Os apêndices A, B e C contêm as planilhas de cálculo resumidas que foram utilizadas para implementação da metodologia de cada método de declínio de produção.

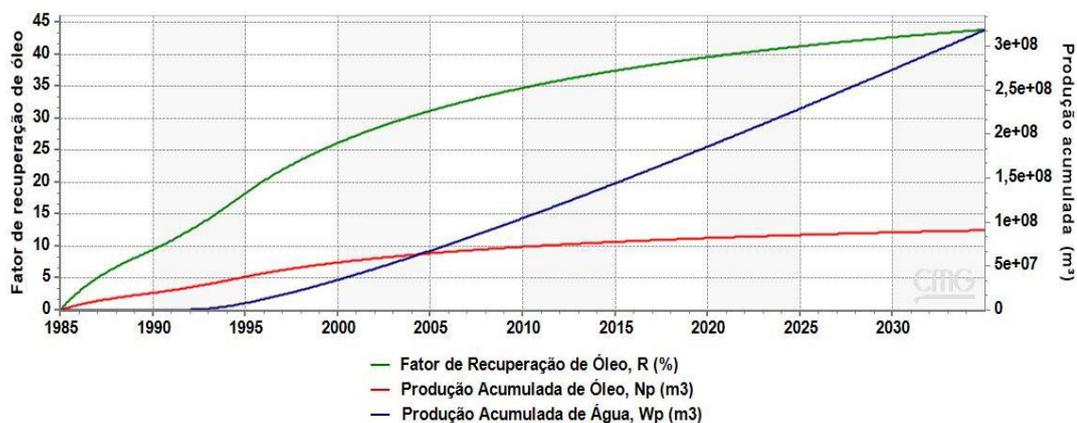
5 RESULTADOS E DISCUSSÕES

5.1 Simulação numérica

Os dados obtidos na simulação numérica do modelo de reservatório descrito na seção 4.2.1 foram utilizados como dados de produção “reais” para a previsão de comportamento futuro do reservatório sintético pelos métodos de declínios temporal e volumétrico para, posteriormente, comparar o desempenho de cada método de declínio de produção com o histórico de produção gerado pela simulação numérica. Os dados foram organizados utilizando o *software* Results-CMG® 2019 e, em seguida, exportados para o Microsoft Excel®.

O reservatório sintético apresenta um volume original de óleo *in place* $N = 207$ MMm³, com fator volume de formação do óleo igual a $B_o = 1,65$. O fator de recuperação de óleo inicial do reservatório sintético foi de $R_i = 0,082$. Para o primeiro período considerado (01/01/1985 a 01/01/2010), a produção acumulada de óleo (N_p) obtida foi de 72 MMm³, com fator de recuperação de óleo $R = 0,35$. Os volumes de água produzida (W_p) e injetada (W_i) ao longo desse período foram de 105 MMm³ e 212 MMm³, respectivamente, e a vazão de óleo (q_o), em 01/01/2010, era de 3485 m³/d. Para o segundo período considerado (01/01/1985 a 01/01/2035), isto é, até o “abandono” (fim da simulação), foi obtida uma produção acumulada de óleo de 90,8 MMm³ com fator de recuperação de óleo final $R = 0,44$, e vazão de óleo igual a 1246 m³/d. Os volumes de água injetada e produzida no reservatório sintético foram, respectivamente, 452 MMm³ e 319 MMm³. Os Gráficos 4, 5 e 6 apresentam os resultados obtidos na simulação numérica do reservatório sintético.

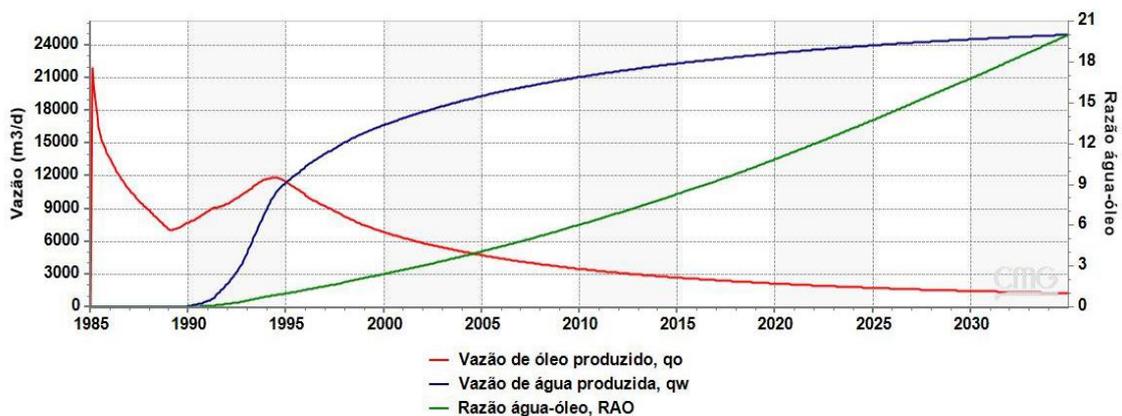
Gráfico 4 – Produções acumuladas de óleo e água e fator de recuperação de óleo



Fonte: elaborado pelo autor (2020).

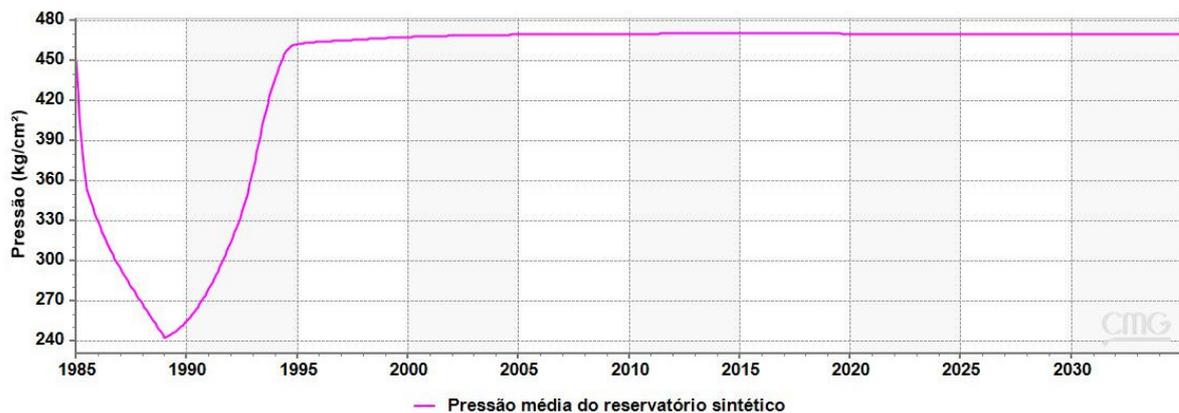
A análise do Gráfico 4 mostra a importância do estudo acerca da água produzida, uma vez que, no fim da vida produtiva do reservatório sintético, a quantidade de água produzida é, aproximadamente, 3,5 vezes maior que o volume de óleo recuperado. No Gráfico 5, pode-se perceber o efeito da injeção de água na produção de óleo que vinha caindo vertiginosamente devido à perda de energia primária. Nota-se também um crescimento abrupto da vazão de água produzida a partir de meados de 1992, consolidando um cenário de RAO sempre crescente e de declínio da produção de óleo.

Gráfico 5 – Vazões de óleo, água e razão água-óleo



Fonte: elaborado pelo autor (2020).

Gráfico 6 – Pressão média no reservatório



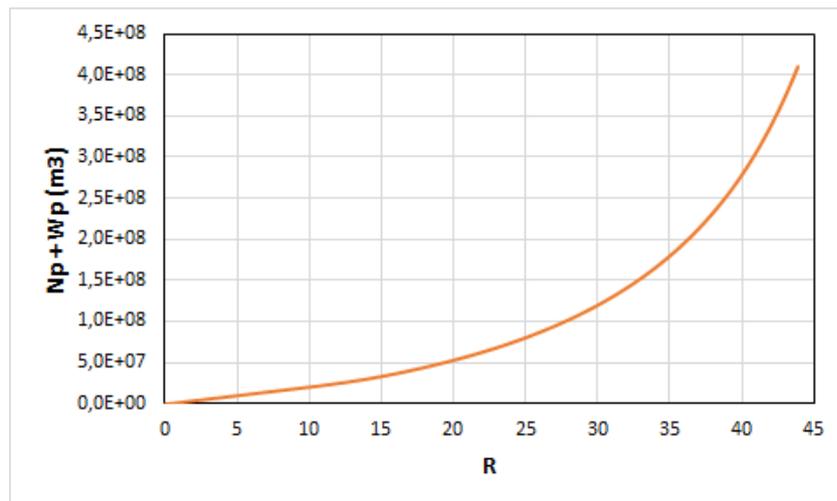
Fonte: elaborado pelo autor (2020).

O Gráfico 6 mostra o efeito da injeção de água na pressão do reservatório sintético. A partir do início da produção primária (1985), houve uma queda vertiginosa na pressão do reservatório. Essa tendência de queda seguiu até o início da produção secundária (1989), quando se iniciou a injeção de água e ocorreu a pressurização gradual do reservatório. O perfil

de pressão se manteve aproximadamente constante até o fim da vida produtiva do reservatório, o que, dentre outros fatores, contribuiu para a recuperação de óleo adicional ($R = 44\%$) obtida na simulação numérica.

Uma análise muito útil para avaliação de projetos de Enhanced Oil Recovery (EOR) pode ser realizada a partir dos dados obtidos com a simulação numérica. A exemplo disso, o Gráfico 7 pode ser utilizado no estudo de vários cenários para definição do melhor projeto de EOR a ser implementado no reservatório. Esse exemplo demonstra o grande potencial da simulação numérica frente a métodos analíticos, como análise de curvas de declínio de produção. Isso se deve ao fato de o modelo de simulação integrar dados complexos do reservatório – fluidos, rochas, poços, mapa geológico etc. – e de o simulador de fluxo possuir argumento matemático capaz de traduzir os fenômenos físicos que ocorrem no meio poroso.

Gráfico 7 – Produções acumuladas de óleo e água *versus* fator de recuperação



Fonte: elaborado pelo autor (2020).

5.2 Campo de Marlim

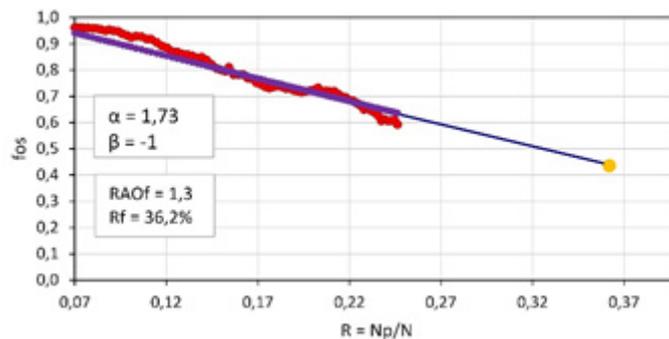
5.2.1 Previsão da produção do campo de Marlim pelo método de declínio volumétrico

Para fazer a previsão da produção do campo de Marlim pelo método de declínio volumétrico, foi considerado o histórico de produção que compreende o período de tempo entre 01/03/1991 a 01/01/2007. A recuperação primária do campo foi $R_i = 0,036$, resultando em uma produção acumulada inicial de óleo de $N_p = 36,9 \text{ MMm}^3$ e, a partir deste ponto (início da

recuperação secundária), foram calculados os valores de corte de óleo instantâneos e de RAO instantânea até 01/01/2007.

A previsão de comportamento de Marlim foi realizada avaliando a curva de declínio de corte de óleo (Gráfico 8). No Gráfico 14, os pontos em vermelho representam os valores medidos de corte de óleo, enquanto a linha azul e o círculo amarelo representam, respectivamente, a extrapolação e a fração de óleo recuperada em março/2015. Os parâmetros α e β do modelo (Eq. 3.2.3) foram determinados utilizando o *Solver* do Microsoft Excel®, resultando em $\alpha = 1,73$ e $\beta = -1$. Como indicado pelo expoente de declínio (β), o campo de Marlim apresentou declínio do tipo linear durante o período de tempo considerado.

Gráfico 8 – Corte de óleo *versus* fração recuperada de óleo para Marlim



Fonte: elaborado pelo autor (2020).

Uma vez determinados os parâmetros do modelo e sabendo pelo histórico de produção do campo que a razão água-óleo para março/2015 era $RAO = 1,3$ pôde-se estimar a fração recuperada de óleo e a produção acumulada de óleo:

$$R_f = R_i + \frac{[RAO + 1]^\beta - 1}{\alpha\beta} = 0,036 + \frac{[1,3 + 1]^{-1} - 1}{1,73 \cdot (-1)} = 0,362$$

Sabendo que o volume de óleo *in place* do campo de Marlim é $N = 1035 \text{ MMm}^3$, a produção acumulada até março/2015 foi de:

$$N_p = R \cdot N = 0,362 \cdot 1035 = 375 \text{ MMm}^3$$

5.2.2 Previsão da produção do campo de Marlim pelo método de declínio temporal

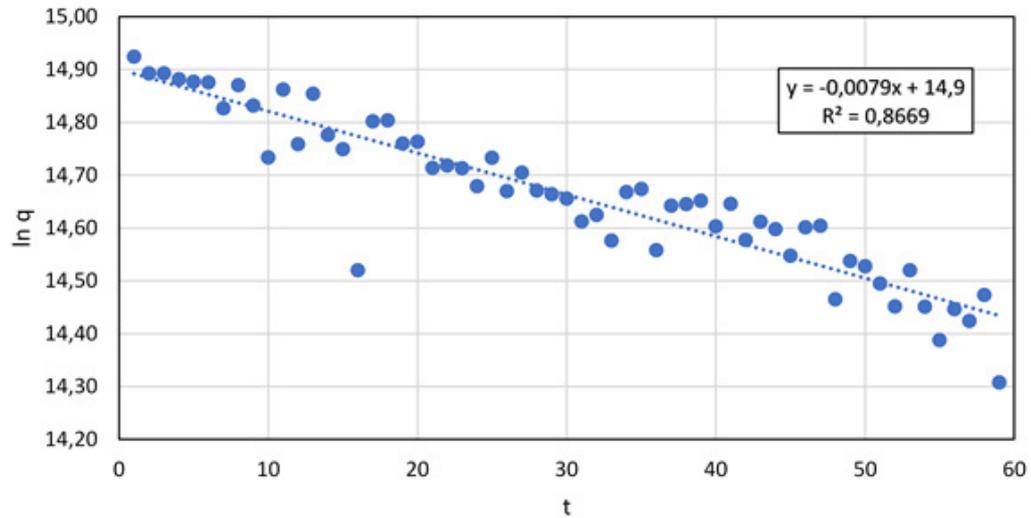
Para a previsão da produção de Marlim através do método de declínio temporal, foi analisado o comportamento da vazão de óleo ao longo do tempo. Apesar de o período histórico considerado estar entre 03/1991 e 01/2007, as equações de Arps (1945) não se aplicam quando há aumento temporário na produção de óleo. Dessa forma, para o procedimento de cálculo, foi considerado o período entre 03/2002 e 01/2007, como indicado na Figura 11.

Figura 11 – Histórico de produção de Marlim



Fonte: adaptada de ANP (2015).

Em um primeiro momento, foi realizado o ajuste de histórico da produção de óleo para obter a taxa de declínio (a_i) e o tipo de declínio temporal (n) sob o qual o campo produziu no período considerado. Para isso, foi realizada análise gráfica seguindo o procedimento apresentado na Tabela 1. Constatou-se que o gráfico que melhor ajustou os pontos da curva foi $\ln q$ versus t , indicando declínio do tipo exponencial ($n = 0$), como mostrado no Gráfico 9.

Gráfico 9 – Ajuste de histórico do campo de Marlim

Fonte: elaborado pelo autor (2020).

A partir da equação da reta (Gráfico 9), foi obtida a taxa de declínio $a_i = 0,0079/\text{mês}$. Sabendo que a produção acumulada de óleo até fevereiro/2002 é $N_{p,2002} = 166 \text{ MMm}^3$, e que a vazão de óleo na mesma data é $q_i = 3,031512 \text{ MMm}^3/\text{mês}$, a vazão de óleo em março/2015 foi estimada em:

$$q = q_i \exp(-a_i \cdot t) = 3,031512 \exp(-0,0079 \cdot 157) = 0,877 \text{ MMm}^3/\text{mês}$$

A produção acumulada de óleo até março/2015 e a fração recuperada foram estimadas em:

$$N_{p(2015)} = \frac{q_i - q}{a_i} + N_{p(2002)} = \frac{3,031 - 0,877}{0,0079} + 116 = 388 \text{ MMm}^3$$

$$R = \frac{N_{p(2015)}}{N} = \frac{388}{1035} = 0,375$$

onde N é o volume de óleo *in place* no campo de Marlim.

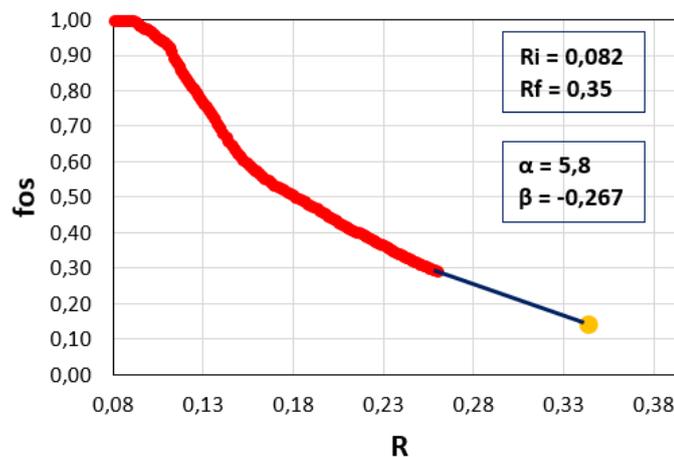
5.3 Reservatório sintético

5.3.1 Histórico de produção entre 1985-2000 e previsão para 01/01/2010 – método volumétrico

Para, posteriormente, comparar os resultados obtidos pelo método de declínio volumétrico com os resultados obtidos pelo método de declínio temporal e com a simulação numérica, nesta etapa, foi considerado que a vida produtiva do reservatório sintético compreendia o período de janeiro de 1985 a janeiro de 2000 da simulação numérica, para, assim, prever a produção futura do reservatório em janeiro de 2010, ou seja, $\Delta t = 10$ anos. Os volumes acumulados até janeiro de 2000 foram $N_p = 54,2 \text{ MMm}^3$; $W_p = 34,5 \text{ MMm}^3$ e $W_i = 117 \text{ MMm}^3$, resultando em um fator de recuperação de óleo $R = 0,26$. Nesse instante, a vazão de injeção era de $26305 \text{ m}^3/\text{d}$ de água. Para prever as produções do reservatório sintético, foi analisado o comportamento do corte de óleo (Gráfico 10).

No Gráfico 10, os pontos em vermelho representam os valores medidos do corte de óleo, obtidos a partir do histórico de produção do reservatório sintético gerado pela simulação numérica, enquanto a linha azul representa a extrapolação, e o círculo amarelo indica os valores do fator de recuperação e do corte de óleo em janeiro de 2010. Os parâmetros α e β do modelo (Eq. 3.2.3) foram determinados utilizando a função *Solver* do Microsoft Excel®, resultando em $\alpha = 5,8$ e $\beta = -0,267$. Como indica o parâmetro β , o declínio obtido é do tipo elíptico ($-1 < \beta < 0$).

Gráfico 10 – Corte de óleo versus fator de recuperação para o 1º período



Fonte: elaborado pelo autor (2020).

Uma vez conhecidos os valores de α e β e considerando que a vazão de injeção de água no reservatório sintético permaneceria constante, pôde-se calcular o volume de água injetada rearranjando-se a Eq. 3.2.17, resultando em:

$$Wi = 1,17E + 08 + 10.365.26305 = 213 \text{ MMm}^3$$

A fração recuperada de óleo do reservatório sintético prevista para janeiro de 2010 foi obtida substituindo os parâmetros conhecidos na Eq. 3.2.17 e resolvendo-a para R . Como não há influxo do aquífero para o reservatório ($We = 0$), tem-se:

$$\frac{2,13.10^8}{2,07.10^8} = (1,65 - 1)R + 0,082 + \frac{[1 + 5,8.(-0,267)(R - 0,082)]^{1+1/-0,267} - 1}{5,8.(1 - (-0,267))}$$

Assim, para o reservatório sintético, obteve-se uma fração recuperada de óleo $R = 0,35$ para o instante considerado. Sabendo-se que $R = N_p/N$, a produção acumulada de óleo estimada até janeiro de 2010 foi $N_p = 71,7 \text{ MMm}^3$.

Como já mencionado, a simulação numérica do reservatório sintético apontou um cenário de crescente razões água-óleo ao longo da vida produtiva do reservatório sintético. Por esse motivo, tanto no caso deste trabalho como na prática real, é de grande valor estimar o comportamento da RAO. Por meio da Eq. 3.2.13, obteve-se que $RAO = 6,18$. Caso o valor de R não fosse conhecido, poder-se-ia seguir o caminho inverso e, definindo um valor de RAO para o qual se desejasse obter o fator de recuperação de óleo correspondente. Através da Eq. 3.2.18, a vazão de óleo estimada para janeiro de 2010 foi:

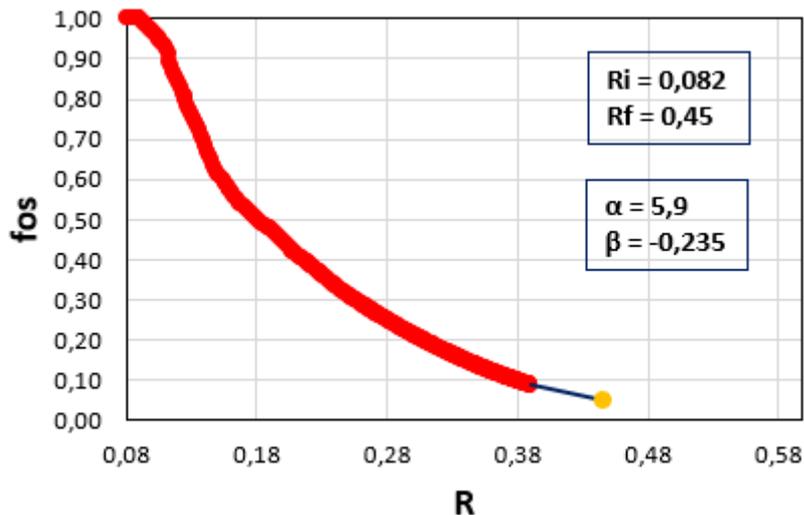
$$q_o = \frac{q_i}{Bo + RAO} = \frac{26305}{1,65 + 6,18} = 3360,1 \text{ m}^3/d$$

O volume de água produzido no reservatório sintético foi estimado em $W_p = 103 \text{ MMm}^3$.

5.3.2 Histórico de produção entre 01/01/1985 e 01/01/2019 e previsão para 01/01/2035 – método volumétrico

De forma semelhante à 1ª etapa, o estudo do comportamento da produção do reservatório sintético na 2ª etapa foi realizado tomando o histórico de produção gerado pela simulação numérica entre janeiro de 1985 e janeiro de 2019. Em seguida, buscou-se prever a produção do reservatório sintético em janeiro de 2035, ou seja, com intervalo de tempo $\Delta t = 16$ anos. Os volumes acumulados até janeiro de 2019 foram $N_p = 81,1 \text{ MMm}^3$; $W_p = 177 \text{ MM m}^3$ e $W_i = 297 \text{ MMm}^3$, resultando em um fator de recuperação de óleo $R = 0,392$. A vazão de injeção de água naquele momento era de $26208 \text{ m}^3/\text{d}$. A previsão da produção do reservatório sintético nessa etapa também foi realizada pelo estudo do declínio do corte de óleo (Gráfico 11) para, posteriormente, realizar a comparação entre os métodos de declínios temporal e volumétrico com a simulação numérica.

Gráfico 11 – Corte de óleo *versus* fator de recuperação para o 2º período



Fonte: elaborado pelo autor (2020).

No Gráfico 11, os pontos em vermelho representam os valores medidos do corte de óleo obtidos a partir do histórico de produção gerado pela simulação numérica, já a linha azul representa a extrapolação feita, e o círculo amarelo indica os valores do corte de óleo e do fator de recuperação previstos para janeiro de 2035. Os parâmetros α e β do modelo foram obtidos pela função *Solver* do Microsoft Excel®, resultando em $\alpha = 5,9$ e $\beta = -0,235$. O valor de β obtido indica que o declínio é do tipo elíptico.

Conhecidos os parâmetros α e β do modelo, foi possível prever os valores dos parâmetros de produção do reservatório sintético. Diferentemente da primeira etapa, foi fixado um valor máximo da $RAO = 20$, para a qual o reservatório seria economicamente viável. Assim, buscou-se, nessa etapa, prever a produção em condições de abandono. O fator de recuperação final de óleo obtido foi:

$$R_f = 0,082 + \frac{[20 + 1]^{-0,235} - 1}{5,8 \cdot (-0,235)} = 0,45$$

resultando em uma produção acumulada de $N_p = 93 \text{ MM m}^3$ de óleo. A vazão de óleo no abandono prevista foi:

$$q_o = \frac{26208}{1,65 + 20} = 1246,5 \text{ m}^3/d$$

Os volumes acumulados de água injetada e produzida puderam ser calculados facilmente pelas Eqs. 3.2.11 e 3.2.17. Para o reservatório sintético, esses volumes foram, respectivamente, $W_i = 488 \text{ MMm}^3$ e $W_p = 348 \text{ MMm}^3$.

Tendo em perspectiva os parâmetros de modelo α e β obtidos nas duas etapas, observou-se que eles apresentaram valores bastante próximos, divergindo entre si apenas nas casas decimais. Isso pode ser explicado devido ao fato de que as condições de drenagem do reservatório sintético foram mantidas constantes para todo o período de tempo considerado na simulação numérica.

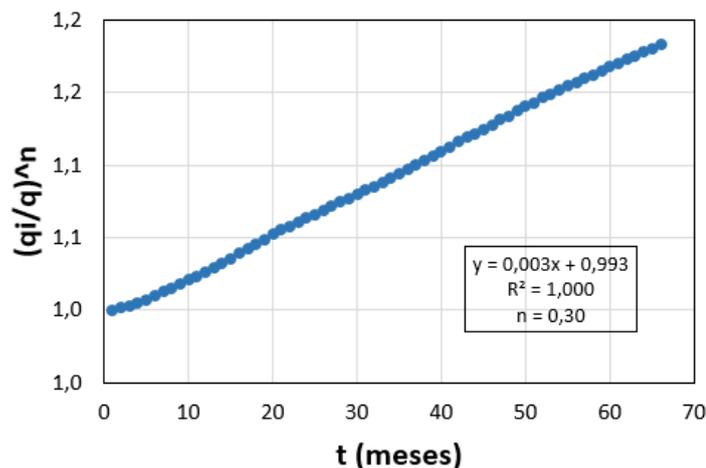
5.3.3 Histórico de produção entre 01/01/1985 e 01/01/2000 e previsão para 01/01/2010 – método temporal

Para a previsão do comportamento da produção do reservatório sintético pelo método de declínio temporal, foi analisado o comportamento da vazão de óleo ao longo do tempo. Apesar do histórico de produção compreender o período de janeiro de 1985 a janeiro de 2000, as equações desenvolvidas por Arps (1945) não se aplicam a casos em que existe aumento temporário na produção de óleo. Dessa forma, as vazões de óleo tomadas para o procedimento de cálculo estão contidas no intervalo de agosto de 1994 a janeiro de 2000, totalizando um

intervalo de tempo $t = 15,33$ anos. No entanto, as produções acumuladas de óleo e água e o fator de recuperação de óleo foram considerados nos cálculos, uma vez que fazem parte do histórico de produção, e a análise correta necessita desses valores.

Em um primeiro momento, foi realizado o ajuste de histórico dos dados de produção obtidos com a simulação do reservatório sintético para obter a taxa de declínio (a_i) e o tipo de declínio temporal (n) sob o qual o reservatório sintético produziu. Para isso, foi realizada análise gráfica seguindo o procedimento apresentado na Tabela 1. Constatou-se que o valor do expoente n de declínio que melhor ajustou os pontos da curva foi 0,30, indicando declínio do tipo hiperbólico (Gráfico 12).

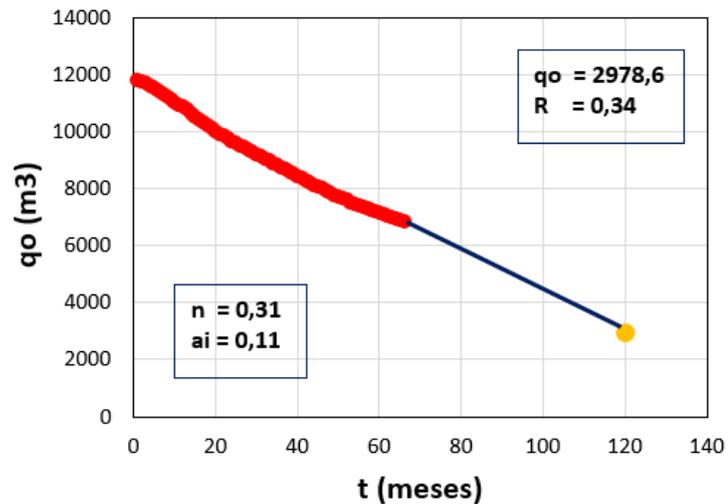
Gráfico 12 – Ajuste de histórico para o 1º período



Fonte: elaborado pelo autor (2020).

O Gráfico 12 apresenta o tipo de ajuste de histórico feito e o expoente n de declínio. A partir do coeficiente angular da reta ajustada no gráfico, foi possível calcular a taxa de declínio, obtendo $a_i = 0,11/\text{ano}$. Uma vez conhecidos a taxa de declínio e o expoente de declínio, pôde-se estimar a produção acumulada de óleo e a vazão de óleo em janeiro de 2010, sendo: $Np = 70,4 \text{ MMm}^3$ e $q_o = 2978,6 \text{ m}^3/\text{s}$. O fator de recuperação de óleo obtido foi $R = 0,34$. O Gráfico 13 apresenta o declínio da vazão de óleo ao longo do tempo. Pode-se notar que o comportamento da curva de vazões segue um declínio moderado, sem apresentar queda vertiginosa ao longo do tempo e com recuperação de óleo razoável. Isso deve-se ao fato de o declínio do tipo hiperbólico ser um caso intermediário quando comparado aos declínios exponencial e harmônico, sendo o declínio exponencial o mais pessimista em termos de produção de óleo.

Gráfico 13 – Vazão de óleo *versus* tempo para o 1º período



Fonte: elaborado pelo autor (2020).

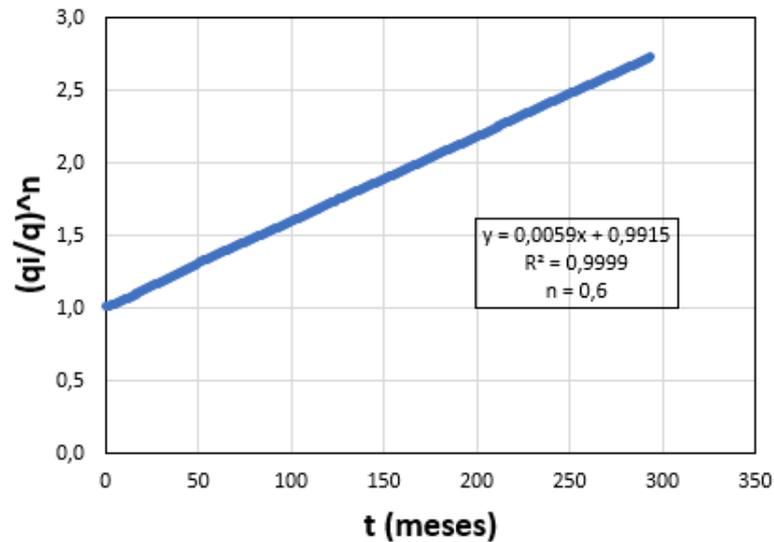
Os pontos vermelhos no Gráfico 13 representam os valores de vazão de óleo produzido medido ao longo do tempo, enquanto a linha azul representa a extrapolação feita, e o círculo amarelo indica os valores de q_o e R estimados.

5.3.4 Histórico de produção entre 01/01/1985 e 01/01/2019 e previsão para 01/01/2035 – método temporal

Nesta segunda etapa, foi feita a predição do comportamento do reservatório sintético até a condição de abandono ($RAO = 20$), perfazendo um intervalo de tempo $t = 40,42$ anos. De forma análoga à seção anterior, a análise do comportamento da vazão foi realizada a partir de agosto de 1994, tendo em vista que, antes desse período, houve um aumento temporário na produção de óleo. Até janeiro de 2019, os volumes acumulados de óleo e água eram, respectivamente, $Np = 81,1 \text{ MMm}^3$ e $Wp = 177 \text{ MMm}^3$, com recuperação de $R = 0,392$.

O ajuste de histórico nessa etapa permitiu encontrar os valores da taxa de declínio a_i e o expoente de declínio n . O Gráfico 14 apresenta o ajuste de histórico feito. O valor de n que melhor ajustou os pontos calculados a uma linha reta foi $n = 0,6$, indicando que o reservatório produziu sob declínio hiperbólico da vazão.

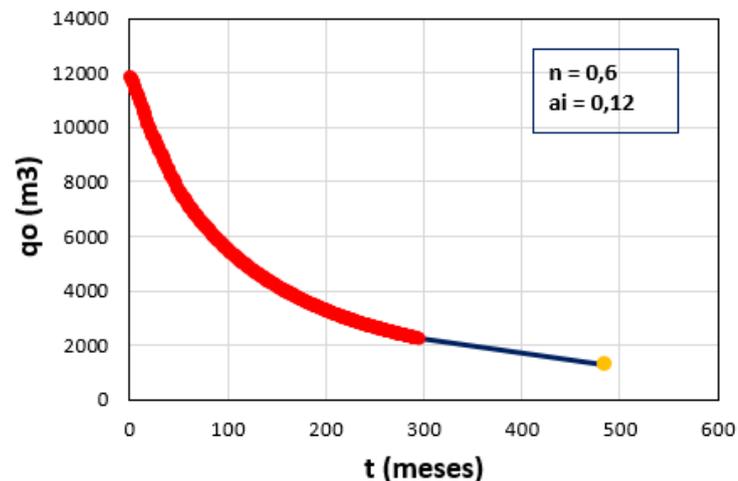
Gráfico 14 – Ajuste de histórico para o 2º período



Fonte: elaborado pelo autor (2020).

Comparado com a etapa anterior, percebe-se que o expoente de declínio dobrou seu valor, aproximando-se de 1, que representa o declínio do tipo harmônico, sendo este o mais favorável em termos de produção de óleo. Isso implica uma recuperação maior de óleo, uma vez que as vazões produzidas permanecem, praticamente, constantes por longos períodos de tempo, como mostrado no Gráfico 5. A taxa de declínio encontrada foi de $a_i = 0,12/\text{ano}$. A produção acumulada de óleo estimada para 2035 foi de $N_p = 90,5 \text{ MMm}^3$ e a vazão de abandono foi $q_o = 1244,5 \text{ m}^3/\text{d}$, resultando em uma recuperação final de óleo $R = 0,44$ (Gráfico 15).

Gráfico 15 – Vazão de óleo *versus* tempo para o 2º período



Fonte: elaborado pelo autor (2020).

No Gráfico 15, os pontos em vermelho representam a vazão de óleo produzida ao longo do tempo, enquanto a linha azul representa a extrapolação feita, e o círculo amarelo indica a vazão de óleo estimada para janeiro de 2035.

5.4 Comparação dos resultados obtidos por meio dos métodos de declínios temporal e volumétrico para os casos estudados

5.4.1 Campo de Marlim

Os resultados obtidos para o campo de Marlim, utilizando os métodos de declínios temporal e volumétrico, estão dispostos juntamente com os dados reais do campo obtidos com a ANP na Tabela 2.

Tabela 2 – Comparação dos resultados para Marlim

	Volumétrico	Temporal	Dado real
Np (m3)	3,75E+08	3,88E+08	3,74E+08
R	0,362	0,375	0,361

Fonte: elaborada pelo autor (2020).

Como se pode observar, na Tabela 2, as estimativas para a fração recuperada e a produção acumulada de óleo feitas utilizando o método de declínio volumétrico apresentaram valores mais próximos aos valores reais do campo em comparação com as estimativas feitas utilizando o método de declínio temporal.

5.4.2 Reservatório sintético

A Tabela 3 apresenta os resultados obtidos por meio de cada método de declínio na previsão do comportamento da produção do reservatório para as duas etapas consideradas e os dados da simulação numérica (considerados como base para comparação).

Tabela 3 – Comparação dos resultados para o reservatório sintético

		Volumétrico	Temporal	Simulação			Volumétrico	Temporal	Simulação
01/01/2010	Np (m3)	7,17E+07	7,04E+07	7,20E+07	01/01/2035	NP (m3)	9,30E+07	9,05E+07	9,08E+07
	q (m3/d)	3360	2978,6	3485		qo (m3/d)	1210,5	1244,5	1246,5
	R	0,35	0,34	0,35		R	0,45	0,44	0,44
	Wp (m3)	1,03E+08	Não foi possível	1,05E+08		Wp (m3)	3,48E+08	Não foi possível	3,19E+08
	Wi (m3)	2,13E+08	Não foi possível	2,12E+08		Wi (m3)	4,88E+08	Não foi possível	4,52E+08

Fonte: elaborada pelo autor (2020).

Como se pode observar, na Tabela 3, as previsões por meio dos métodos de declínios temporal e volumétrico apresentaram valores bastante próximos aos obtidos pela simulação nas duas etapas de produção consideradas. No entanto, verificou-se que, para o 1º período (janeiro de 2010), o declínio volumétrico apresentou previsões mais próximas da simulação, enquanto que, para o abandono (janeiro de 2035), a previsão mais próxima da simulação foi aquela obtida pelo método de declínio temporal. Isso pode ser explicado por dois motivos:

- a) segundo Corrêa (2006), a minimização da soma dos quadrados do erro absoluto no processo de obtenção dos parâmetros α e β para o corte de óleo parece privilegiar mais os pontos iniciais da curva de corte de óleo. Isso implica uma previsão mais acurada a curto e médio prazos;
- b) a restrição no uso do método de declínio temporal para quando há aumento temporário da produção de óleo levou a uma redução na quantidade de dados do histórico de produção, uma vez que o estudo do declínio da produção só pôde ser feito a partir de agosto de 1994.

6 CONCLUSÃO

Neste trabalho, foi realizado um estudo comparativo entre os métodos analíticos de declínios volumétrico, temporal e de simulação numérica na previsão de comportamento de produção de um campo real e de um reservatório sintético, ambos sob injeção de água. A previsão da produção em um cenário de crescente RAO é de suma importância para o gerenciamento do reservatório. Para realizar as previsões de comportamento da produção, foram utilizados dados de produção de água e óleo do campo real de Marlim e de um reservatório sintético, sendo os dados deste último gerados por meio de simulação numérica. Foram construídas planilhas de cálculo para a implementação dos métodos analíticos de declínio de produção de óleo.

Os resultados obtidos nesse trabalho reafirmaram a confiabilidade do método analítico de declínio temporal na previsão da produção de óleo. Foi mostrado que, em condições de maturidade de produção, onde há histórico de produção de óleo robusto, a taxa e o expoente de declínio temporal podem ser obtidos com maior precisão, o que, conseqüentemente, resulta em melhores estimativas da produção de óleo. Ressalta-se que, para o uso correto do método de declínio temporal, as condições mecânicas e de drenagem do reservatório devem permanecer constantes uma vez que alterações em tais condições podem afetar o tipo de declínio ou mesmo provocar o crescimento temporário da produção de óleo.

Não foi possível prever os volumes de água produzida e injetada pelo método de declínio temporal. Essa impossibilidade e a restrição à utilização das curvas de declínio temporal, apenas quando não há aumento na produção de óleo, revelam-se como as principais deficiências desse método frente ao método de declínio volumétrico. No entanto, vale ressaltar que é possível prever os volumes de água produzida e injetada por meio de outros métodos analíticos, como balanço de materiais ou pelo método da RAO.

O método analítico de declínio volumétrico mostrou-se um método confiável para ser utilizado na previsão de comportamento da produção de reservatórios de petróleo sob injeção de água desde que atendidas suas limitações. Tal afirmação pode ser corroborada pelas boas estimativas da produção de óleo obtidas para o caso real do campo de Marlim e para o reservatório sintético, sendo este último em relação à simulação numérica.

Também foi possível realizar a predição dos volumes de água produzida e injetada no reservatório sintético pelo método de declínio volumétrico com ótima precisão em relação à simulação numérica para o reservatório sintético. Isso é de suma importância, pois permite

antever problemas relacionados à capacidade das instalações de tratamento de água produzida, à captação e às instalações de bombeio de água injetada em reservatórios reais. Outra vantagem desse método diz respeito à sua aplicação quando se tem crescimento temporário na produção de óleo, o que permitiu um ajuste de histórico de produção mais equilibrado e gerou previsões acuradas para o reservatório sintético.

Como já discutido previamente, a utilização da equação de Arps não se mostra adequada para casos em que há aumento temporário da produção de óleo. No entanto, tal condição não é impeditivo para a utilização da equação geométrica do declínio volumétrico. Essa característica e o equacionamento disponível para o cálculo dos volumes de água injetada e produzida compõem as principais fortalezas do método de declínio volumétrico em relação ao método de declínio temporal.

A utilização de curvas de declínio de produção não prescinde o uso da simulação numérica, sendo esta uma ótima ferramenta para estudo do fluxo no meio poroso, além de auxiliar na escolha do melhor sistema de drenagem para o reservatório, lançando as bases para o uso das curvas de declínio desde que não sejam alteradas as condições do sistema de drenagem. Por meio da simulação, foi possível obter resultados detalhados sobre a previsão de comportamento do reservatório sintético. Isso deve-se ao fato de o simulador de fluxo utilizar, em seus cálculos, dados de fluidos, rochas, poços etc. e considerar, em seu argumento matemático, os diversos fenômenos físicos que ocorrem no meio poroso. Isso permite realizar previsões, como o comportamento da pressão média do reservatório ao longo do tempo, e análises mais profundas, como estudos para implementação de processos de EOR, tais como injeção de vapor, injeção de gás miscível e outros.

Apesar de não ser adequada para realizar estudos como os descritos anteriormente, a análise de curvas de declínio permite uma estimativa rápida e prática do fator de recuperação de óleo nas condições operacionais vigentes e pode ser um forte indicador da necessidade de implementação de novos projetos utilizando o simulador de fluxo para respaldar as decisões a serem tomadas. Como sugestão para trabalhos futuros, pode-se propor a comparação entre o método de declínio volumétrico e outros métodos de extrapolação da produção, como por exemplo, o método da razão água-óleo ($\log RAO$ versus Produção acumulada de óleo).

REFERÊNCIAS

- AITOKHUEHI, I. Maximizing the Potential of Decline Curve Analysis. *In: Society of Petroleum Engineers*, 2007. DOI 10.2118/111916-MS. Disponível em: <https://onepetro.org/SPENAIC/proceedings/07NAICE/All-07NAICE/SPE-111916-MS/143365?searchresult=1>. Acesso em: 20 ago. 2020.
- ARPS, J. J. Analysis of decline curves. *In: 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-Dedline-Curves?searchresult=1>. Acesso em: 10 abr. 2020.
- AZIZ, K. Reservoir Simulation Grids: Opportunities and Problems. *In: Society of Petroleum Engineers*, 1993. DOI 10.2118/25233-PA. Disponível em: <https://onepetro.org/JPT/article/45/07/658/69918/Reservoir-Simulation-Grids-Opportunities-and?searchresult=1>. Acesso em: 10 abr. 2020.
- CHAN, K. S. C. Water Control Diagnostic Plots. *In: Society of Petroleum Engineers*, 1995, January 1. DOI 10.2118/30775-MS. Disponível em: <https://onepetro.org/SPEATCE/proceedings/95SPE/All-95SPE/SPE-30775-MS/57768?searchresult=1>. Acesso em: 15 abr. 2020.
- CORRÊA, A. C. F. Previsão de comportamento de reservatórios sob influxo natural ou injeção de água. *In: Boletim Técnico da Produção de Petróleo*, Rio de Janeiro, v. 1, ed. 1, p. 51-66, 2006. Disponível em: <http://publicacoes.petrobras.com.br/>. Acesso em: 10 abr. 2020.
- FETETKOVICH, M. J. Decline Curve Analysis Using Type Curves. *In: Society of Petroleum Engineers*, 1973. DOI 10.2118/4629-MS. Disponível em: <https://onepetro.org/JPT/article/32/06/1065/121823/Dedline-Curve-Analysis-Using-Type-Curves?searchresult=1>. Acesso em: 15 abr. 2020.
- GENTRY, R. W. Decline-Curve Analysis. *In: Society of Petroleum Engineers*, 1972, January 1. DOI 10.2118/3356-PA. Disponível em: <https://onepetro.org/JPT/article/24/01/38/163881/Dedline-Curve-Analysis?searchresult=1>. Acesso em: 15 abr. 2020.
- LI, K.; HORNE, R. N. A Decline Curve Analysis Model Based on Fluid Flow Mechanisms. *In: Society of Petroleum Engineers*, 2005. DOI 10.2118/83470-PA. Disponível em: <https://onepetro.org/REE/article/8/03/197/112508/A-Dedline-Curve-Analysis-Model-Based-on-Fluid-Flow?searchresult=1>. Acesso em: 20 ago. 2020.
- OKECHUKWU, S. *et al.* Incorporating the Principles of Decline Curve Analysis in Solving Issues With Paucity of Production Data While Carrying Out Material Balance Modeling. *In: Society of Petroleum Engineers*, 2017. DOI 10.2118/189162-MS. Disponível em: <https://onepetro.org/SPENAIC/proceedings/17NAIC/3-17NAIC/D033S030R004/195417?searchresult=1>. Acesso em: 20 ago. 2020.

PARYANI, M. *et al.* Using Improved Decline Curve Models for Production Forecasts in Unconventional Reservoirs. *In: Society of Petroleum Engineers*, 2017. DOI 10.2118/184070-MS. Disponível em: <https://onepetro.org/SPEERM/proceedings/16ERM/All-16ERM/SPE-184070-MS/186930?searchresult=1>. Acesso em: 20 ago. 2020.

PURVIS, D. C.; KUZMA, H. Evolution of Uncertainty Methods in Decline Curve Analysis. *In: Society of Petroleum Engineers*, 2016. DOI 10.2118/179980-MS. Disponível em: <https://onepetro.org/SPEHEES/proceedings/16HEES/2-16HEES/D021S008R006/186606?searchresult=1>. Acesso em: 20 ago. 2020.

ROSA, A. J.; CARVALHO, R. S.; XAVIER, J. A. D. **Engenharia de reservatórios de petróleo**. Rio de Janeiro, RJ: Interciência, 2006.

SUKUBO, I. *et al.* Water Diagnostic Analysis: The Gains of Integration. *In: Society of Petroleum Engineers*, 2017. DOI 10.2118/189064-MS. Disponível em: <https://onepetro.org/SPENAIC/proceedings/17NAIC/2-17NAIC/D023S009R002/195709?searchresult=1>. Acesso em: 20 ago. 2020.

UKWU, A. K.; ONYEKONWU, M. O.; IKIENSIKIMAMA, S. S. Decline Curve Analysis using Combined Linear and Nonlinear Regression. *In: Society of Petroleum Engineers*, 2015. DOI 10.2118/178295-MS. Disponível em: <https://onepetro.org/SPENAIC/proceedings/15NAIC/All-15NAIC/SPE-178295-MS/184412?searchresult=1>. Acesso em: 21 ago. 2020.

UNISIM – GRUPO DE PESQUISA EM SIMULAÇÃO E GERENCIAMENTO DE RESERVATÓRIOS. **UNUSIM-II**: Benchmark Case Proposal on a Carbonate Reservoir. Campinas, 2018. Disponível em: <https://www.unisim.cepetro.unicamp.br/benchmarks/br/unisim-ii/overview>. Acesso em: 10 jan. 2020.

**APÊNDICE A – PLANILHAS DE CÁLCULO DE DECLÍNIO VOLUMÉTRICO –
PLANILHAS DE CÁLCULO RESUMIDAS PARA O MÉTODO DE DECLÍNIO
VOLUMÉTRICO**

DECLÍNIO VOLUMÉTRICO

N	Ri	α	β	$\Sigma \varepsilon^2 $	R_estimado	qo	Wi_t
2,07E+08	0,082	5,8	-0,267	0,2065	0,35	3360,12	1,17E+08
qi	Wi	RAO	Wp	Bo	fos_est		
26305	2,13E+08	6,18	1,03E+08	1,65	0,14		

R	Oil Rate	Water Rate	Oil Prod Cum	RAO	fos_medido	fos_calc	$ \varepsilon^2 $
0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	1,000	1,000	0,000
0,003	21962,197	0,000	701864,063	0,000	1,000	0,994	0,000
0,006	20467,813	0,000	1274962,875	0,000	1,000	0,988	0,000
0,009	18911,883	0,000	1873225,250	0,000	1,000	0,982	0,000
0,012	17509,264	0,000	2409162,750	0,000	1,000	0,976	0,001
0,014	16439,506	0,000	2926036,000	0,000	1,000	0,970	0,001
0,016	15833,469	0,000	3407037,750	0,000	1,000	0,964	0,001
0,019	15356,401	0,000	3889330,750	0,000	1,000	0,958	0,002
0,021	14936,337	0,000	4357800,500	0,000	1,000	0,952	0,002
0,023	14558,464	0,000	4798987,000	0,000	1,000	0,946	0,003
0,025	14186,914	0,000	5243778,000	0,000	0,999	0,940	0,004
0,027	13857,150	0,000	5663864,500	0,000	0,998	0,934	0,004
0,029	13535,266	0,000	6087827,000	0,000	0,993	0,927	0,004
0,031	13228,378	0,000	6501797,000	0,000	0,988	0,921	0,004
0,033	12965,514	0,000	6867556,000	0,000	0,985	0,915	0,005
0,035	12684,083	0,000	7264197,000	0,000	0,981	0,909	0,005
0,037	12427,671	0,000	7640036,500	0,000	0,977	0,902	0,006
0,039	12184,195	0,000	8020555,500	0,000	0,974	0,896	0,006
0,040	11955,966	0,000	8381938,000	0,000	0,971	0,890	0,007
0,042	11728,870	0,000	8748314,000	0,000	0,967	0,883	0,007
0,044	11508,975	0,000	9107771,000	0,000	0,962	0,877	0,007
0,046	11303,020	0,000	9449308,000	0,000	0,955	0,870	0,007
0,047	11102,552	0,000	9795950,000	0,000	0,951	0,863	0,008
0,049	10915,426	0,000	10125501,000	0,000	0,946	0,857	0,008
0,051	10726,538	0,000	10460347,000	0,000	0,941	0,850	0,008
0,052	10544,442	0,000	10789100,000	0,000	0,937	0,843	0,009
0,054	10382,074	0,000	11081304,000	0,000	0,931	0,837	0,009
0,055	10206,299	0,000	11399509,000	0,000	0,923	0,830	0,009
0,057	10038,669	0,000	11702509,000	0,000	0,910	0,824	0,008
0,058	9869,142	0,000	12010533,000	0,000	0,894	0,817	0,006
0,059	9711,298	0,000	12303439,000	0,000	0,881	0,810	0,005
0,061	9551,118	0,000	12601364,000	0,000	0,869	0,803	0,004
0,062	9394,481	0,000	12894493,000	0,000	0,857	0,797	0,004
0,064	9249,334	0,000	13173688,000	0,000	0,846	0,790	0,003
0,065	9101,946	0,000	13457520,000	0,000	0,835	0,783	0,003
0,066	8959,691	0,000	13728013,000	0,000	0,825	0,777	0,002
0,068	8814,758	0,000	14002949,000	0,000	0,815	0,770	0,002
0,069	8670,351	0,000	14273406,000	0,000	0,805	0,763	0,002
0,070	8535,397	0,000	14522396,000	0,000	0,795	0,757	0,001
0,071	8392,071	0,000	14784216,000	0,000	0,785	0,750	0,001
0,073	8252,790	0,000	15033527,000	0,000	0,775	0,743	0,001
0,074	8109,710	0,000	15286818,000	0,000	0,765	0,737	0,001
0,075	7972,213	0,000	15527631,000	0,000	0,755	0,730	0,001
0,076	7830,580	0,000	15772027,000	0,000	0,744	0,723	0,000
0,077	7687,727	0,000	16012118,000	0,000	0,732	0,716	0,000
0,078	7548,958	0,000	16240241,000	0,000	0,721	0,709	0,000
0,080	7405,488	0,000	16471589,000	0,000	0,709	0,702	0,000
0,081	7269,104	0,000	16691296,000	0,000	0,696	0,696	0,000
0,082	7128,088	0,000	16914002,000	0,000	0,682	0,689	0,000

DECLÍNIO VOLUMÉTRICO

N	Ri	α	β	$\Sigma \varepsilon^2 $	R_estimado	fos_est	qo
2,07E+08	0,082	5,9	-0,235	0,3391	0,45	0,05	1210,53
RAOf	qi	Bo	Wp	Wi			
20,0	26208,0	1,65	3,48E+08	4,88E+08			
R	Oil Rate	Water Rate	Oil Prod Cum	RGO	fos_medido	fos_calc	$ \varepsilon^2 $
0,000	0,000	0,0000	0,00	0,00	1,0000	1,000	0,00000
0,003	21962,197	0,0000	701864,06	0,00	1,0000	0,994	0,00004
0,006	20467,813	0,0000	1274962,88	0,00	1,0000	0,988	0,00014
0,009	18911,883	0,0000	1873225,25	0,00	1,0000	0,982	0,00033
0,012	17509,264	0,0000	2409162,75	0,00	1,0000	0,976	0,00058
0,014	16439,506	0,0000	2926036,00	0,00	1,0000	0,970	0,00091
0,016	15833,469	0,0000	3407037,75	0,00	1,0000	0,964	0,00132
0,019	15356,401	0,0000	3889330,75	0,00	1,0000	0,957	0,00181
0,021	14936,337	0,0000	4357800,50	0,00	1,0000	0,951	0,00238
0,023	14558,464	0,0000	4798987,00	0,00	0,9998	0,945	0,00300
0,025	14186,914	0,0000	5243778,00	0,00	0,9994	0,939	0,00370
0,027	13857,150	0,0000	5663864,50	0,00	0,9984	0,932	0,00437
0,029	13535,266	0,0000	6087827,00	0,00	0,9935	0,926	0,00463
0,031	13228,378	0,0000	6501797,00	0,00	0,9877	0,919	0,00478
0,033	12965,514	0,0000	6867556,00	0,00	0,9848	0,914	0,00522
0,035	12684,083	0,0000	7264197,00	0,00	0,9808	0,907	0,00565
0,037	12427,671	0,0000	7640036,50	0,00	0,9771	0,901	0,00612
0,039	12184,195	0,0000	8020555,50	0,00	0,9738	0,894	0,00669
0,040	11955,966	0,0000	8381938,00	0,00	0,9705	0,888	0,00728
0,042	11728,870	0,0000	8748314,00	0,00	0,9673	0,881	0,00794
0,044	11508,975	0,0000	9107771,00	0,00	0,9618	0,874	0,00826
0,046	11303,020	0,0000	9449308,00	0,00	0,9549	0,868	0,00831
0,047	11102,552	0,0000	9795950,00	0,00	0,9506	0,861	0,00887
0,049	10915,426	0,0000	10125501,00	0,00	0,9457	0,854	0,00930
0,051	10726,538	0,0000	10460347,00	0,00	0,9411	0,848	0,00985
0,052	10544,442	0,0000	10789100,00	0,00	0,9366	0,841	0,01047
0,054	10382,074	0,0000	11081304,00	0,00	0,9306	0,834	0,01067
0,055	10206,299	0,0000	11399509,00	0,00	0,9231	0,828	0,01071
0,057	10038,669	0,0000	11702509,00	0,00	0,9103	0,821	0,00967
0,058	9869,142	0,0000	12010533,00	0,00	0,8938	0,814	0,00798
0,059	9711,298	0,0000	12303439,00	0,00	0,8813	0,807	0,00706
0,061	9551,118	0,0000	12601364,00	0,00	0,8688	0,800	0,00620
0,062	9394,481	0,0000	12894493,00	0,00	0,8570	0,794	0,00548
0,064	9249,334	0,0000	13173688,00	0,00	0,8462	0,787	0,00491
0,065	9101,946	0,0000	13457520,00	0,00	0,8354	0,780	0,00438
0,066	8959,691	0,0000	13728013,00	0,00	0,8253	0,773	0,00394
0,068	8814,758	0,0000	14002949,00	0,00	0,8150	0,767	0,00353
0,069	8670,351	0,0000	14273406,00	0,00	0,8053	0,760	0,00320
0,070	8535,397	0,0000	14522396,00	0,00	0,7953	0,753	0,00278
0,071	8392,071	0,0000	14784216,00	0,00	0,7850	0,746	0,00241
0,073	8252,790	0,0000	15033527,00	0,00	0,7753	0,740	0,00209
0,074	8109,710	0,0000	15286818,00	0,00	0,7650	0,733	0,00176
0,075	7972,213	0,0000	15527631,00	0,00	0,7549	0,726	0,00144
0,076	7830,580	0,0000	15772027,00	0,00	0,7436	0,719	0,00107
0,077	7687,727	0,0000	16012118,00	0,00	0,7322	0,712	0,00073
0,078	7548,958	0,0000	16240241,00	0,00	0,7213	0,706	0,00048
0,080	7405,488	0,0000	16471589,00	0,00	0,7092	0,699	0,00022
0,081	7269,104	0,0000	16691296,00	0,00	0,6962	0,692	0,00004
0,082	7128,088	0,0000	1,69E+07	0,00	0,6824	0,685	0,00001

**APÊNDICE B – PLANILHAS DE CÁLCULO DE DECLÍNIO TEMPORAL –
PLANILHAS DE CÁLCULO RESUMIDAS PARA O MÉTODO DE DECLÍNIO
TEMPORAL**

DECLÍNIO TEMPORAL

ain	n	ai	Np_parc	Np	R_estimado	q
0,003	0,3	0,11	3,42E+07	7,04E+07	0,34	2978,6

t	q	Exponencial	harmônico	Hiperbólico				
		lnq	1/q	qi/q	(qi/q) 0,6	(qi/q) 0,5	(qi/q) 0,4	(qi/q) 0,3
1,000	11829,648	9,378	0,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
2,000	11775,803	9,374	0,000	1,005	1,003	1,002	1,002	1,001
3,000	11714,416	9,369	0,000	1,010	1,006	1,005	1,004	1,003
4,000	11640,018	9,362	0,000	1,016	1,010	1,008	1,006	1,005
5,000	11557,638	9,355	0,000	1,024	1,014	1,012	1,009	1,007
6,000	11458,184	9,346	0,000	1,032	1,019	1,016	1,013	1,010
7,000	11354,833	9,337	0,000	1,042	1,025	1,021	1,017	1,012
8,000	11265,354	9,329	0,000	1,050	1,030	1,025	1,020	1,015
9,000	11162,830	9,320	0,000	1,060	1,035	1,029	1,023	1,018
10,000	11065,100	9,312	0,000	1,069	1,041	1,034	1,027	1,020
11,000	10968,535	9,303	0,000	1,079	1,046	1,039	1,031	1,023
12,000	10879,065	9,295	0,000	1,087	1,052	1,043	1,034	1,025
13,000	10773,788	9,285	0,000	1,098	1,058	1,048	1,038	1,028
14,000	10668,660	9,275	0,000	1,109	1,064	1,053	1,042	1,031
15,000	10567,128	9,266	0,000	1,119	1,070	1,058	1,046	1,034
16,000	10455,911	9,255	0,000	1,131	1,077	1,064	1,051	1,038
17,000	10353,644	9,245	0,000	1,143	1,083	1,069	1,055	1,041
18,000	10245,173	9,235	0,000	1,155	1,090	1,075	1,059	1,044
19,000	10135,672	9,224	0,000	1,167	1,097	1,080	1,064	1,047
20,000	10039,004	9,214	0,000	1,178	1,103	1,086	1,068	1,050
21,000	9944,477	9,205	0,000	1,190	1,110	1,091	1,072	1,053
22,000	9857,873	9,196	0,000	1,200	1,116	1,095	1,076	1,056
23,000	9770,900	9,187	0,000	1,211	1,122	1,100	1,079	1,059
24,000	9691,907	9,179	0,000	1,221	1,127	1,105	1,083	1,062
25,000	9618,459	9,171	0,000	1,230	1,132	1,109	1,086	1,064
26,000	9533,699	9,163	0,000	1,241	1,138	1,114	1,090	1,067
27,000	9456,514	9,154	0,000	1,251	1,144	1,118	1,094	1,069
28,000	9374,521	9,146	0,000	1,262	1,150	1,123	1,098	1,072
29,000	9302,655	9,138	0,000	1,272	1,155	1,128	1,101	1,075
30,000	9226,096	9,130	0,000	1,282	1,161	1,132	1,105	1,077
31,000	9155,405	9,122	0,000	1,292	1,166	1,137	1,108	1,080
32,000	9078,399	9,114	0,000	1,303	1,172	1,142	1,112	1,083
33,000	9009,608	9,106	0,000	1,313	1,177	1,146	1,115	1,085
34,000	8930,323	9,097	0,000	1,325	1,184	1,151	1,119	1,088
35,000	8853,702	9,089	0,000	1,336	1,190	1,156	1,123	1,091
36,000	8778,929	9,080	0,000	1,348	1,196	1,161	1,127	1,094
37,000	8701,886	9,071	0,000	1,359	1,202	1,166	1,131	1,096
38,000	8620,771	9,062	0,000	1,372	1,209	1,171	1,135	1,100
39,000	8543,002	9,053	0,000	1,385	1,216	1,177	1,139	1,103
40,000	8462,611	9,043	0,000	1,398	1,223	1,182	1,143	1,106
41,000	8378,463	9,033	0,000	1,412	1,230	1,188	1,148	1,109
42,000	8296,698	9,024	0,000	1,426	1,237	1,194	1,152	1,112
43,000	8228,283	9,015	0,000	1,438	1,243	1,199	1,156	1,115
44,000	8160,058	9,007	0,000	1,450	1,250	1,204	1,160	1,118
45,000	8086,336	8,998	0,000	1,463	1,256	1,210	1,164	1,121
46,000	8016,168	8,989	0,000	1,476	1,263	1,215	1,168	1,124
47,000	7946,204	8,980	0,000	1,489	1,270	1,220	1,173	1,127
48,000	7879,165	8,972	0,000	1,501	1,276	1,225	1,177	1,130
49,000	7805,945	8,963	0,000	1,515	1,283	1,231	1,181	1,133
50,000	7742,866	8,955	0,000	1,528	1,290	1,236	1,185	1,136
51,000	7678,896	8,946	0,000	1,541	1,296	1,241	1,189	1,138
52,000	7610,789	8,937	0,000	1,554	1,303	1,247	1,193	1,141
53,000	7550,055	8,929	0,000	1,567	1,309	1,252	1,197	1,144

DECLÍNIO TEMPORAL

ain	n	ai	Np_parc	Np	R_estimado	q
0,006	0,6	0,12	5,43E+07	9,05E+07	0,44	1244,52

t	Exponencial	Harmônico	Hiperbólico				
	lnq	1/q	qi/q	(qi/q)0,3	(qi/q)0,5	(qi/q)0,8	(qi/q)0,6
1,000	9,37836	0,000	1,00000	1,000	1,00000	1,000	1,00000
2,000	9,37380	0,000	1,00457	1,001	1,00228	1,004	1,00274
3,000	9,36858	0,000	1,00984	1,003	1,00491	1,008	1,00589
4,000	9,36220	0,000	1,01629	1,005	1,00811	1,013	1,00974
5,000	9,35510	0,000	1,02354	1,007	1,01170	1,019	1,01406
6,000	9,34646	0,000	1,03242	1,010	1,01608	1,026	1,01933
7,000	9,33740	0,000	1,04182	1,012	1,02069	1,033	1,02488
8,000	9,32949	0,000	1,05009	1,015	1,02474	1,040	1,02976
9,000	9,32034	0,000	1,05974	1,018	1,02943	1,048	1,03542
10,000	9,31155	0,000	1,06910	1,020	1,03397	1,055	1,04090
11,000	9,30279	0,000	1,07851	1,023	1,03851	1,062	1,04639
12,000	9,29460	0,000	1,08738	1,025	1,04277	1,069	1,05155
13,000	9,28487	0,000	1,09800	1,028	1,04786	1,078	1,05770
14,000	9,27507	0,000	1,10882	1,031	1,05301	1,086	1,06394
15,000	9,26550	0,000	1,11948	1,034	1,05805	1,094	1,07006
16,000	9,25492	0,000	1,13138	1,038	1,06367	1,104	1,07688
17,000	9,24509	0,000	1,14256	1,041	1,06891	1,113	1,08325
18,000	9,23456	0,000	1,15466	1,044	1,07455	1,122	1,09011
19,000	9,22382	0,000	1,16713	1,047	1,08034	1,132	1,09716
20,000	9,21423	0,000	1,17837	1,050	1,08553	1,140	1,10349
21,000	9,20477	0,000	1,18957	1,053	1,09067	1,149	1,10977
22,000	9,19603	0,000	1,20002	1,056	1,09545	1,157	1,11561
23,000	9,18716	0,000	1,21070	1,059	1,10032	1,165	1,12156
24,000	9,17905	0,000	1,22057	1,062	1,10479	1,173	1,12704
25,000	9,17144	0,000	1,22989	1,064	1,10900	1,180	1,13219
26,000	9,16259	0,000	1,24082	1,067	1,11392	1,188	1,13822
27,000	9,15446	0,000	1,25095	1,069	1,11846	1,196	1,14379
28,000	9,14575	0,000	1,26189	1,072	1,12334	1,205	1,14978
29,000	9,13806	0,000	1,27164	1,075	1,12767	1,212	1,15510
30,000	9,12979	0,000	1,28219	1,077	1,13234	1,220	1,16084
31,000	9,12210	0,000	1,29209	1,080	1,13670	1,228	1,16621
32,000	9,11365	0,000	1,30305	1,083	1,14151	1,236	1,17213
33,000	9,10605	0,000	1,31300	1,085	1,14586	1,243	1,17750
34,000	9,09721	0,000	1,32466	1,088	1,15094	1,252	1,18376
35,000	9,08859	0,000	1,33612	1,091	1,15591	1,261	1,18989
36,000	9,08011	0,000	1,34750	1,094	1,16082	1,269	1,19596
37,000	9,07130	0,000	1,35943	1,096	1,16595	1,278	1,20231
38,000	9,06193	0,000	1,37223	1,100	1,17142	1,288	1,20908
39,000	9,05287	0,000	1,38472	1,103	1,17674	1,297	1,21567
40,000	9,04341	0,000	1,39787	1,106	1,18232	1,307	1,22259
41,000	9,03342	0,000	1,41191	1,109	1,18824	1,318	1,22994
42,000	9,02361	0,000	1,42583	1,112	1,19408	1,328	1,23720
43,000	9,01533	0,000	1,43768	1,115	1,19903	1,337	1,24336
44,000	9,00701	0,000	1,44970	1,118	1,20404	1,346	1,24959
45,000	8,99793	0,000	1,46292	1,121	1,20951	1,356	1,25641
46,000	8,98922	0,000	1,47572	1,124	1,21479	1,365	1,26300
47,000	8,98045	0,000	1,48872	1,127	1,22013	1,375	1,26966
48,000	8,97198	0,000	1,50138	1,130	1,22531	1,384	1,27613
49,000	8,96264	0,000	1,51547	1,133	1,23104	1,395	1,28330
50,000	8,95453	0,000	1,52781	1,136	1,23605	1,404	1,28956
51,000	8,94623	0,000	1,54054	1,138	1,24118	1,413	1,29600
52,000	8,93732	0,000	1,55433	1,141	1,24673	1,423	1,30294
53,000	8,92931	0,000	1,56683	1,144	1,25173	1,432	1,30922
54,000	8,92130	0,000	1,57943	1,147	1,25675	1,441	1,31553

**APÊNDICE D – DESCRIÇÃO DO MODELO DE SIMULAÇÃO - DESCRIÇÃO DO
MODELO DE SIMULAÇÃO (RESUMIDO)**

```

*****
***
**           Water Injection Model           **
**                                     **
**           Data Assimilation - Black Oil Simulation Model           **
**                                     **
**           Available Data: 7305 days of production history (th)           **
*****
*****
** I/O Control Section
*****
TITLE1 'Water Injection Model'
TITLE2 'Black Oil (BO) Model'
**-----
TITLE3 'GSIM'
**-----

*INUNIT MODSI
*OUTUNIT MODSI

*WPRN *WELL *TIME
*WPRN *GRID 0

*OUTPRN *WELL *BRIEF
*OUTPRN *RES *NONE
*OUTPRN *TABLES *NONE

*WSRF *WELL *TIME
*WSRF *GRID *TIME
** Distance units: m
RESULTS XOFFSET      0.0000
RESULTS YOFFSET      0.0000
RESULTS ROTATION      0.0000 ** (DEGREES)
RESULTS AXES-DIRECTIONS 1.0 1.0 1.0
RESULTS SUBMODEL_REFSS 607
** *****
** Definition of fundamental corner point grid
*****
GRID CORNER 37 56 30
CORNERS
22*311366.7786 314704.5089 2*314791.9674 2*314880.6739 more...

DUALPERM
SHAPE GK
POR *FRACTURE ALL
*INCLUDE 'porfrac1.inc'
POR *MATRIX ALL

```

```

*INCLUDE 'poro1.inc'
PERMI *FRACTURE ALL
*INCLUDE 'kfx1.inc'
PERMI *MATRIX ALL
*INCLUDE 'ky1.inc'
PERMJ *FRACTURE ALL
*INCLUDE 'kfy1.inc'
PERMJ *MATRIX ALL
*INCLUDE 'kz1.'
PERMK *FRACTURE ALL
*INCLUDE 'kfz1.'
PERMK *MATRIX ALL
*INCLUDE 'kz1.'
DIFRAC ALL
*INCLUDE 'sigmax1.inc'
DJFRAC ALL
*INCLUDE 'sigmay1.inc'
DKFRAC ALL
*INCLUDE 'sigmaz1.inc'
NETGROSS *MATRIX ALL
*INCLUDE 'NG1.inc'
NULL *FRACTURE ALL
*INCLUDE 'null_frac.inc'
NULL *MATRIX ALL
*INCLUDE 'null_mtrx.inc'
*INCLUDE 'fltrans1.inc'
*INCLUDE 'pinc1.inc'

```

TRANSFER 0

```

*****
** Component Properties Section
*****

```

```

PRPOR MATRIX 450.0
PRPOR FRACTURE 450.0
CPOR MATRIX 19.1E-6
CPOR FRACTURE 19.1E-6
PVCUTOFF 0

```

MODEL BLACKOIL

```

TRES 58.8
*INCLUDE 'PVT-1.inc'
PTYPE *FRACTURE CON      1
PTYPE *MATRIX CON        1

```

```

*****
** Rock-Fluid Properties Section
*****

```

ROCKFLUID

```

*INCLUDE 'KR1.inc'
RTYPE *FRACTURE CON      2
RTYPE *MATRIX ALL
*INCLUDE 'rtype1.inc'

```

INITIAL

VERTICAL BLOCK_CENTER WATER_OIL

REFDEPTH 4850

REFPRES 450

DWOC 9999

PB *FRACTURE CON 358.9

PB *MATRIX CON 358.9

**Numerical Control Section

NUMERICAL

** MAXIMUM TIME STEP SIZE

DTMAX 30.

*DTMIN 0.001

WATER_FIX 4

NORM PRESS 40

NORM SATUR 0.12

NORM PBUB 40

NORM PDW 101

MAXCHANGE PRESS 80

MAXCHANGE SATUR 0.24

AIM THRESH 0.1 0.1

NORTH 200

ITERMAX 200

NEWTONCYC 15

SOLVER PARASOL

PDEGAA 1

JACPAR ON

DPLANES 4

NCUTS 10

INAC-WELL-SO ON

** Wells and Recurrent Section

RUN

DATE 1985 1 1.0

DTWELL 1

WELL 'Prod-1'

** rad geofac wfrac skin

GEOMETRY K 0.108 0.37 1.0 0.0

PERF GEOA 'Prod-1'

** UBA ff Status Connection

12 34 8 FR 1.0 CLOSED FLOW-TO 'SURFACE' REFLAYER

12 34 9 FR 1.0 OPEN FLOW-TO 1

12 34 10 FR 1.0 OPEN FLOW-TO 2

12 34 11 FR 1.0 OPEN FLOW-TO 3
 12 34 12 FR 1.0 OPEN FLOW-TO 4
 12 34 13 FR 1.0 OPEN FLOW-TO 5
 12 34 14 FR 1.0 OPEN FLOW-TO 6
 12 34 15 FR 1.0 OPEN FLOW-TO 7
 12 34 16 FR 1.0 OPEN FLOW-TO 8
 12 34 17 FR 1.0 OPEN FLOW-TO 9
 12 34 18 FR 1.0 OPEN FLOW-TO 10
 12 34 19 FR 1.0 OPEN FLOW-TO 11
 12 34 20 FR 1.0 OPEN FLOW-TO 12
 12 34 21 FR 1.0 OPEN FLOW-TO 13
 12 34 22 FR 1.0 OPEN FLOW-TO 14
 12 34 23 FR 1.0 OPEN FLOW-TO 15

**

PRODUCER 'Prod-1'

** depth ibhp

PWELLBORE TABLE 4807.94 11

OPERATE MIN WHP 10.0 CONT REPEAT

AIMSET *FRACTURE *CON 1

TIME 31

TIME 59

TIME 90

TIME 120

TIME 485

**

**

WELL 'Inj-1'

INJECTOR MOBWEIGHT 'Inj-1'

INCOMP WATER

OPERATE MAX STW 6000.0 CONT REPEAT

OPERATE MAX BHP 510.0 CONT REPEAT

** rad geofac wfrac skin

GEOMETRY I 0.108 0.37 1.0 0.0

PERF GEOA 'Inj-1'

** UBA ff Status Connection

3 54 21 FR 1.0 OPEN FLOW-FROM 'SURFACE' REFLAYER

3 53 21 FR 1.0 OPEN FLOW-FROM 1

3 52 21 FR 1.0 OPEN FLOW-FROM 2

3 51 21 FR 1.0 OPEN FLOW-FROM 3

3 50 21 FR 1.0 OPEN FLOW-FROM 4

3 49 21 FR 1.0 OPEN FLOW-FROM 5

**

**

TIME 1492

TIME 1520

TIME 18262.0

STOP