



UNIVERSIDADE TIRADENTES - UNIT
DIRETORIA DE GRADUAÇÃO
CURSO DE ENGENHARIA DE PETRÓLEO

MANOEL VICTOR SOBRINHO NETO

**UTILIZAÇÃO DE CURVAS DE DECLÍNIO NA PREVISÃO DE
PRODUÇÃO EM RESERVATÓRIOS DE PETRÓLEO**

ARACAJU – SE
2018

MANOEL VICTOR SOBRINHO NETO

**UTILIZAÇÃO DE CURVAS DE DECLÍNIO NA PREVISÃO DE
PRODUÇÃO EM RESERVATÓRIOS DE PETRÓLEO**

Trabalho de conclusão de curso apresentado à banca examinadora da Universidade Tiradentes – UNIT, como parte integrante dos requisitos e elemento obrigatório para obtenção do título de bacharel em Engenharia de Petróleo.

Orientador: Prof. Dr. Cláudio Borba
Coordenadora: Elayne Emília Santos Souza

**ARACAJU – SE
2018**

MANOEL VICTOR SOBRINHO NETO

**UTILIZAÇÃO DE CURVAS DE DECLÍNIO NA PREVISÃO DE
PRODUÇÃO EM RESERVATÓRIOS DE PETRÓLEO**

Trabalho de conclusão de curso apresentado à banca examinadora da Universidade Tiradentes – UNIT, como parte integrante dos requisitos e elemento obrigatório para obtenção do título de bacharel em Engenharia de Petróleo.

Aprovado com média: _____

Data de Aprovação: ____/____/____

Banca examinadora:

Prof. Dr. Cláudio Borba - Orientador
Universidade Tiradentes (UNIT)

Prof.^a Dr.^a Fabiane Santos Serpa
Núcleo de Estudos em Sistemas Coloidais (NUESC)

MSc. José Valdo da Silva
Universidade Federal de Sergipe (UFS)

AGRADECIMENTOS

Primeiramente gostaria de agradecer a **Deus**, por ter dado toda a força, saúde, paz e tranquilidade no transcorrer dessa caminhada de aprendizagem e concretização profissional, além de me conduzir em minhas escolhas e decisões.

Aos **meus pais**, Manoel Victor Sobrinho Júnior e Adriana Souza Reis, por todo o incentivo que me deram, por todo o sacrifício feito para que eu chegasse até aqui. Agradecer por eles nunca terem duvidado do meu potencial e ter embarcado nesse sonho junto comigo.

Aos **Meus avós**, Manoel Victor Sobrinho (In memoriam), Maria Cecília Campos e em especial a Izaide Souza Reis, por sempre estar presente ao meu lado e por tanto amor que me deu por toda a vida.

Aos **meus irmãos**, Gustavo Santana Campos Victor e Maria Cecília Santana Reis Victor e **minhas tias**, Alécia Souza Reis e Maurina Dantas dos Reis, por toda a paciência, compreensão, ensinamentos e incentivos essenciais para minha formação e pelo apoio inabalável.

A Ane Beatriz Dantas Celestino, por seu imenso carinho, amor, paciência e conselhos que me ajudaram a nunca desistir dos meus objetivos.

Aos **professores, amigos e colegas**, em especial ao orientador Prof. Dr. Cláudio Borba, pelo auxílio, compreensão, paciência, amizade e disponibilidade. Sou grato por ter confiado e ter tornado meu TCC uma experiência única e também ao Prof. MSc. Gerson Antas Porto e Vivien Deodoro Dantas, pelo apoio, conhecimentos repassados ao longo desses anos e amizade.

Tudo posso naquele que me fortalece.

(Filipenses: 4:13)

RESUMO

Petróleo é uma mistura complexa de hidrocarbonetos, localizada nos poros e fraturas, em geral de rochas sedimentares. Por se tratar de um recurso finito, o mesmo não é renovável. A preocupação com o esgotamento das reservas mundiais de petróleo tem sido discutidas, sendo necessários métodos para previsão de produção. Um dos métodos mais utilizados para isso é o método do declínio. Partindo desse princípio a aplicação dos tipos de declínio (hiperbólico, harmônico e exponencial), é essencial para esse estudo tanto do histórico de produção e previsão de produção. O presente estudo tem como objetivo investigar os fundamentos do declínio de produção e suas causas. A metodologia envolveu uma revisão bibliográfica sobre os fundamentos do declínio e sua relação com os mecanismos de produção. Em seguida foi realizado um estudo de caso com o uso de planilha *Microsoft Excel* para análise de dados a partir do histórico de produção do Campo de Pilar. A partir do ajuste de curvas de declínio ao histórico do campo, foi possível gerar a previsão de produção futura do campo, comparando-se o ganho de reservas com e sem o projeto de revitalização.

Palavras-chave: Declínio de produção. Histórico. Petróleo. Reservatório. Previsão de produção.

ABSTRACT

Petroleum is a complex mixture of hydrocarbons, located in the pores and fractures, usually of sedimentary rocks. Because it is a finite resource, it is not renewable. Concern over the depletion of world oil reserves has been discussed and production forecasting methods are needed. One of the methods most used for this is the method of decline. Based on this principle the application of the types of decline (hyperbolic, harmonic and exponential), it is essential for this study of both production history and production forecast. The present study aims to investigate the fundamentals of production decline and its causes. The methodology involved a literature review on the fundamentals of decline and its relation to production mechanisms. Next, a case study was carried out using a Microsoft Excel spreadsheet for data analysis based on the Pillar Field production history. From the adjustment of the decline curves to the field history, it was possible to generate the forecast of the future production of the field, comparing the gain of reserves with and without the revitalization project.

Key-words: Historic. Petroleum. Production decline. Production forecast. Reservoir.

LISTAS DE FIGURAS

Figura 1 – Porosidade efetiva e não efetiva	15
Figura 2 – Rocha-reservatório contendo três fluídos: água, óleo e gás	18
Figura 3 – Reservatório com mecanismos de gás em solução	24
Figura 4 – Histórico de produção típico de um reservatório com mecanismo de gás em solução	26
Figura 5 – Reservatório com mecanismos de capa de gás	26
Figura 6 – Histórico de produção típico do mecanismo de capa de gás	27
Figura 7 – Reservatório com mecanismos de influxo de água	28
Figura 8 – Gráfico das características do mecanismo de influxo de água	29
Figura 9 – Reservatório volumétrico de gás seco.....	32
Figura 10 – Reservatório volumétrico de gás seco sob influxo de água	33
Figura 11 – Gráfico das coordenadas cartesianas $(q_0/q)^n$ vs t	38
Figura 12 – Gráfico das coordenadas cartesianas $(1/q)$ vs t	40
Figura 13 – Gráfico das coordenadas cartesianas $\ln(q)$ vs t.....	43
Figura 14 – Os três tipos de taxas de declínio, com suas principais funções	43
Figura 15 – Mapa de localização do Campo de Pilar	45
Figura 16 – Produção do campo de pilar, onde: Desenvolvimento inicial (1); Declínio 1 (2); Revitalização (3); Declínio 2 (4).....	47
Figura 17 – Histórico de produção entre os anos 2003 a 2015	50
Figura 18 – Comparação da aplicação das curvas de declino real (histórico) e hiperbólico do declínio 2	52
Figura 19 – Comparação da aplicação das curvas do histórico e aplicação do declínio harmônico do declínio 2	54
Figura 20 – Comparação da aplicação das curvas do histórico de produção e ajuste com declínio exponencial do declínio 2	55
Figura 21 – Comparação dos três declínios juntos do declínio 2	56
Figura 22 – Logaritmo da vazão do declínio 2.....	56
Figura 23 – Declínio de produção 1985 a 1997.....	58
Figura 24 – Comparação da aplicação das curvas de declino real (histórico) e hiperbólico do declínio 1.....	59

Figura 25 – Comparação entre o histórico e aplicação do declínio harmônico do declínio 1	61
Figura 26 – Comparação da aplicação das curvas do histórico e aplicação do declínio exponencial do declínio 2	62
Figura 27 – Comparação dos três declínios juntos do declínio 1	62
Figura 28 – Logaritmo da vazão do declínio 1	63
Figura 29 – Previsão de produção utilizando declínio hiperbólico do declínio 2	65
Figura 30 – Previsão de produção utilizando declínio harmônico do declínio 2	67
Figura 31 – Previsão de produção utilizando declínio exponencial do declínio 2	69
Figura 32 – Previsão de produção utilizando os três tipos de declínios do declínio 2	69
Figura 33 – Previsão de produção utilizando declínio hiperbólico do declínio 1	72
Figura 34 – Previsão de produção utilizando declínio harmônico do declínio 1	74
Figura 35 – Previsão de produção utilizando declínio exponencial do declínio 1	76
Figura 36 – Previsão de produção utilizando os três tipos de declínios do declínio 1	76
Figura 37 – Previsão de produção do declínio 1 e declínio 2	77

LISTAS DE TABELAS

Tabela 1: Classificação dos hidrocarbonetos a partir da sua densidade e °API	21
Tabela 2: Capacidade de processamento das unidades	45
Tabela 3: Poços em produção	46
Tabela 4: Volume <i>in place</i> óleo e gás.....	46
Tabela 5: Produção acumulada do óleo e gás.....	46
Tabela 6: Resultado da produção acumulado do ano 1985	48
Tabela 7: Resultado da produção acumulado do ano 1985 a 1997	48
Tabela 8: Resultado da produção acumulado do ano 1997 a 2003	48
Tabela 9: Resultado da produção acumulado do ano 2003 a 2015	49
Tabela 10: Resultado resumido do histórico de produção do declínio 2	50
Tabela 11: Resultados obtidos através da aplicação do declínio hiperbólico do declínio 2	51
Tabela 12: Resultados obtidos através da aplicação do declínio harmônico do declínio 2	53
Tabela 13: Resultados obtidos através da aplicação do declínio exponencial do declínio 2	54
Tabela 14: Resultado resumido do histórico de produção do declínio 1	57
Tabela 15: Resultados obtidos através da aplicação do declínio hiperbólico do declínio 1	59
Tabela 16: Resultados obtidos através da aplicação do declínio harmônico do declínio 1	60
Tabela 17: Resultados obtidos através da aplicação do declínio exponencial do declínio 1	61
Tabela 18: Produção com a utilização do declínio hiperbólico do declínio 2	64
Tabela 19: Produção com a utilização do declínio harmônico do declínio 2	66
Tabela 20: Produção com a utilização do declínio exponencial do declínio 2	68
Tabela 21: Produção com a utilização do declínio hiperbólico do declínio 1	70
Tabela 22: Produção com a utilização do declínio harmônico do declínio 1	72
Tabela 23: Produção com a utilização do declínio exponencial do declínio 1	74

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	12
2. OBJETIVO	13
2.1. OBJETIVO GERAL	13
2.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS	13
3. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	14
3.1. PROPRIEDADES DE RESERVATÓRIOS	14
3.1.1 Propriedades de rochas	14
3.1.1.2. Porosidade	14
3.1.1.3. Permeabilidade	16
3.1.1.4. Saturação de fluidos	17
3.1.1.5. Compressibilidade	19
3.1.2. Propriedade de fluidos	20
3.1.2.1. Viscosidade	20
3.1.2.2. Densidade	21
3.1.2.3. Mobilidade	21
3.1.2.4. RGO, RAO E BSW	22
3.1.2.5. Pressões	23
3.2. MECANISMOS DE PRODUÇÃO DE RESERVATÓRIOS	23
3.2.1. Mecanismo de gás em solução	24
3.2.2. Mecanismo de capa de gás	26
3.2.3. Mecanismo de influxo de água	28
3.3. MÉTODOS DE PREVISÃO DE PRODUÇÃO	29
3.3.1. Declínio de produção	29
3.3.2. Balanço de materiais	30
3.3.2.1. Aplicações do balanço de materiais	31
3.3.3. Balanço de materiais em reservatórios de gás	31
3.3.3.1. Equação de balanço de materiais generalizada para um reservatório de gás	31
3.3.3.2. Reservatórios volumétricos de gás seco	32
3.3.3.3. Reservatório de gás seco sob influxo de água	32
3.3.4. Balanço de materiais em reservatórios de óleo	33

3.3.4.1. EBM generalizada para reservatórios de óleo	34
3.3.5. Simulação de reservatórios	34
3.4. DECLÍNIO DE PRODUÇÃO	35
3.4.1. Declínio hiperbólico	37
3.4.1.1. Ajuste de histórico – Determinação de α_0 e n	38
3.4.1.2. Previsão de comportamento	39
3.4.2. Declínio harmônico	39
3.4.2.1. Ajuste de histórico – Determinação de α_0	40
3.4.2.2. Previsão de comportamento	41
3.4.3. Declínio exponencial	41
3.4.3.1. Ajuste de histórico – Determinação de α_0	42
3.4.3.2. Previsão de comportamento	43
3.4.4. Resumo das equações de declínio	43
4. ESTUDO DE CASO	44
4.1. METODOLOGIA	44
4.1.2. Campo do Pilar	44
4.1.2.1. Sistema de produção e escoamento	45
4.1.2.2. Geologia e Reservatórios	46
4.2. RESULTADOS	47
4.2.1. Análise do histórico	47
4.2.2. Ajuste da curva de declínio ao histórico de produção	49
4.2.2.1. Análise do declínio do período 2003-2015 (declínio 2)	49
4.2.2.2. Análise do declínio do período 1985-1997 (declínio 1)	57
4.2.3. Previsão de produção	63
4.2.3.1. Previsão de produção do período 2015-2030 (declínio 2)	64
4.2.3.2. Previsão de produção do período 1997-2030 (declínio 1)	70
5. CONCLUSÃO	78
REFERÊNCIAS	79

1. INTRODUÇÃO

Petróleo é uma mistura complexa de hidrocarbonetos, por se tratar de um recurso finito, o mesmo não é renovável.

Na indústria de petróleo, durante os processos de exploração e produção, a previsão do comportamento dos reservatórios é de fundamental importância para a tomada de decisões no desenvolvimento e gerenciamento de campos.

A preocupação com o esgotamento das reservas mundiais de petróleo tem sido debatida, sendo necessários métodos para previsão do comportamento da vida útil de uma jazida e suas propriedades. Nesse contexto, engenharia de reservatórios tem uma função essencial para a indústria do petróleo. Através da mesma são feitos estudos para saber quais métodos e modelos matemáticos devem ser utilizados para que haja controle das reservas e produção.

A partir do conhecimento dos reservatórios de petróleo, é importante o conhecimento de suas propriedades básicas tanto das rochas e fluidos. Essas propriedades vão determinar a quantidade de fluidos existente no meio poroso e a mais essencial que é a quantidade de fluido que pode ser extraído (THOMAS, 2004).

As propriedades das rochas, são como espessura (h), área (A), porosidade (\emptyset) e Permeabilidade (K), e as propriedades dos fluidos, como a viscosidade (μ), API, Temperatura (T) e Pressão (P), entre outras.

Cada propriedade tem sua importância para desempenho do reservatório ou para a utilização de algum método de recuperação, determinando a quantidade de óleo produzido.

As propriedades de reservatório também determinam os mecanismos de produção, isto é, a energia natural do reservatório. Esses mecanismos podem ser o de gás em solução, capa de gás ou influxo de água ou aquífero. Cada mecanismo gera um comportamento diferente no qual vai se refletir no tipo de declínio a ser utilizado.

Existem basicamente três tipos de declínio: declínio hiperbólico, declínio harmônico e declínio exponencial. São usados tanto para a previsão do desempenho da vazão como da recuperação de óleo do reservatório. Cada tipo de declínio depende do mecanismo de produção do reservatório.

O declínio hiperbólico é o mais geral, o que mais se ajusta em reservatórios reais. Quando há dados do reservatório, como um histórico de produção, este declínio

é o mais aplicado. Já o harmônico é que resulta em menor queda de produção, frequentes em reservatórios submetidos à injeção de água ou que tenham aquífero atuante. No caso do exponencial é o que resulta em maior queda de produção e mais frequente em reservatórios com mecanismo de gás em solução.

A técnica de análise de curvas de declínio, método simplificado e bastante usado para estimar uma reserva de petróleo, é um dos métodos mais aplicados para prever o comportamento futuro dos reservatórios de petróleo e gás.

2. OBJETIVO

2.1. OBJETIVO GERAL

Apresentar os fundamentos do declínio de produção e suas causas.

2.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Comparar as diferentes equações de declínio em um reservatório real;
- Utilizar as curvas de declínio para estimar reservas;
- Analisar qual mecanismo de produção se encaixa mais no campo de estudo;
- Prever a performance futura de um reservatório.

3. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

3.1. PROPRIEDADES DE RESERVATÓRIOS

Para se fazer um estudo de engenharia de reservatórios de petróleo é fundamental que se conheça as propriedades básicas das rochas e dos fluidos contidos na mesma. A quantidade de fluidos existentes e o quanto pode ser extraído do meio poroso são determinados por essas propriedades.

3.1.1. Propriedades de rochas

A petrofísica tem um papel importante no estudo das propriedades físicas da rocha, realizado com medidas diretas e indiretas. Tem aplicação direta na estimativa da capacidade de armazenamento e da qualidade dos reservatórios. Exemplos de propriedades petrofísicas são a porosidade, permeabilidade, saturação de fluidos, entre outras.

Conceitos petrofísicos básicos para a avaliação de formações são:

- Uma rocha é formada por grãos + cimento + poros;
- Grãos + cimento, o seja, os sólidos formam a matriz;
- Os poros são preenchidos por fluidos;
- O fluido pode ser água, gás ou óleo.

3.1.1.2. Porosidade

A porosidade (\emptyset) é um parâmetro físico utilizado para avaliar os espaços vazios ou poros existentes em um determinado material (WANG *et al.*, 2000).

A porosidade é determinada como sendo a razão entre o volume de espaços vazios em uma rocha e o volume total dela, ou seja (ROSA *et al.*, 2006):

$$\emptyset = \frac{V_v}{V_t} \quad (\text{Eq. 1})$$

Volume total da rocha é dado pela soma:

$$V_t = V_v + V_s \quad (\text{Eq. 2})$$

Onde:

\emptyset – Porosidade;

V_v – Volume vazio;

V_t – Volume total;

V_s – Volume de sólidos.

A porosidade pode ser classificada em porosidade total ou porosidade efetiva. O primeiro corresponde ao volume total de poros, já o segundo aos poros efetivamente conectados, tendo mais importância na produtividade dos reservatórios (ROSA *et al.*, 2006).

A porosidade efetiva sempre será menor ou igual a porosidade total. Considera-se a porosidade efetiva a mais importante, pois está relacionada com a permeabilidade (PETERS, 2012).

A Figura 1 ilustra os dois tipos de poros: interconectados (efetivo) e isolados (não efetivo), onde a soma dos volumes poros interconectados com os volumes poros isolados representa o volume total de poros, usado na determinação da porosidade absoluta da rocha.

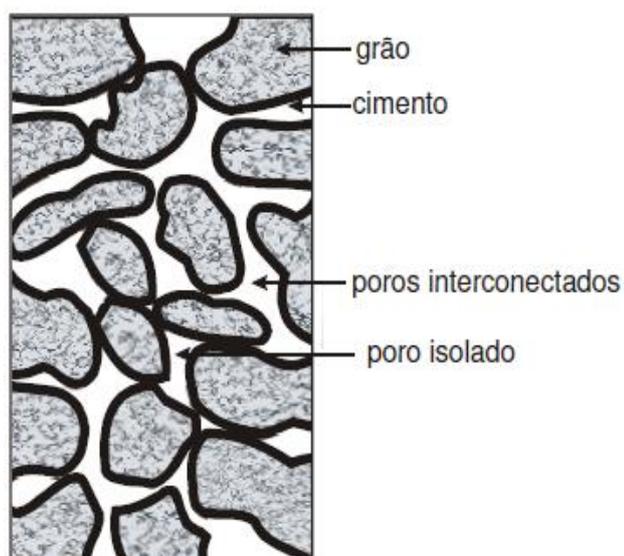


Figura 1 - Porosidade efetiva e não efetiva.
Fonte: (ROSA *et.al*, 2006).

A porosidade é expressa em decimal (para fins de cálculos) ou em percentual (para fins de comunicação) por exemplo: 0,2= 20%.

3.1.1.3. Permeabilidade

A permeabilidade é definida como a capacidade de um reservatório para conduzir ou transmitir fluidos através da matriz de rocha, ou seja, a capacidade de escoamento de um reservatório. Mesmo que seja uma das propriedades mais importantes do reservatório, sua medida também está entre as mais difíceis de adquirir na escala representativa apropriada (CANNON, 2015).

Estes fluidos percorrem o que se pode chamar de caminhos porosos. Quanto mais apertados e mais tortuosos forem esses caminhos, maior será a dificuldade para os fluidos se moverem no seu interior, o que corresponde a uma permeabilidade baixa. Por outro lado, poros maiores e mais conectados oferecem menor resistência ao fluxo de fluidos e a uma maior permeabilidade (ROCHA, 2005).

Segundo Rosa *et al.* (2006), a equação mais utilizada para a avaliação do fluxo de fluidos em meios porosos é a equação de Darcy. Essa equação foi formulada pelo engenheiro francês Henry Darcy, em 1856, enquanto estudava o fluxo de água em um sistema com filtros de areia com o alvo de purificá-la.

A permeabilidade é definida pela lei de Darcy, como mostra a Eq. 3:

$$K = \frac{Q \cdot \mu \cdot L}{A \cdot (P_1 - P_2)} \quad (\text{Eq. 3})$$

Onde:

Q – Vazão volumétrica do fluido;

μ – Viscosidade do fluido;

L – Comprimento do meio poroso na direção do fluxo;

A – Área seccional da amostra;

$P_1 - P_2$ – Diferença de pressão entre a entrada e saída de fluido.

A constante K da equação de Darcy é a constante de permeabilidade. A dimensão da permeabilidade é de área e a unidade comumente usada para designá-la é o Darcy (1 Darcy = $9,87 \times 10^{-9}$ cm²).

Por definição, 1 darcy é a permeabilidade verificada quando um gradiente de pressão de 1 atm/cm gera uma vazão de 1 cm³/s de um fluido de viscosidade de 1 cP,

através de 1 cm² de área aberta ao fluxo. É comum um valor bastante baixo para a permeabilidade, logo é usual adotar o milésimo de Darcy (mD).

A Eq.4 trata-se do fluxo radial onde é usada em cálculos de engenharia para expressar aproximadamente, o fluxo dos fluidos do reservatório para dentro do poço. Onde é a mais utilizada em reservatórios reais (ROSA *et al.*, 2006).

$$Q = \frac{2.\pi.K.h (P_e - P_w)}{\mu.\ln (r_e/r_w)} \quad (\text{Eq. 4})$$

Onde:

Q – Vazão volumétrica do fluido;

P_e – Pressão estática;

P_w – Pressão do poço;

μ – Viscosidade do fluido;

h – Espessura;

r_e/r_w – Raios do reservatório (r_e) e do poço (r_w).

3.1.1.4. Saturação de fluidos

É a medida das quantidades relativas de fluidos que ocupam o espaço poroso, sendo um dos mais importantes fatores a ser considerados na avaliação da formação, pois dela depende a estimativa de reserva da formação.

De acordo com Thomas (2004), os poros de uma rocha reservatório, além de hidrocarbonetos, contêm água. Sendo assim, para estabelecer quantidades de óleo e/ou gás contido nas formações torna-se necessário estabelecer o percentual do volume poroso que é ocupado por cada fluido. Esses percentuais recebem o nome de saturação.

A Figura 2 demonstra uma situação em que os poros da rocha-reservatório estão saturados com três fluidos: água, óleo e gás.

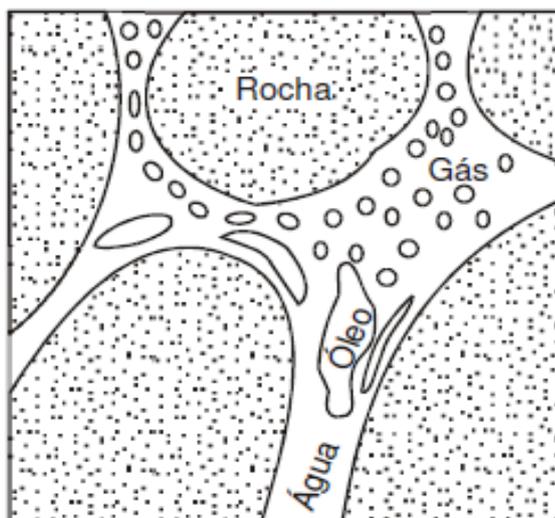


Figura 2 – Rocha-reservatório contendo três fluidos: água, óleo e gás.
Fonte: (ROSA *et.al*, 2006).

Portanto, a saturação dos fluidos é a medida das quantidades relativas de fluidos que ocupam o espaço poroso do reservatório. E para conhecer a saturação de óleo, água e gás que corresponde ao percentual do volume poroso (V_p) ocupado por cada um que é preciso fazer a soma da saturação (SILVA *et al.*, 2017).

A soma das saturações é igual a 1 (ou 100%)

Em reservatórios de óleo utiliza a seguinte Eq. 5:

$$S_w + S_o = 1 \quad (\text{Eq. 5})$$

Em reservatórios de gás utiliza a seguinte Eq. 6:

$$S_w + S_g = 1 \quad (\text{Eq. 6})$$

O somatório das saturações de todos os fluidos presentes equivale a Eq.7:

$$S_o + S_g + S_w = 1 \quad (\text{Eq. 7})$$

No qual, as Eq. 8, 9 e 10 representam a saturação de fluidos de óleo, gás e água:

$$S_o = \frac{V_o}{V_p}; S_g = \frac{V_g}{V_p}; S_w = \frac{V_w}{V_p} \quad (\text{Eq. 8, 9 e 10})$$

Onde:

V_P – Volume Poroso;

S_o – Saturação do Óleo;

S_g – Saturação de Gás;

S_w – Saturação de Água;

V_o – Volume de Óleo;

V_g – Volume de Gás;

V_w – Volume de Água.

Na saturação de água irreduzível a fração de água não móvel no reservatório em geral em média de $S_{wi} \sim 10-20\%$. Já na saturação de óleo residual em geral em média é de $S_{or} \sim 20-40\%$. Na prática adota-se o valor da saturação da água em $S_w = 50\%$ como um valor limite para reservatório produtor de óleo.

Nesses métodos as saturações dos fluidos podem ser determinadas a partir de amostras da formação.

3.1.1.5. Compressibilidade

É a mudança de volume devido à variação da pressão. O gás apresenta compressibilidade maior do que os líquidos. As rochas (ou formação) também apresentam compressibilidade.

De acordo com Thomas (2004) essa compressibilidade se dá através dos poros da rocha onde está cheia de fluidos no qual é exercida uma determinada pressão nas paredes da rocha-reservatório. Ao ser retirada uma quantidade de fluido dessa rocha a pressão tende a cair e os poros tem os seus volumes reduzidos. Este fenômeno recebe o nome de compressibilidade efetiva da formação.

A compressibilidade é dada pela Eq. 11:

$$C_f = \frac{\Delta V_P / V_P}{\Delta P} \quad (\text{Eq. 11})$$

Onde:

C_f – Compressibilidade efetiva da formação;

ΔV_p – Variação do volume poroso;

V_p – Volume poroso inicial;

$\Delta V_p/V_p$ – Variação fracional do volume;

ΔP – Variação de pressão.

A compressibilidade pode ser subdividida em três tipos (ROSA *et al.*, 2006):

- Compressibilidade da rocha matriz: é a variação fracional em volume do material sólido da rocha com a variação unitária da pressão;
- Compressibilidade total da rocha: é a variação fracional do volume total da rocha com a variação unitária da pressão;
- Compressibilidade dos poros: é a variação fracional do volume poroso da rocha com a variação unitária da pressão;

Ao injetar o fluido em um reservatório, ocorre um aumento da pressão interna da rocha deixando-a sujeita a tensões diferentes. Essa variação de tensões provoca alterações nos grãos, nos poros e às vezes no volume total da rocha.

3.1.2. Propriedades de fluidos

As propriedades dos fluidos existentes nos reservatórios de petróleo constituem importantes informações para o estudo do comportamento desses reservatórios. Essas propriedades devem ser, de preferência, determinadas experimentalmente em análises de laboratório. Em algumas situações, no entanto, por motivos econômicos ou operacionais, isso não se torna possível. Nesses casos, as propriedades dos fluidos do reservatório podem ser calculadas através de equações de estado ou estimadas usando-se cartas, ábacos ou correlações empíricas disponíveis na literatura.

Estado Gasoso= Gás Natural;

Estado Líquido= Óleo ou Óleo Cru.

3.1.2.1. Viscosidade

A viscosidade (μ), tem como unidade o centipoise (cP) pode ser descrita como a resistência ao escoamento de um fluido. Com o aumento da temperatura tende a diminuição da viscosidade, dando maior mobilidade ao fluido (VENNARD *et al.*, 1978).

Entre as demais propriedades de um fluido, a viscosidade pode ser considerada como a principal propriedade reológica de um fluido (BARNES, *et al.*, 1989).

A viscosidade do óleo aumenta com a perda de gás, quando a pressão do reservatório cai abaixo da pressão de saturação.

3.1.2.2. Densidade

De acordo com Szklo (2012), a classificação do petróleo é dada a partir da sua densidade relativa à 60° F, por intermédio de um índice adimensional. O grau API (*American Petroleum Institute*) é simplesmente uma maneira de expressar a densidade, sendo inversamente proporcional a sua densidade. Segundo a Eq. 12. A partir desses parâmetros podemos classificar os hidrocarbonetos, como descreve a Tabela 1.

$$^{\circ}API = \frac{141,5}{\rho} - 131,5 \quad (\text{Eq. 12})$$

Onde:

ρ – Densidade específica

A Tabela 1, classificação dos hidrocarbonetos a partir da sua densidade e $^{\circ}API$:

Tabela 1: Classificação dos hidrocarbonetos a partir da sua densidade e $^{\circ}API$.

Tipo de óleo	Densidade (kg/m³)	$^{\circ}API$
Leve	<870	>31,1
Médio	870 – 920	31,1 – 22,3
Pesado	920 – 1000	22,3 – 10
Extra pesado	>1000	<10

Fonte: (SZKLO, 2012).

3.1.2.3. Mobilidade

Dá-se pela razão entre a permeabilidade efetiva e a viscosidade do fluido. Está inserida na equação de Darcy. Diante disso para que seja garantida uma boa mobilidade, a permeabilidade deve ser alta ou a viscosidade deve ser baixa.

Quanto maior for a mobilidade, menor será a eficiência de deslocamento do óleo (THOMAS, 2004). Pode ser representada na seguinte forma, pela Eq. 13 e 14:

$$\lambda_o = \frac{K_o}{\mu_o}; \lambda_w = \frac{K_w}{\mu_w}; \quad (\text{Eq. 13 e 14})$$

Onde:

$\lambda_{o, w}$ – Mobilidade do óleo ou água;

K – Permeabilidade;

μ – Viscosidade.

3.1.2.4. RGO, RAO e BSW

Razão gás-óleo (RGO), razão água-óleo (RAO) e *basic water and sediments* (BSW) são razões entre as produções de fluidos, e têm importantíssimas funções na engenharia de reservatório onde são utilizadas como indicadores tanto das características como de estágios da vida produtiva dos reservatórios. As mais utilizadas são a RGO, RAO e BSW que se trata do percentual de água produzida.

A RGO é a relação entre a vazão de gás e a vazão de óleo, ambas medidas nas condições de superfície. Uma razão gás-óleo elevada poderia ser o indicador de que o reservatório está bastante depletado ou que a fração de componentes mais voláteis na mistura líquida do reservatório é elevada.

A RAO é a relação entre a vazão de água e a vazão do óleo, ambas medidas nas condições de superfícies.

O líquido que um poço produz normalmente é composto de óleo, água e alguns sedimentos. Chama-se BSW o quociente entre a vazão de água mais os sedimentos que estão sendo produzidos e a vazão total de líquidos

3.1.2.5. Pressões

É uma das propriedades mais importantes na exploração e produção de petróleo. Os reservatórios de petróleo possuem uma pressão associada aos fluidos neles armazenados. Em alguns casos, a pressão do reservatório é suficiente para que os fluidos contidos na formação cheguem até a superfície. Assim, diz-se que a produção ocorre por elevação natural, o que caracteriza os poços surgentes (THOMAS, 2004).

As pressões estáticas ou de poros, também conhecida como pressões de formação, são as que estão submetidos os fluidos contidos nos poros de uma determinada formação. Quando a pressão de poros é maior que a pressão dentro do poço em formações permeáveis, por exemplo, pode ocorrer um *kick* e caso não seja controlado, esse *kick* pode resultar em um *blowout*, ou seja, tendo fluxo descontrolado.

A depleção de um reservatório de petróleo caracteriza a redução das reservas petrolíferas. O ritmo de depleção indica a viabilidade econômica do uso dos recursos fósseis (PORTO, 2011). Esse fenômeno de diminuição gradativa da produção é chamado de declínio natural ou depleção. Para minimizar os efeitos da depleção, isto é, da queda da produção, podem ser utilizadas técnicas (de alto custo e por isso dificilmente feitas), para aumentar o volume de produção. Uma dessas técnicas é a injeção de gás ou água no reservatório para aumentar sua pressão interna.

3.2. MECANISMOS DE PRODUÇÃO DE RESERVATÓRIOS

Um reservatório de petróleo é basicamente composto por rocha e fluidos. Para que haja produção é necessário vencer todas as barreiras oferecidas pelos canais de poros, além da pressão da coluna hidrostática produzida pelos fluidos dentro do poço. Essa energia é resultante basicamente de dois efeitos:

1º. Efeito de descompressão: Causa a expansão dos fluidos contidos no reservatório e a contração do volume poroso.

2º. Efeito de deslocamento de um fluido por outro fluido: Quando há invasão de aquífero na zona de óleo, pois para que tenha produção de fluidos é necessário que outro material venha a substituir o espaço poroso ocupado pelos fluidos produzidos (THOMAS, 2004).

A soma desses dois efeitos recebe o nome de Mecanismo de Produção de Reservatórios. São três os principais mecanismos:

- Mecanismo de gás em solução;
- Mecanismo de capa de gás;
- Mecanismo de influxo de água.

O mecanismo de influxo de água pode acontecer tanto em reservatórios de óleo como de gás. Os mecanismos de gás em solução e o mecanismo de capa de gás só ocorrem em reservatórios de óleo. Mas isso não obriga a dizer que só ocorra um tipo de mecanismo agindo isoladamente em cada reservatório. Na maioria das vezes há a presença de dois ou mais mecanismos agindo simultaneamente, estes recebem o nome de mecanismo combinado (SANTANA *et al.*, 2010).

3.2.1. Mecanismo de gás em solução

Este tipo de mecanismo ocorre em reservatórios de óleo em condições subsaturadas, quando a pressão está acima da pressão de saturação e o gás se encontra dissolvido no óleo. O reservatório não apresenta capa de gás nem aquífero (Figura 3).

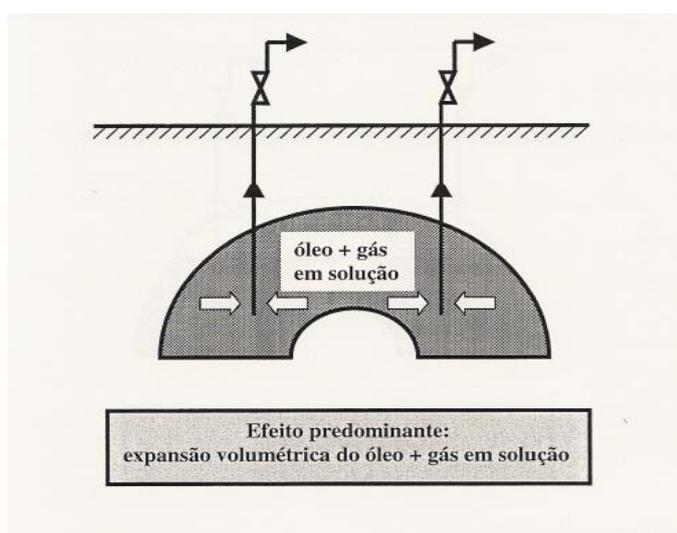


Figura 3 – Reservatório com mecanismos de gás em solução.
Fonte: (MAGALHÃES, 2007).

O mecanismo de produção do reservatório se dá a medida em que se produz óleo nele contido ocasionando uma queda de pressão, que inicialmente cai muito devido à baixa compressibilidade do óleo, fazendo com que os fluidos nele contidos se expandam. Em função destes dois movimentos, que são a expansão dos fluidos contidos no reservatório e a redução do volume poroso, o óleo consegue sair do reservatório em direção ao poço. Tornando esse processo contínuo, ou seja, quanto mais se produz óleo, mas a pressão diminuirá, causando mais expansão dos fluidos e diminuição do volume poroso (SANTANA *et. al.*, 2010).

Devido ao fato do reservatório estar inicialmente nas condições de subsaturação a pressão será reduzida ao decorrer dessa produção, chegando assim em condições de saturação, mais precisamente no ponto bolha (pressão de saturação), onde pode ocorrer a formação de uma capa de gás secundária, que contribuirá também para a energia do reservatório.

Isso até acontece a um determinado ponto, pois a quantidade de gás começa a formar uma fase contínua, e passa a ser produzido ao invés do óleo, após atingir a pressão de saturação. A partir daí a pressão cai de forma mais lenta, e a RGO aumenta de forma acentuada. Pode ser decidido o abandono devido à elevada RGO ou à pressão insuficiente para sustentar a produção. Justamente aí se encontra o problema deste mecanismo, pois à medida que se produz a sua pressão cai rapidamente, aumentando ainda mais o volume de gás impossibilitando que o óleo seja produzido. Para que esse gás não seja produzido, deve-se evitar perfurar os poços no alto da estrutura, que é para onde se desloca o gás liberado no reservatório.

A Figura 4 mostra o histórico de pressão, RGO (razão gás/óleo) e RAO (razão água/óleo), onde nota-se a rápida queda de pressão acompanhada pelo aumento da RGO.

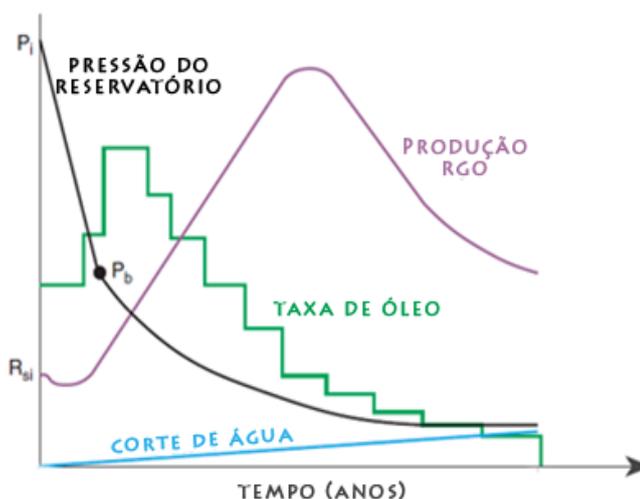


Figura 4 - Histórico de produção típico de um reservatório com mecanismo de gás em solução.
Fonte: (JAHN *et al.*, 2008).

3.2.2. Mecanismo de capa de gás

Neste mecanismo de produção, a expansão da capa de gás ajuda a manter a pressão e a empurrar o óleo em direção ao poço. Ao contrário do mecanismo de gás em solução, neste mecanismo o óleo está em condições saturadas, pois está no ponto bolha, e com isso o gás já se encontra dissociado do hidrocarboneto líquido, e por ter densidade menor que o óleo se concentra na parte superior do reservatório formando a capa de gás (SANTANA *et al.*, 2010). (Figura 5).

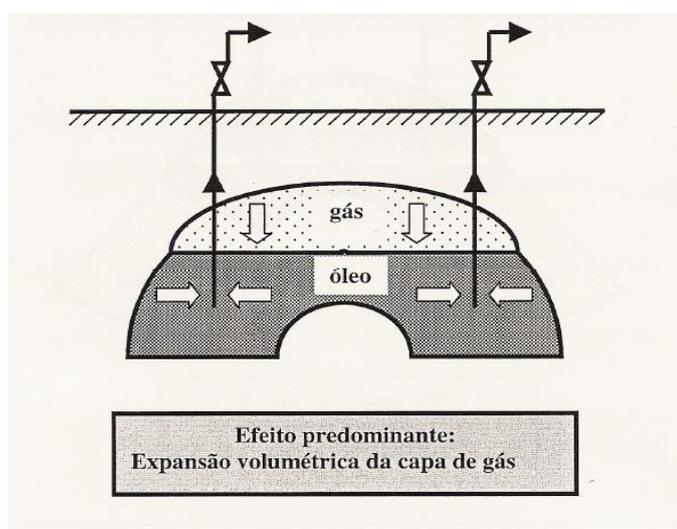


Figura 5 – Reservatório com mecanismos de capa de gás.
Fonte: (MAGALHÃES, 2007).

O gás da capa é chamado de gás livre associado. O fator dominante que atua neste mecanismo é a própria capa de gás. Quando o reservatório é colocado em produção a pressão na zona de óleo diminui, o que provoca a expansão da capa de gás que tem menor queda, devido à compressibilidade do gás da capa, e o gás ao se expandir vai comprimindo o óleo, expulsando-o do reservatório e mantendo a pressão em queda contínua, mas bem menos acentuada que no mecanismo de gás em solução (SANTANA *et al.*, 2010).

Para uma melhor eficiência, é aconselhável canhonear (abrir caminho para que os fluidos contidos em um reservatório migre para o interior do poço). O mais longe possível do topo do reservatório, assim evitando a chegada precoce da capa de gás e evitar a formação de “cone de gás” que causa o aumento prematuro da produção de gás. Esse mecanismo, comparado ao de gás em solução apresenta melhor fator de recuperação (Fr). O método de recuperação secundária mais adequado é o de injeção de gás na capa, onde o gás liberado é tratado e reinjetado na capa para manter a pressão. Contudo, nos dias atuais não se utiliza muito esse método de recuperação secundária por causa do alto valor do gás no mercado.

A Figura 6 mostra o aumento da RGO devido à invasão da capa de gás na zona de óleo, e se este tipo de reservatório tiver uma produção muito alta pode-se formar um cone de gás na parte canhoneada.

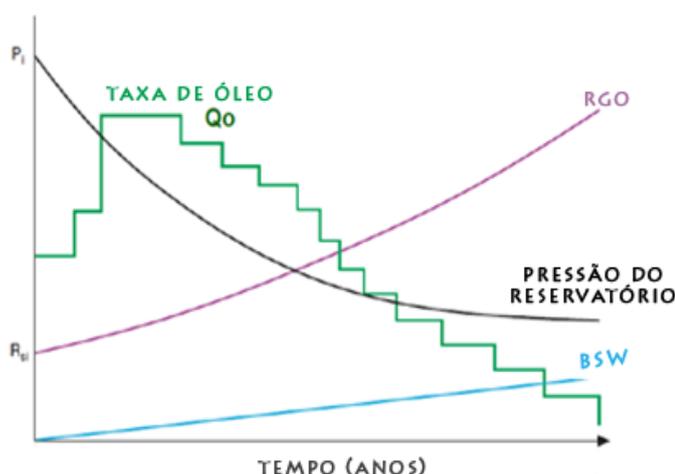


Figura 6 - Histórico de produção típico do mecanismo de capa de gás.
Fonte: (JAHN *et al.*, 2008)

3.2.3. Mecanismo de influxo de água

O mecanismo de influxo de água ocorre com a ação da água preenchendo o espaço do óleo produzido, que desloca o óleo em direção aos poços produtores (Figura 7).

Para que isso ocorra, o aquífero tem que ser maior que o volume de óleo *in place* (VOIP) para compensar a baixa compressibilidade da água, onde sua condição inicial pode ser tanto óleo saturado ou subsaturado.

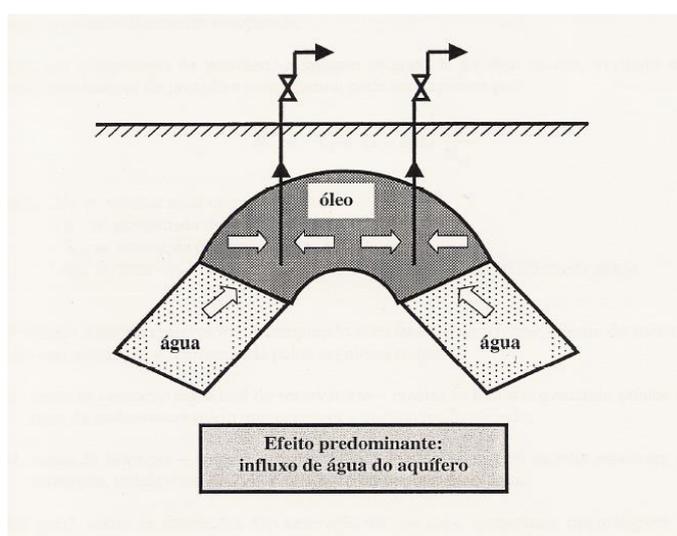


Figura 7 – Reservatório com mecanismos de influxo de água.
Fonte: (MAGALHÃES, 2007).

Ao contrário dos métodos anteriores, aconselha-se que seja feito o canhoneamento no topo do reservatório, pois na parte inferior está mais próxima do aquífero, de modo a evitar o cone de água, que é a chegada precoce de água nos canhoneados do poço. Às vezes é necessário perfurar novos poços na parte superior da estrutura do reservatório por causa da expansão da água.

A permeabilidade deve ser alta, pois caso contrário a resposta do aquífero em relação a produção é sempre imprevisível. Este método tem um diferencial por conta do aumento de BSW (quantidade de água no petróleo) com a produção. O fator de recuperação (Fr) é considerado os mais altos.

Durante a produção, a RAO cresce continuamente, a pressão se mantém alta por muito tempo, e é normal a RAO permanecer próximo à razão de solubilidade da mistura. O comportamento típico desse tipo de mecanismo é mostrado esquematicamente na Figura 8.

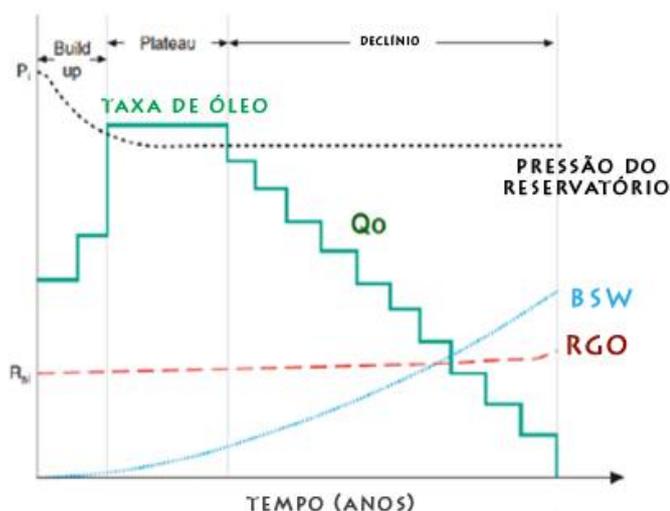


Figura 8 - Gráfico das características do mecanismo de influxo de água.
Fonte: (JAHN *et al.*, 2008).

3.3. MÉTODOS DE PREVISÃO DE PRODUÇÃO

Quando se trabalha com produção principalmente na área do petróleo, deve-se focar bastante em sua previsão de produção, pois é através dessa previsão que irá ser analisada se a produção do reservatório está que sendo estudado é viável ou não.

Isso significa que quanto mais produtivo seja o campo que está sendo estudado, podendo dizer que se trata de um negócio viável tanto financeiramente e/ou produtivamente. Por se tratar que as empresarias e governamentais visam seu interesse para o faturamento, onde através desse futuro rendimento deverá ser aplicado para novos projetos ou até mesmo para que esse mesmo campo caso venha passar por um declínio de produção ou até mesmo algum método de recuperação.

3.3.1. Declínio de produção

Trata-se de um método para fazer previsão de comportamento em reservatórios com artifício gráfico usado para avaliar as taxas de produção em declínio. As taxas de produção de petróleo e gás diminuem em função do tempo, perda da pressão do reservatório, ou alteração dos volumes relativos dos fluidos produzidos (PETROWIKI, 2016).

O declínio ocorre devido à perda de fluido e de pressão, é natural a queda de produção (vazão) com o tempo (t);

O modo como ocorre o declínio depende do tamanho do reservatório e do mecanismo de produção. Os três tipos de declínios existentes são:

- Declínio Hiperbólico;

É o mais generalizado, a que mais se ajusta em reservatórios reais. Quando se tem dados do reservatório (informações), é o declínio mais adequado para se aplicar.

- Declínio Harmônico;

É que resulta em menor queda de produção (cai menos), frequentes em reservatórios submetidos à injeção de água ou que tenha aquífero atuante.

- Declínio Exponencial;

É o que resulta em maior queda de produção e mais frequente em reservatórios com mecanismo de gás em solução. Em um projeto quando não se sabe e vai fazer uma previsão de produção, utiliza-se o declínio exponencial, pois é o mais pessimista.

No *tópico 3.4*, os tipos de declínios serão mais detalhados, com apresentação das equações e melhor entendimento referente o tema principal do trabalho de conclusão de curso.

3.3.2. Balanço de materiais

É o balanço de massas dos fluidos existentes no meio poroso dos reservatórios. Matematicamente o balanço de materiais é representado por uma equação, denominada equação de balanço de materiais (EBM) (ROSA *et al.*, 2006).

Para realização do balanço de materiais leva-se em consideração as propriedades da rocha e o comportamento do fluido, ambos em função da pressão, sendo que as propriedades rocha-fluido e o histórico de produção são influenciados pelos mecanismos de produção atuantes (KILL, 2015).

Segundo Vaz, Maia e Santos (2008), são aceitas, principalmente, três classificações: reservatório de óleo, reservatório de gás e reservatório com duas fases

em equilíbrio. Quando o interesse econômico for o óleo, mesmo existindo grandes quantidades de hidrocarbonetos na fase gasosa, o reservatório é considerado como sendo de óleo. Se a quantidade de gás for muito superior à de líquido, o interesse econômico será pela porção gasosa, e o mesmo será classificado como reservatório de gás.

O gás natural pode ser classificado em duas categorias: associado e não-associado. O gás associado é encontrado nos reservatórios de óleo, enquanto que o gás não-associado representa os reservatórios de gás.

3.3.2.1. Aplicações do balanço de materiais

- Determinação do volume original de gás (G ou GIP);
- Determinação do volume original de óleo (N ou VOIP);
- Determinação do influxo de água proveniente de aquífero;
- Previsão do comportamento de reservatórios.

3.3.3. Balanço de materiais em reservatórios de gás

A aplicação do balanço de materiais em reservatórios de gás é vista por muitos como um assunto muito simples, porém sutilezas ligadas à sua aplicação, quando desconsideradas ou simplesmente desvalorizadas podem levar a erros, principalmente relacionados a determinação do mecanismo de produção e à estimativa do volume original (DAKE, 2008).

3.3.3.1. Equação de balanço de materiais generalizada para um reservatório de gás

A equação de balanço de materiais pode ser adquirida a partir do princípio da conservação de massa no interior do reservatório, representado pela expressão:

Massa produzida = massa inicial – massa atual.

$$\frac{p}{z} = \frac{1}{V} \left(\frac{P_i V_i}{z_i} - \frac{T \cdot P_0}{T_0} \cdot G_p \right) \quad (\text{Eq. 15})$$

Onde:

V – Volume ocupado pelo gás nas condições de reservatório;

G_p – Gás produzido acumulado, nas condições padrão;

“0” – Índice referente às condições padrão;

“i” – Índice refere-se às condições iniciais;

P_i – Pressão em condições iniciais;

T – Temperatura (que não varia de forma significativa no reservatório).

3.3.3.2. Reservatórios volumétricos de gás seco

Reservatório volumétrico é aquele que produz somente por depleção, ou seja, por expansão da massa de gás existente no meio poroso, não havendo, portanto, influxo de água proveniente de aquífero. Neste tipo de reservatório normalmente não há produção de água, pode ser escrita como:

$$\frac{p}{z} = \frac{P_i}{Z_i} - \frac{T \cdot P_0}{V_i \cdot T_0} \cdot G_p \quad \text{Ou} \quad \frac{p}{z} = \frac{P_i}{Z_i} - \frac{P_i}{Z_i \cdot G} \cdot G_p$$

(Eq. 16 e 17)

Assim, em forma gráfica na Figura 9:

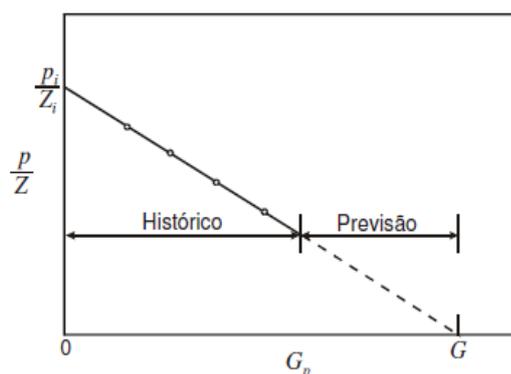


Figura 9 - Reservatório volumétrico de gás seco.
Fonte: (ROSA *et al.*, 2006).

3.3.3.3. Reservatório de gás seco sob influxo de água

Nessa característica de reservatório, à medida que ocorre a retirada de massa através da produção dos poços há influxo de água para o seu interior, proveniente de

um aquífero junto à zona de gás. A atuação do aquífero é função da velocidade com que o gás é produzido (Equação 18):

$$G = \frac{G_p B_g - W_e + W_p B_w}{B_g - B_{gi}} \quad (\text{Eq. 18})$$

Onde:

W_e – Influxo acumulado de água

Como esta equação não fornece uma linha reta num gráfico $G_p \times p/Z$, existe um método alternativo.

Assim, Figura 10 apresenta:

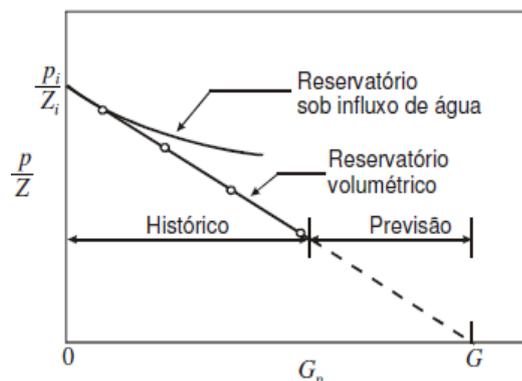


Figura 10 - Reservatório volumétrico de gás seco sob influxo de água.
Fonte: (ROSA *et al.*, 2006).

3.3.4. Balanço de materiais em reservatórios de óleo

A equação de balanço de material tem sido considerada como uma das principais ferramentas de engenheiros de reservatórios para interpretar e prever o desempenho do reservatório. para ganhar a compreensão dos mecanismos de acionamento do reservatório em condições de recuperação primária, Embora as técnicas clássicas de balanço de materiais, uma vez aplicadas (DAKE, 2008).

Essa equação é adquirida através do seguinte princípio: a expansão total dos fluidos existentes no reservatório, somada à contração do volume poroso, é igual à produção total de fluidos. Em condições de reservatório (ROSA *et al.*, 2006).

3.3.4.1. EBM generalizada para reservatórios de óleo

A equação balanço de materiais (EBM) generalizada para reservatórios de óleo pode ser descrita pela Eq.19:

$$N = \frac{N_p [B_i + (R_p - R_{gi}) B_g] + W_p B_w - W_e - W_{inj} B_{winj} - G_{inj} B_{ginj}}{B_i - B_{ii} + \frac{mB_{ii}}{B_{gic}} (B_{gc} - B_{gic}) + \left(\frac{B_{ii} S_{wio}}{1 - S_{wio}} + \frac{mB_{ii} S_{wig}}{1 - S_{wig}} \right) \left(\frac{B_{tw} - B_{twi}}{B_{twi}} \right) + \left(\frac{B_{ii}}{1 - S_{wio}} + \frac{mB_{ii}}{1 - S_{wig}} \right) c_f \Delta P}$$

(Eq. 19)

Apesar do grande número de variáveis, esta equação pode ser bastante simplificada quando se conhece o mecanismo de produção do reservatório.

3.3.5. Simulação de reservatórios

A simulação de reservatórios é um modelo numérico onde as equações e as propriedades dos reservatórios são distribuídas em células de um modelo tridimensional (pode chegar a milhões de células). Com isso as variações das propriedades do reservatório são contempladas, considerado um método sofisticado.

Atualmente a simulação de reservatórios é uma atividade padrão e importante na indústria do petróleo. Onde toda decisão importante sobre a estratégia de exploração de um campo aplica simulação de reservatórios, e a qualidade dessas decisões onde envolvendo milhões ou bilhões de dólares, depende intensamente de estudos de simulação (RODRIGUES, 2015).

Outro aspecto fundamental em estudos de reservatórios é a presença de incertezas entre elas:

Incetezas Geológicas:

- Geometria externa
- Distribuição espacial de propriedades
- Falhas (localização, rejeito, transmissibilidades)

Incertezas na Distribuição Inicial de Fluidos:

- Posição dos contatos água-óleo e gás-óleo
- Saturações residuais de água e óleo

Incertezas nas Propriedades dos Fluidos e Rocha:

- Compressibilidade
- Viscosidade
- Permeabilidade relativa

Incertezas Econômicas:

- Preço do petróleo

3.4. DECLÍNIO DE PRODUÇÃO

Trata-se de um método analítico usado para fazer previsão de comportamento dos poços de petróleo e gás. As taxas de produção de petróleo e gás diminuem em função do tempo, perda da pressão do reservatório, ou alteração dos volumes relativos dos fluidos produzidos (PETROWIKI, 2016).

É um dos métodos mais usados para estimar a reserva. Por exemplo, se existe um contrato de concessão que são 27 anos de produção, diante desse contrato, o declínio pode ser usado para que possa ter a máxima produção e ter a noção ideal de quantos poços perfurar no local para que um reservatório em grande volume de óleo consiga produzir o máximo nesse tempo.

As previsões conservadoras são provavelmente mais apropriadas nos estágios iniciais de produção, onde há fatores mais quantificáveis que tendem a reduzir a vazão do campo em vez de aumentá-los no futuro. Isso inclui o tempo de inatividade relacionado à manutenção das instalações e dos poços. Em segundo lugar, se a análise da curva de declínio for usada para cálculos de reservas, as necessidades de previsão refletem um padrão de "certeza razoável" (PETROCENTER, 2014).

Os três tipos de declínios existentes são:

- Declínio Hiperbólico;
- Declínio Harmônico;
- Declínio Exponencial.

A curva de declínio de produção pode ser representada matematicamente e a equação ajustada é utilizada para fazer a previsão de produção e reserva, onde essa taxa é dada pela variação da vazão pelo tempo é definida como:

$$a = -\frac{1}{q} \frac{dq}{dt} \quad (\text{Eq. 20})$$

Onde:

q – Vazão de produção;

t – Tempo;

α – Taxa de declínio.

Na prática, a taxa de declínio de produção mais utilizada é o hiperbólico que obedece a seguinte relação:

$$\alpha = \alpha_0 \left(\frac{q}{q_0} \right)^{-n}, 0 < n < 1 \quad (\text{Eq. 21})$$

Onde:

α_0 – Taxa de declínio inicial;

q_0 – Vazão inicial;

n – Constante (parâmetro).

Quando o valor da constante for $n=1$, considera-se o declínio tipo harmônico e a taxa de declínio é a seguinte:

$$\alpha = \alpha_0 \left(\frac{q}{q_0} \right) \quad (\text{Eq. 22})$$

Onde:

α_0 – Taxa de declínio inicial;

q_0 – Vazão inicial.

Caso o valor de $n= 0$, considera-se um declínio à taxa constante, mais conhecido como declínio exponencial. Neste caso:

$$\alpha = \alpha_0 \quad (\text{Eq. 23})$$

Onde:

α_0 – Taxa de declínio inicial.

O modo como ocorre cada um desses declínios vai depender do tamanho do reservatório e do mecanismo de produção.

3.4.1. Declínio hiperbólico

O declínio hiperbólico diferencia dele para os demais declínios é o valor da constante.

Segundo Lund (2014), a curva de declínio hiperbólico tem um bom ajuste para dados de produção e, em muitos casos, a curva está próxima do harmônico. As curvas de declínio hiperbólico são ajustadas aos dados de produção de cada poço. Quanto maior a quantidade de dados, melhor é o comportamento do poço coberto. No entanto, quanto maior o conjunto de dados, mais preciso é o resultado.

O propósito do estudo desse declínio hiperbólico é a determinação, através de um ajuste de histórico, dos valores das constantes α_0 e n , no qual poderão futuramente se usadas na previsão futuramente de um reservatório (ROSA *et al.*, 2006).

Juntando-se as Eqs. 20 e 21 obteve-se:

$$-\frac{1}{q} \frac{dq}{dt} = \alpha = \alpha_0 \left(\frac{q}{q_0} \right)^{-n} \quad (\text{Eq. 24})$$

A equação final do declínio hiperbólico é dada por:

$$q = q_0 \cdot \left(1 + \frac{\alpha_0}{n} \cdot t\right)^{-n} \quad (\text{Eq. 25})$$

Onde:

α_0 – Taxa de declínio inicial;

q_0 – Vazão inicial;

n – Expoente hiperbólico (parâmetro).

A taxa de declínio varia com o tempo de acordo com o expoente n .

3.4.1.1. Ajuste de histórico – Determinação de α_0 e n

A Eq. 25 pode ser representada na seguinte forma:

$$\alpha = \alpha_0 \left(\frac{q}{q_0}\right)^{-n} \quad (\text{Eq. 26})$$

Demonstrando que $(q/q_0)^n$ é uma função linear do tempo t . Por tentativas, ajusta-se o n de modo que são inseridos em um gráfico de coordenadas cartesianas em função do tempo t , até se obter uma reta. Com isso será determinado o valor de n , e do coeficiente angular $\phi = \tan(n\alpha_0)$ da reta e então calcula-se o valor de α_0 . (Figura 11).

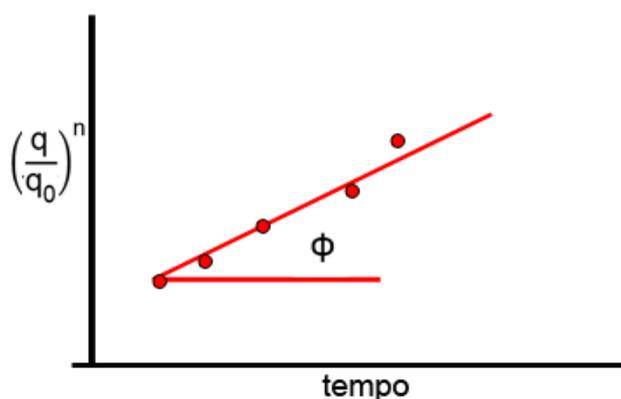


Figura 11 – Gráfico das coordenadas cartesianas $(q/q_0)^n$ vs t .
Fonte: Elaboração Própria.

3.4.1.2. Previsão de comportamento

Conhecendo-se n e α_0 , pode-se gerar o valor da vazão de produção a qualquer tempo. O volume acumulado do óleo também pode ser produzido, em função do tempo, pode ser estimado integrando-se a equação da vazão, neste caso (ROSA *et al.*, 2006):

$$N_p = \int_0^t 365q dt \quad (\text{Eq. 27})$$

As vazões são dadas em $\text{m}^3 \text{ d}$, taxa de declínio é usada em ano^{-1} , o valor de N_p é obtido em m^3 e se admite que o ano possua 365 dias, é dada por:

$$N_p = \frac{q_0}{\alpha_0} \cdot \frac{n}{n-1} \cdot \left[1 - \left(\frac{q}{q_0} \right)^{\frac{n-1}{n}} \right] \quad (\text{Eq. 28})$$

Unidades:

t – (dias ou anos);

α – (1/dia anos);

q – (m^3/d).

3.4.2. Declínio harmônico

O declínio harmônico é o modelo conhecido por ser mais otimista, no gráfico sua queda “vazão (q) vs tempo (t)”.

Sua ocorrência na prática é difícil, com exceção de certas fases da vida produtiva de reservatórios. É utilizado quando se tem mecanismo de produção tipo influxo de água ou aquífero por se tratar de um declínio frequentes nesse tipo de reservatório.

Neste tipo de declínio corresponde $n=1$, não se entra mais o valor de n , pois n valerá 1. Portanto, a taxa de declínio, cedida pela Eq. 20, simplifica-se para:

$$\alpha = \alpha_0 \left(\frac{q}{q_0} \right) \quad (\text{Eq. 29})$$

Onde:

α_0 – Taxa de declínio inicial;

q_0 – Vazão inicial.

Assim obtém-se:

$$q = q_0 \cdot (1 + \alpha_0 \cdot t)^{-1} \quad (\text{Eq. 30})$$

3.4.2.1. Ajuste de histórico – Determinação de α_0

Através da Eq. 30 pode ser apresentada na forma:

$$\frac{1}{q} = \frac{1}{q_0} + \frac{\alpha_0}{q_0} t \quad (\text{Eq. 31})$$

Lembrando que ao plotar o gráfico de coordenadas $1/q$ vs t , o resultado deve ser uma reta e a inclinação da reta α_0/q_0 . Como q_0 é conhecido, obtém-se α_0 através da seguinte equação:

$$\alpha = \alpha_0 \left(\frac{q}{q_i} \right) \quad (\text{Eq. 32})$$

A Figura 12 mostra o gráfico representativo do declínio harmônico:

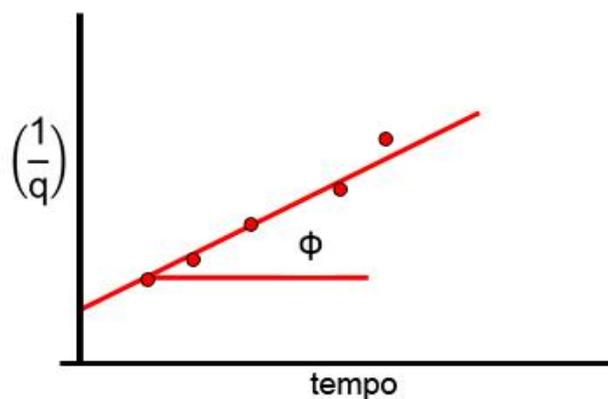


Figura 12 – Gráfico das coordenadas cartesianas $(1/q)$ vs t .
Fonte: Elaboração Própria.

3.4.2.2. Previsão de comportamento

O valor da vazão, a qualquer tempo, pode ser calculado através da Eq. 33, a partir do conhecimento da constante α_0 , determinada no ajuste de histórico.

A produção acumulada (N_p) de óleo, em função do tempo, isto é:

$$N_p = \frac{q_0}{\alpha_0} \cdot \ln\left(\frac{q_0}{q}\right) \quad (\text{Eq. 33})$$

3.4.3. Declínio exponencial

O declínio exponencial, apresenta taxa constante. Embora menos preciso, é muito mais simples de manusear do que os declínios hiperbólico ou harmônico, e por isso é bastante popular para rápidas avaliações e estimativas aproximadas (ARPS, 1945).

Esse tipo de declínio é o que resulta em maior queda de produção e mais frequente em reservatórios com mecanismo de gás em solução. Em um projeto, quando não se sabe que vai ser feito uma previsão de produção, recomenda-se a utilização do declínio exponencial, por ser considerado o mais conservador. Ou seja, diante dos resultados obtidos, pode-se dizer que se o projeto é favorável utilizando esse declínio, será ainda mais favorável utilizando os demais.

Segundo Rosa *et al.* (2006) o valor de $n=0$ e a taxa de declínio permanece a mesma ao longo do tempo, ou seja, $\alpha = \alpha_0$.

Substituindo esse valor na Eq. 20:

$$\alpha = -\frac{1}{q} \frac{dq}{dt} \quad (\text{Eq. 34})$$

Onde:

q – Vazão de produção;

t – Tempo;

α – Taxa de declínio.

Resultando na equação da vazão em função do tempo:

$$q = q_0 \cdot e^{-\alpha \cdot t} \quad (\text{Eq. 35})$$

3.4.3.1. Ajuste de histórico – Determinação de α_0

Transformando o logaritmo neperiano da Eq. 35:

$$\ln q = \ln q_0 - \alpha_0 t \quad (\text{Eq. 36})$$

Equação final do declínio exponencial:

$$\alpha = \alpha_0 \quad (\text{Eq. 37})$$

A Eq. 36 mostra que no declínio exponencial um gráfico $\ln(q)$ vs t , pois utilizando o $\log(q)$ o declínio exponencial vira uma reta. Mostrado na Figura 13.

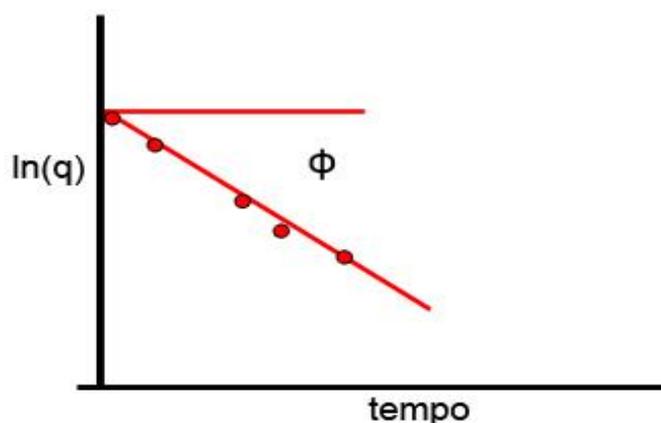


Figura 13 – Gráfico das coordenadas cartesianas $\ln(q)$ vs t .
Fonte: Elaboração Própria.

3.4.3.2. Previsão de comportamento

O valor da vazão, durante o período de declínio exponencial, pode ser calculado através da Eq. 38, a partir do conhecimento da taxa de declínio α_0 , determinada no ajuste de histórico.

$$N_p = \frac{(q_0 - q)}{\alpha} \quad (\text{Eq. 38})$$

3.4.4. Resumo das equações de declínio

Conforme discutido nos itens anteriores, o declínio mais generalizado é o hiperbólico, mas como apresenta taxa variável, requer uma quantidade maior de dados, como o histórico de produção passada.

Já o declínio harmônico é considerado otimista, mas como apresenta taxa considerado a 1, porém pouco utilizado pois ele se encaixa em reservatórios que possui mecanismo de produção de influxo de água, comparado com o hiperbólico e exponencial, é o que cai menos ao decorrer do tempo.

No caso do declínio exponencial é considerado o mais pessimista de todos, sua taxa é considerada constante, onde comparado aos outros é o que sofre maior queda ao decorrer do tempo, por muitos ele é considerado um declínio que deve ser usado em reservatórios com escassez de informações, por se tratar de pessimista, caso venha ter bom desenvolvimento é sinal que os outros declínios irão ser bem-sucedidos, onde vale salientar que esse declínio é bastante comum em mecanismo de produção de gás em solução.

$$\alpha = \alpha_0 \left(\frac{q}{q_0} \right)^n, 0 \leq n \leq 1$$

$$\begin{aligned} & \rightarrow n > 1 \rightarrow \alpha = \alpha_0 \left(\frac{q}{q_i} \right)^n \quad (1) \\ & \rightarrow n = 1 \rightarrow \alpha = \alpha_0 \left(\frac{q}{q_i} \right) \quad (2) \\ & \rightarrow n = 0 \rightarrow \alpha = \alpha_0 \quad (3) \end{aligned}$$

Declínio hiperbólico (1); Declínio harmônico (2); Declínio exponencial (3).

A Figura 14 apresenta uma comparação entre os tipos de taxa de declínio de produção.

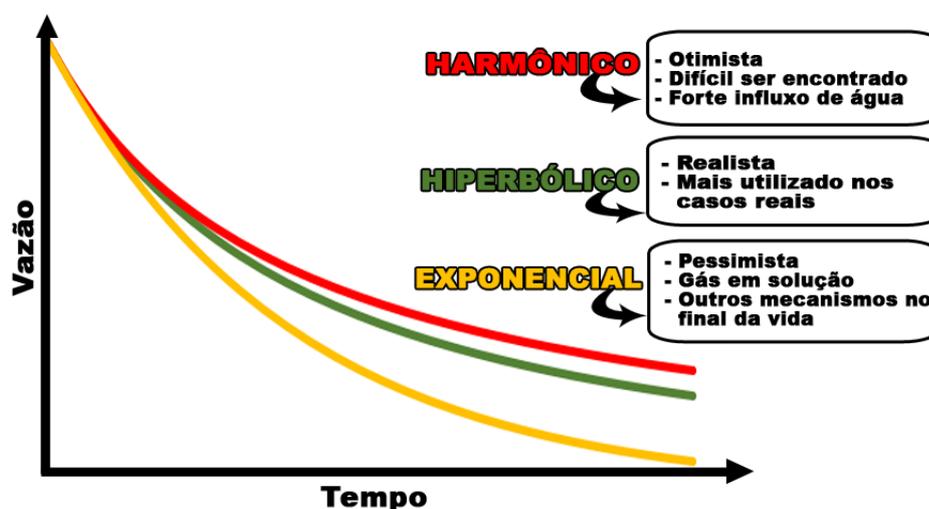


Figura 14 - Os três tipos de taxas de declínio, com suas principais funções.
Fonte: Elaboração Própria.

4. ESTUDO DE CASO

4.1. METODOLOGIA

O estudo de caso trata da aplicação das técnicas de declínio de produção no Campo de Pilar, localizado em Alagoas. Para chegar nesse resultado, foi necessário obter o histórico da produção ao longo dos anos e daí então aplicar os declínios utilizando com auxílio o editor de planilhas Microsoft Office Excel.

O estudo de caso seguiu o roteiro abaixo:

- Obtenção do histórico de produção do campo, em formato imagem, disponível no site da ANP (http://www.anp.gov.br/images/planos_desenvolvimento/Pilar.pdf);
- Digitalização da figura do histórico utilizando o programa *GetData Graph Digitizer* para obtenção dos dados em forma de tabela;
- Cálculos das produções acumuladas (N_p) de cada etapa de desenvolvimento do campo;
- Ajuste do histórico de produção à equação e parâmetros de declínio (α_0 e n) que melhor representam o histórico;
- Comparação dos tipos de declínios;
- Análise de qual mecanismo de produção se encaixa mais no campo de estudo;
- Previsão de produção utilizando e comparando os diversos tipos de declínio.

4.1.2. Campo de Pilar

O Campo de Pilar está localizado a cerca de 20 km da cidade de Maceió, no Estado de Alagoas às margens da Lagoa Manguaba. Ocupa uma parte da área dos municípios de Pilar, Marechal Deodoro, Satuba e Rio Largo. Uma porção do campo se situa sobre os tabuleiros da Formação Barreiras, com cerca de 100 m de altitude, e a outra, em áreas de baixa altitude e próximas ao nível do mar, às margens da lagoa. A área da Concessão totaliza 89,4 km² (ANP, 2016).

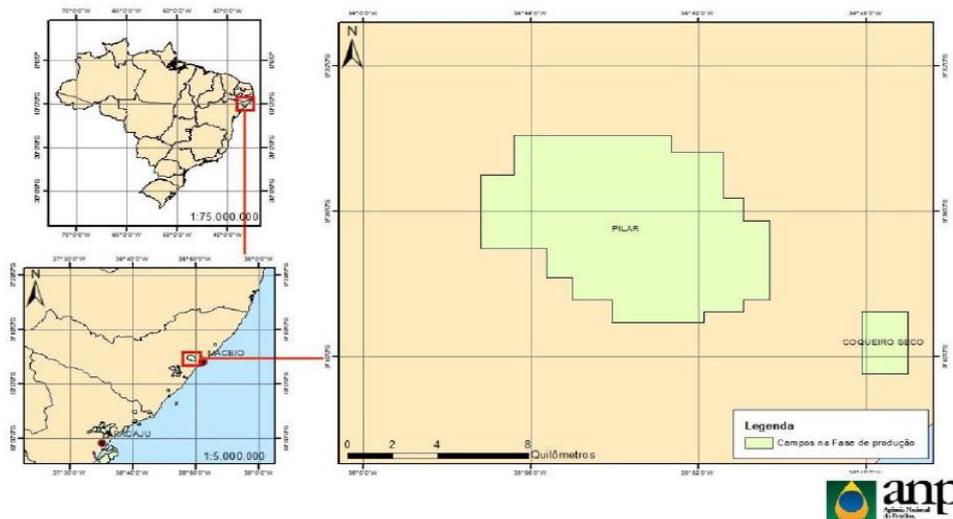


Figura 15 - Mapa de localização do Campo de Pilar.
Fonte: (ANP, 2016).

4.1.2.1. Sistema de produção e escoamento

Produção de óleo, gás e água de cada poço produtor de óleo do campo é escoada através de sua linha de produção até um dos seis satélites de produção, de onde é levada por meio de dutos de coleta até a Estação de Produção de Pilar (EPPIR), onde os fluidos são separados. Na Estação de Pilar os fluidos são separados e o óleo é tratado e devidamente enquadrado nas especificações. Toda a água produzida pelo campo, após receber tratamento na EPPIR, é injetada para recuperação secundária e/ou descarte nos poços injetores do campo de Pilar. O óleo, após tratamento e devido enquadramento nas especificações, é bombeado a partir da Estação de Pilar até o terminal de armazenamento em Maceió. O gás é comprimido e enviado para a UPGN-AL, em Pilar, onde será processado para produção de LGN e oferta ao mercado.

As Tabelas 2 e 3, descrevem a capacidade de processamento das unidades e os poços em produção.

Tabela 2: Capacidade de processamento das unidades.

Unidade	Líquido (bbl/d)	Gás natural (mil m ³ /d)
Estação de Pilar	22.644	1.600

Fonte: (ANP, 2016).

Tabela 3: Poços em produção.

Poços em Operação:	01/2016
Produtores:	57
Injetores:	17

Fonte: (ANP, 2016).

4.1.2.2. Geologia e Reservatórios

Estruturalmente, o campo é um anticlinal relacionado ao sistema de falhas de borda da bacia de Sergipe-Alagoas, cujo ápice se apresenta extremamente falhado e que produziu a intensa compartimentação dos reservatórios: são diversas zonas de produção, com espessuras entre 1 e 50 m, distribuídas em diversos blocos limitados por falhas, o que resulta em cerca de 763 bloco/reservatórios mapeados portadores de óleo e/ou gás com características próprias de volume, contatos entre fluidos, porosidade, permeabilidade, dentre outros. Os reservatórios do campo estão distribuídos nas formações Coqueiro Seco, Penedo e Barra de Itiúba (Cretáceo Inferior, fase rifte da evolução da bacia), em arenitos fluviais, deltaicos e eólicos. O óleo de Pilar apresenta uma densidade média de 39° API a 20°C e viscosidade de 1 cP (200° F). Os mecanismos primários de produção de óleo predominantes são gás em solução e capa de gás, mas existem alguns reservatórios com nítida atuação de aquífero (BORBA et al., 2004).

As Tabelas 4 e 5 descrevem o volume *in place* óleo e gás e a produção acumulada do óleo e gás.

Tabela 4: Volume *in place* óleo e gás.

Volume “<i>in place</i>”	31/12/2015
Petróleo (milhões de m³)	34
Gás total (milhões de m³)	27899,67

Fonte: (ANP, 2016).

Tabela 5: Produção acumulada do óleo e gás.

Produção Acumulada:	31/12/2015
Petróleo (milhões de m³)	7,57
Gás total (milhões de m³)	9662,54

Fonte: (ANP, 2016).

4.2. RESULTADOS

4.2.1. ANÁLISE DO HISTÓRICO

O campo de Pilar passou por algumas fases de desenvolvimento de produção seguida de declínio (Figura 16). Após a descoberta do campo, em 1981, seguiu-se uma campanha intensa de perfuração e completação de poços, o que resultou num rápido aumento de produção. O pico de produção ocorreu em 1985, quando chegou a produzir mais de 1400 m³/d de óleo, diminuindo desde então até atingir 350 m³/d em 1997. Após um projeto de revitalização do campo, com a descoberta de novos reservatórios (BORBA *et al.*, 2004), houve um novo período de crescimento da produção devido às novas perfurações e completações de poços, e em 2003 ocorreu um novo pico de produção chegando a produzir em torno de 1200 m³/d, seguido de um novo período de declínio, com a produção alcançando cerca de 150 m³/d em 2015.

A partir do histórico de produção (vazão de óleo) de 1981 a 2015, foi calculada a produção acumulada (N_p) de cada etapa, integrando-se as vazões do início ao final de cada etapa.

$$N_p = \int_{t=inicio}^{t=final} Q_o \cdot dt \quad (\text{Eq. 38})$$

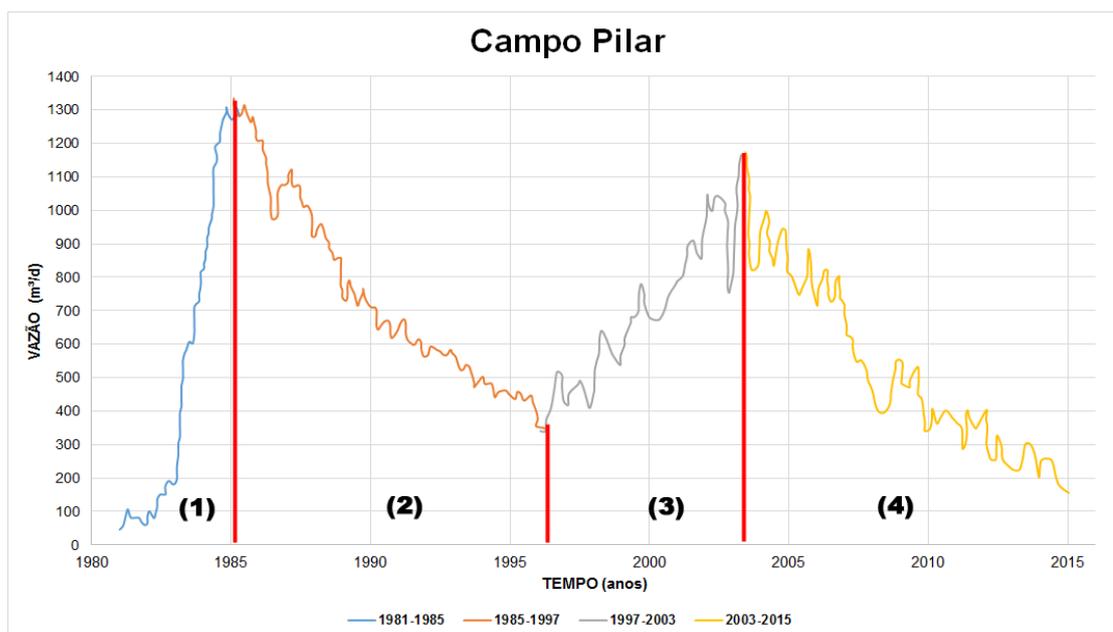


Figura 16 – Produção do campo de pilar, onde: Desenvolvimento inicial (1); Declínio 1 (2); Revitalização (3); Declínio 2 (4).

De acordo com a Figura 16, o estudo de caso foi focado na área (2) e (4), já que são nessas áreas que se concentram os dois declínios do campo de Pilar.

Diante do que foi citado anteriormente, foi necessário a divisão por etapas da produção, pela precisão e necessidade de ter as produções acumuladas por cada etapa e acima de tudo ter a clareza de saber dessa produção acumulada para que através dela seja comparada com o volume recuperável do campo, sabendo que sempre o volume recuperável deverá ser maior que a produção acumulada, através disso foi adotado um fator de recuperação (Fr) de 25%, considerado um valor coerente para o campo em estudo.

As Tabelas 6, 7, 8 e 9 representam os resultados referente à totalização das etapas do histórico de produção para obtenção da produção acumulada (Np) considerado o volume de fluido produzido dos reservatórios.

Tabela 6: Resultado da produção acumulado do ano 1985.

Anos	Anos	bbl/d	m ³ /d	Np
1985	5	8050,72	1281,96	860.775,89

Na etapa (1), considerada de desenvolvimento inicial, obteve-se no ano de 1985 uma produção acumulada de 860.775,89 m³.

Tabela 7: Resultado da produção acumulado do ano 1985 a 1997.

Anos	Anos	bbl/d	m ³ /d	Np
1997	11	2168,02	345,22	3.073.092,91

Na etapa (2) ocorreu o primeiro declínio do campo obteve-se no final do ano de 1996 uma produção acumulada de 3.073.092,91 m³

Tabela 8: Resultado da produção acumulado do ano 1997 a 2003.

Anos	Anos	bbl/d	m ³ /d	Np
2003	7	7315,48	1164,88	1.827.522,63

A etapa (3) é considera da fase de revitalização do campo, obteve-se no ano de 2003 uma produção acumulada de 1.827.522,63 m³.

Tabela 9: Resultado da produção acumulado do ano 2003 a 2015.

Anos	Anos	bbl/d	m ³ /d	Np
2015	12	1069,16	170,24	2.359.333,92

Na etapa (4) e última, onde ocorreu o segundo declínio do campo, obteve-se no ano de 2015, uma produção acumulada de 2.359.333,92 m³.

Totalizando assim uma produção acumulada de 8.120.725,35 m³. Comparando-se com o volume recuperável de 8.500.000 m³ e um fator de recuperação de 25% no qual é considerado um fator de recuperação para esse tipo de campo, percebe-se está dentro do previsto como foi discutido anteriormente.

4.2.2. Ajuste da curva de declínio ao histórico de produção

Esta etapa trata da estimativa do tipo de declínio e dos seus parâmetros. Tendo como base a curva real do declínio do reservatório (histórico de produção) para ajuste do declínio hiperbólico será ajustada a curva de declínio mais semelhante à realidade do campo.

4.2.2.1. Análise do declínio do período 2003-2015 (declínio 2)

Inicialmente o declínio que vai ser trabalhado será o do ano de 2003 a 2015, por se tratar de complexidade menor que do declínio do ano de 1985 a 1997.

Os cálculos realizados a seguir, foram obtidos a partir das equações do *tópico 3.4 (Equação 25)*.

A Tabela 10 mostra os dados reais do declínio de produção no ano de 2003 a 2015.

Tabela 10: Resultado resumido do histórico de produção do declínio 2.

Anos	bbl/d	m ³ /d
2003	7.366,18	1.172,96
2004	6.131,94	976,42
2005	5.037,08	802,08
2006	4.492,09	715,30
2007	4.222,72	672,41
2008	2.646,81	421,47
2009	3.409,04	542,84
2010	2.176,54	346,58
2011	2.285,33	363,91
2012	2.532,11	403,20
2013	1.402,84	223,38
2014	1567,36	249,57
2015	977,352	155,62

A partir da Tabela 10 foi elaborado o gráfico da curva de produção real (histórico de produção), que se trata de vazão (m³/d) x tempo (anos), para serem ajustados os declínios hiperbólico, harmônico e exponencial.

A Figura 17 mostra o trecho do histórico de produção do período acima mencionado.

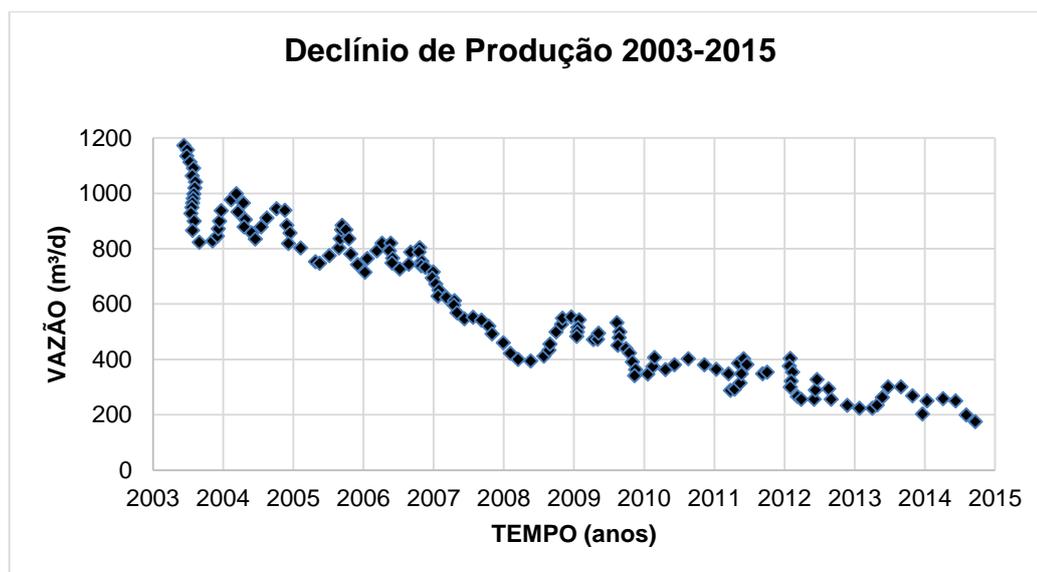


Figura 17 – Histórico de produção entre os anos 2003 a 2015.

Através do histórico de produção real do campo, foi aplicado o declínio hiperbólico, com o objetivo da determinação, por tentativas, dos valores das constantes α_0 e n que melhor se ajustam ao histórico, os quais serão utilizados na previsão de comportamento do reservatório.

Logo após encontrados os parâmetros de declínio e sua taxa (α_0) e ajuste do parâmetro n , foram os seguintes resultados, $n= 0,9$ e $\alpha_0= 0,2/\text{ano}$, que são essenciais para aplicação do declínio hiperbólico, o ajuste dessa curva depende necessariamente dos ajustes de n e de α_0 .

Através dos parâmetros do declínio hiperbólico, foi realizada a estimativa de vazão anual onde o resultado se encontra na Tabela 11.

Tabela 11: Resultados obtidos através da aplicação do declínio hiperbólico do declínio 2.

Anos	Anos	Q (HIP) m³/d
2003	0	1200,00
2004	1	991,74
2005	2	833,33
2006	3	710,06
2007	4	612,24
2008	5	533,33
2009	6	468,75
2010	7	415,22
2011	8	370,37
2012	9	332,41
2013	10	300,00
2014	11	272,11
2015	12	247,93

Logo após a realização dos cálculos do declínio hiperbólico foi plotada a curva de declínio calculada em contraste com a causa do histórico de produção (Figura 18). Observa-se que o ajuste não é perfeito, pois na vida real o campo de petróleo apresenta eventos operacionais de diversas naturezas tais como paradas para manutenção, aumentos ou perdas pontuais de produção, acidentes etc.



Figura 18 – Comparação da aplicação das curvas de declínio real (histórico) e hiperbólico do declínio 2.

Após a aplicação do declínio hiperbólico, foram também aplicados os declínios harmônico e exponencial, que são casos específicos do hiperbólico. O eventual ajuste de um declínio harmônico ou exponencial permite estimar o mecanismo de produção predominante no campo em estudo. Por exemplo, o harmônico está relacionado ao influxo de água e o exponencial ao de gás em solução.

No caso do declínio harmônico, não haverá o ajuste no parâmetro n , nesse caso o $n=1$, para a taxa de declínio (α_0) é aconselhável a utilização da mesma utilizada no hiperbólico, porém a curva não se ajustou bem ao histórico real do campo, e foi utilizada a seguinte taxa de declínio, $\alpha_0=0,28/\text{ano}$ baseada nas equações de declínio.

A Tabela 12 mostra os resultados com a utilização do declínio harmônico.

Tabela 12: Resultados obtidos através da aplicação do declínio harmônico do declínio 2.

Anos	Anos	Q (HAR) m ³ /d
2003	0	1200,00
2004	1	937,50
2005	2	769,23
2006	3	652,17
2007	4	566,04
2008	5	500,00
2009	6	447,76
2010	7	405,41
2011	8	370,37
2012	9	340,91
2013	10	315,79
2014	11	294,12
2015	12	275,23

Através dos resultados obtidos de Q HAR m³/d, ao decorrer dos 12 anos foi estabelecido uma curva de declínio harmônico, foram comparados com do histórico do reservatório, do mesmo jeito que foi realizado anteriormente com o declínio hiperbólico.

O interesse maior é comparar o real com o harmônico através de um gráfico vazão (m³/d) x tempo (anos), para poder ter mais detalhes de se o mecanismo vai se tratar de fato de um mecanismo de influxo de água. Nesse caso o harmônico não tem ajustes para melhor o posicionamento da curva, pois seu parâmetro é fixo $n=1$.

A Figura 19 mostra a comparação do declínio real x harmônico para melhor compreensão do declínio utilizado.



Figura 19 – Comparação da aplicação das curvas de declínio real (histórico) e harmônico do declínio 2.

Foi aplicado também o declínio exponencial, no qual a taxa de declínio é constante. Nele seu parâmetro $n=0$. Trata-se de um tipo de declínio pessimista, típico de mecanismo de gás em solução.

Como $n=0$, com o $\alpha_0=0,2$ do hiperbólico não ajusta bem. Precisou ajustar para $\alpha_0=0,15/\text{ano}$ onde baseado nas equações utilizadas para taxa de declínio, para ajustar melhor, para ajustar um exponencial. Diante disso a Tabela 13, mostra os resultados obtidos a partir dos cálculos na utilização do declínio exponencial.

Tabela 13: Resultados obtidos através da aplicação do declínio exponencial do declínio 2.

Anos	Anos	Q (EXP) m³/d
2003	0	1200,00
2004	1	1032,85
2005	2	888,98
2006	3	765,15
2007	4	658,57
2008	5	566,84
2009	6	487,88
2010	7	419,93
2011	8	361,43
2012	9	311,09
2013	10	267,76
2014	11	230,46
2015	12	198,36

Através dos resultados obtidos de Q_{EXP} m^3/d , ao decorrer dos 12 anos foi estabelecido uma curva de declínio exponencial que facilita o estudo do reservatório ao longo desse tempo de produção.

Diante como foi feito aos demais declínios anteriores, no caso do declínio exponencial será a mesma comparação entre o declínio real do reservatório x exponencial, como $n=0$ não há como fazer o ajuste para ajustar na melhor forma na curva do declínio real.

A Figura 20 mostra a comparação do declínio real (histórico) x exponencial.



Figura 20 – Comparação da aplicação das curvas de declino real (histórico) e exponencial do declínio 2.

A Figura 21 mostra uma comparação dos três tipos de declínios ajustados no período estudado.

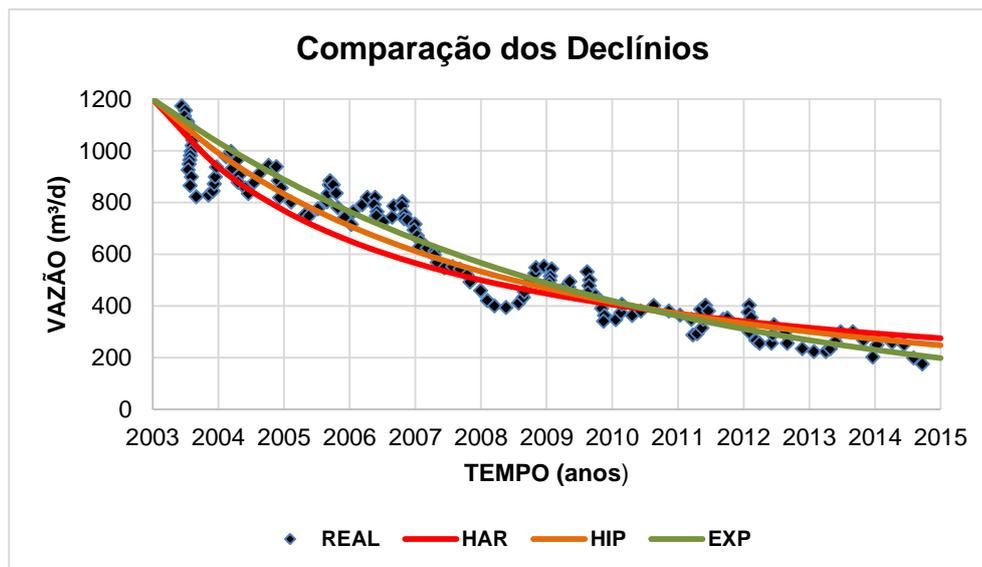


Figura 21 – Comparação dos três declínios juntos do declínio 2.

A Figura 22 mostra o logaritmo da vazão do declínio 2, utilização do $\text{Log } Q \times t$, onde é analisado qual mecanismo mais se adequa.

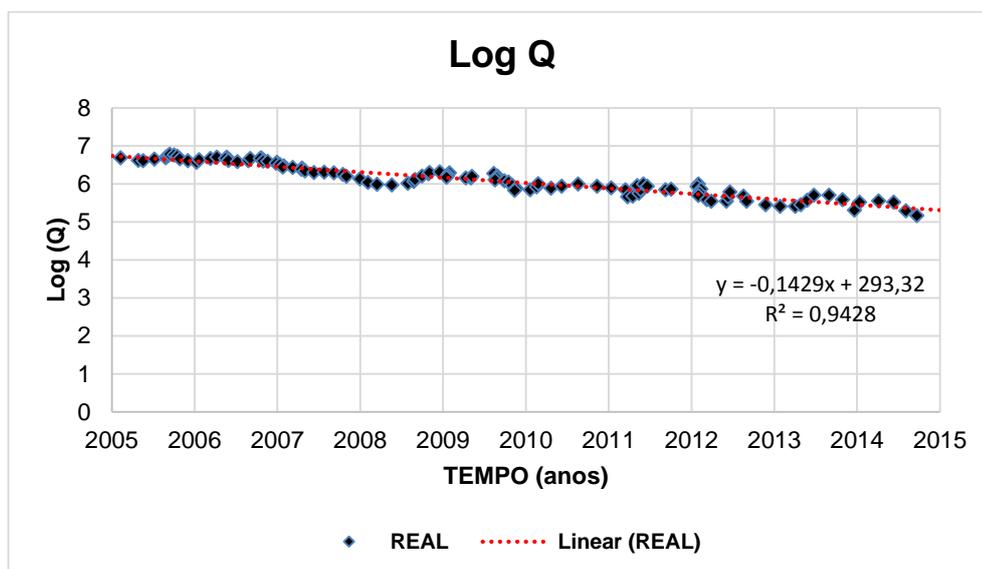


Figura 22 – Logaritmo da vazão do declínio 2.

A Figura 21 mostra que tanto o declínio harmônico e exponencial estão próximos da curva de declínio hiperbólico. Neste caso pode-se dizer que existe tanto o mecanismo de influxo de água e de gás em solução, por se tratar de vários reservatórios nesse campo e cada um deles com mecanismos diferentes.

Com a utilização do $\text{Log } (Q) \times t$, e aplicando o cálculo de coeficiente de determinação teve um valor de $R^2 = 0,9428$. Nota-se que a inclinação da reta (-0,1429) corresponde à taxa de declínio exponencial, que foi utilizada para o ajuste

exponencial. Com essas comparações pode-se dizer que esse declínio 2 pode estar submetido ao influxo de água juntamente com gás em solução.

A Figura 22 mostrou que há uma boa correlação entre o tempo e o log da vazão, indicado através do declínio exponencial. Ou seja, deve haver um predomínio do mecanismo de gás em solução nos reservatórios.

4.2.2.2. Análise do declínio do período 1985-1997 (declínio 1)

No declínio 1 foi estudado da mesma forma que foi feito o declínio 2, a única diferença desse declínio 1 no qual é considerado o primeiro declínio de produção do Campo de Pilar que aconteceu nos anos de 1985 a 1997, antes da revitalização do campo. Há um pico de produção seguido de um declínio.

No ajuste do histórico de produção do declínio 1 será utilizado o declínio hiperbólico como o declínio padrão. Aplicações do harmônico e exponencial servirão como base para inferir os mecanismos dos atuantes no período.

A Tabela 14 mostra os dados reais do declínio de produção no ano de 1985 a 1987.

Tabela 14: Resultado resumido do histórico de produção do declínio 1.

Anos	bbl/d	m³/d
1985	8381,81	1334,68
1986	7584,09	1207,65
1987	6818,05	1085,67
1988	5796,01	922,93
1989	4582,17	729,64
1990	4456,56	709,64
1991	4171,17	664,20
1992	3565,41	567,74
1993	3536,03	563,06
1994	3154,41	502,29
1995	2772,96	441,55
1996	2199,55	350,24
1997	2169,85	345,51

A partir da Tabela 14 foi elaborado o gráfico da curva do declínio de produção real (histórico de produção), que se trata de vazão (m^3/d) x tempo (anos), para uso como base para os declínios hiperbólico, harmônico e exponencial.

A Figura 23 mostra o trecho do histórico a ser ajustado com uma curva de declínio.

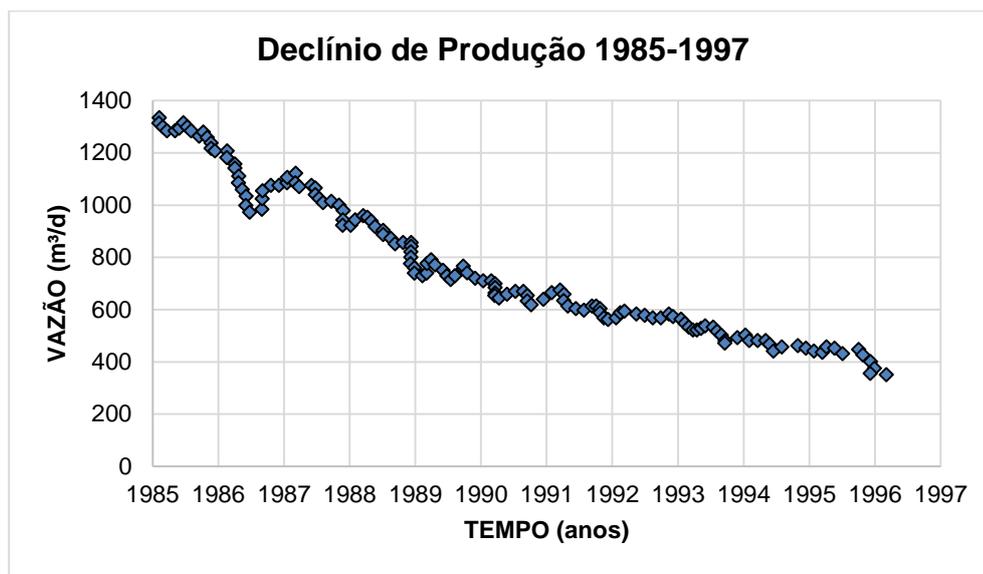


Figura 23 – Declínio de Produção 1985-1997

No declínio 1, utilizando o declínio hiperbólico a taxa de declínio (α_0) e ajuste do parâmetro n , foi obtido os seguintes resultados, $n= 1,1$ e $\alpha_0= 0,2/\text{ano}$

Através dos parâmetros do declínio hiperbólico, foi realizada a estimativa de vazão anual onde o resultado se encontra na Tabela 15.

Tabela 15: Resultados obtidos através da aplicação do declínio hiperbólico do declínio 1.

Anos	Anos	Q (HIP) m ³ /d
1985	0	1400,0
1986	1	1164,99
1987	2	995,31
1988	3	867,29
1989	4	767,42
1990	5	687,41
1991	6	621,96
1992	7	567,45
1993	8	521,39
1994	9	481,97
1995	10	447,88
1996	11	418,11
1997	12	391,91

Através da Q (HIP) m³/d durante o tempo de 12 anos, para melhor compreender esse declínio 1, é necessária aplicação dos resultados da vazão do declínio do reservatório real x declínio hiperbólico, onde é gerada uma curva de declínio de produção.

A Figura 24 mostra a comparação do histórico real x declínio hiperbólico ajustado.

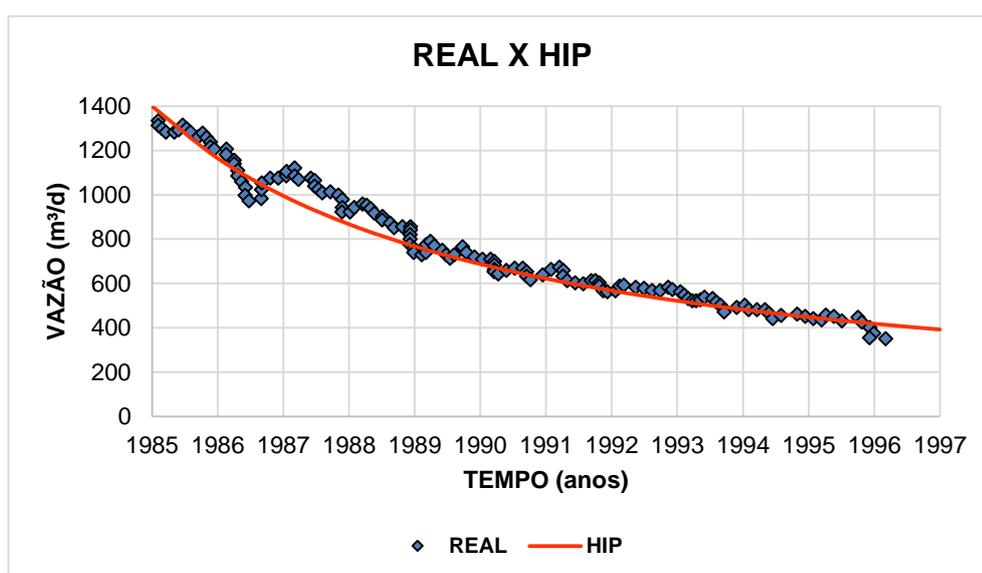


Figura 24 – Comparação da aplicação das curvas de declino real (histórico) e hiperbólico do declínio 1.

Na aplicação do declínio harmônico o $n=1$ onde não precisa de ajustes e a taxa será utilizada a mesma do hiperbólico $\alpha_0=0,2/\text{ano}$. Como o harmônico e exponencial são casos específicos do hiperbólico, é aconselhável a utilização da taxa do hiperbólico para as comparações finais.

Tabela 16: Resultados obtidos através da aplicação do declínio harmônico do declínio 1.

Anos	Anos	Q (HAR) m ³ /d
1985	0	1400,0
1986	1	1166,67
1987	2	1000,00
1988	3	875,00
1989	4	777,78
1990	5	700,00
1991	6	636,36
1992	7	583,33
1993	8	538,46
1994	9	500,00
1995	10	466,67
1996	11	437,50
1997	12	411,76

Através dos resultados obtidos de Q HAR m³/d, no decorrer dos 12 anos foi estabelecido uma curva de declínio harmônico, foram comparados com do histórico do reservatório, do mesmo jeito que foi realizado anteriormente com o declínio hiperbólico.

O interesse nesse caso é o mesmo que da aplicação do declínio 2 com a utilização do declínio harmônico, onde a única diferença entre o declínio 1 e 2 é simplesmente os anos e suas respectivas vazões.

A Figura 25 mostra a comparação do histórico x declínio harmônico ajustado.

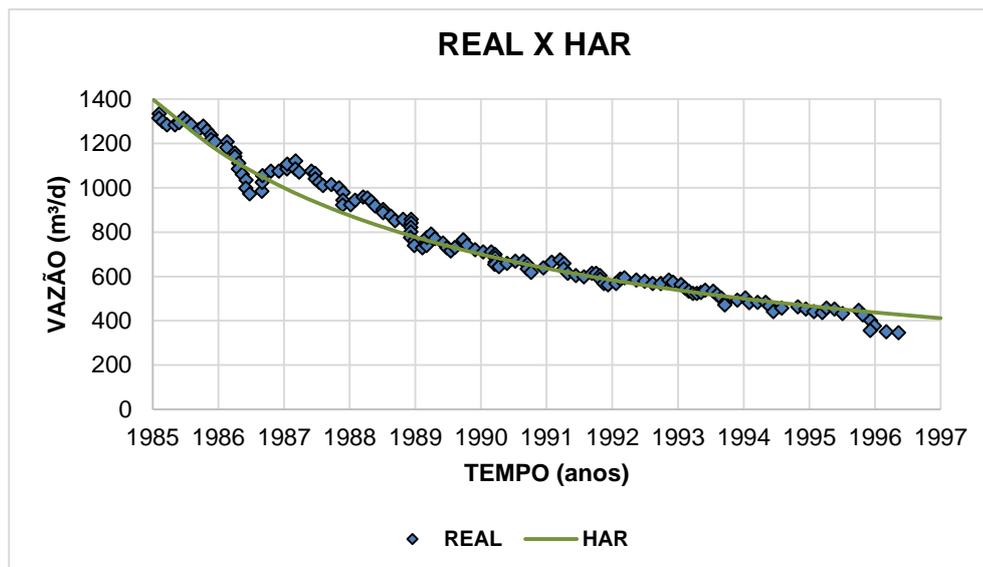


Figura 25 – Comparação da aplicação das curvas de declínio real (histórico) e harmônico do declínio 1.

Por fim foi aplicado o declínio exponencial. Sua taxa de declínio é utilizada a mesma que a do hiperbólico, porém o declínio exponencial se ajustou melhor com $\alpha_0 = 0,12/\text{ano}$ e não foi possível a utilização do mesmo valor do hiperbólico.

A Tabela 17 mostra os resultados obtidos a partir dos cálculos na utilização do declínio exponencial.

Tabela 17: Resultados obtidos através da aplicação do declínio exponencial do declínio 1.

Anos	Anos	Q (EXP) m³/d
1985	0	1400,00
1986	1	1241,69
1987	2	1101,28
1988	3	976,75
1989	4	866,30
1990	5	768,34
1991	6	681,45
1992	7	604,39
1993	8	536,05
1994	9	475,43
1995	10	421,67
1996	11	373,99
1997	12	331,70

Através dos resultados obtidos de Q_{EXP} m^3/d , ao decorrer dos 12 anos foi estabelecido uma curva de declínio exponencial que facilita o estudo do reservatório ao longo desse tempo de produção.

A Figura 26 mostra a comparação do histórico real x declínio exponencial ajustado.

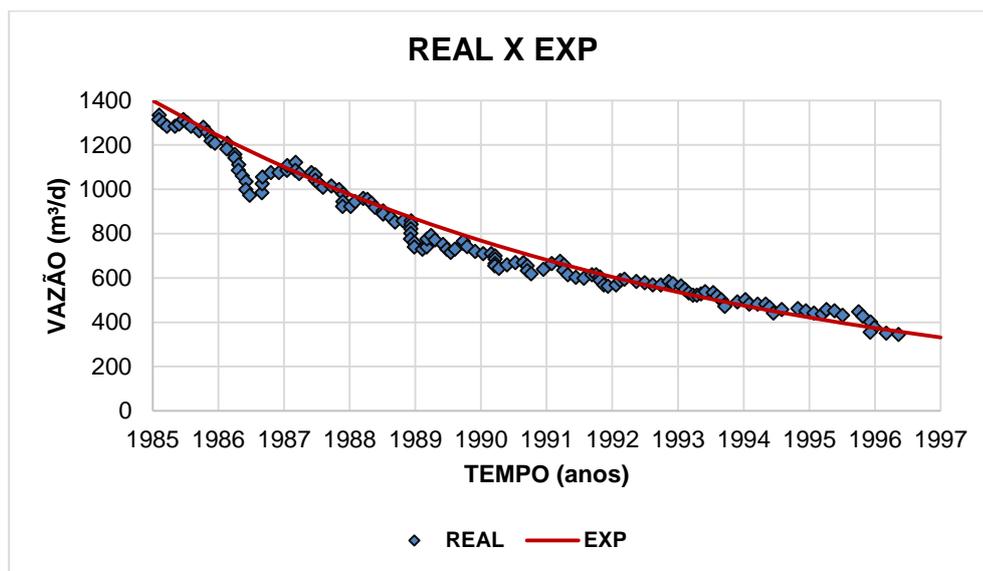


Figura 26 – Comparação da aplicação das curvas de declino real (histórico) e exponencial do declínio 1.

A Figura 27 apresenta uma comparação dos três tipos de declínios juntos no reservatório de estudo.

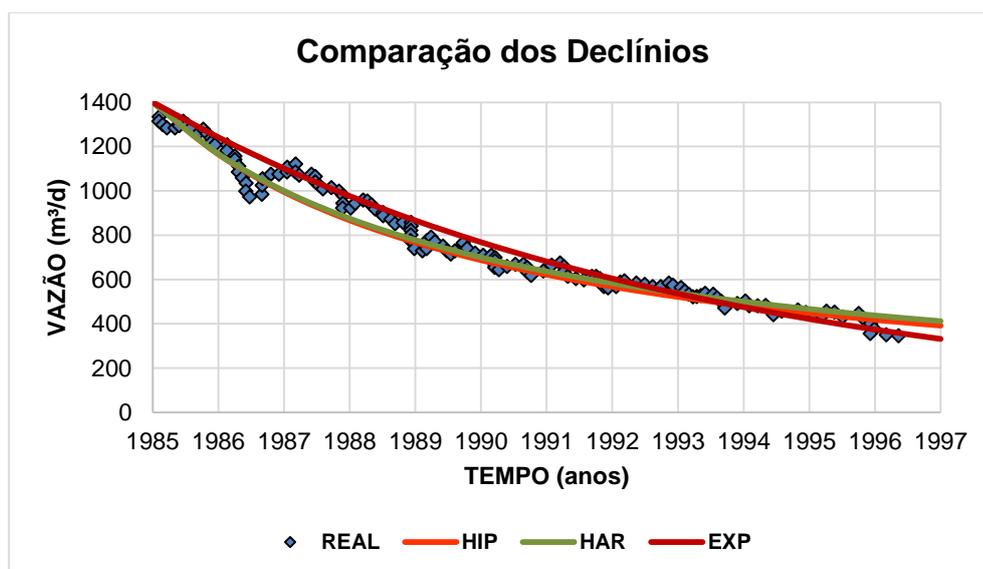


Figura 27 – Comparação dos três declínios juntos do declínio 1.

A Figura 28, mostra o logaritmo da vazão do declínio 1, utilização do $\text{Log}(Q) \times t$, onde é analisado qual mecanismo mais se adequa

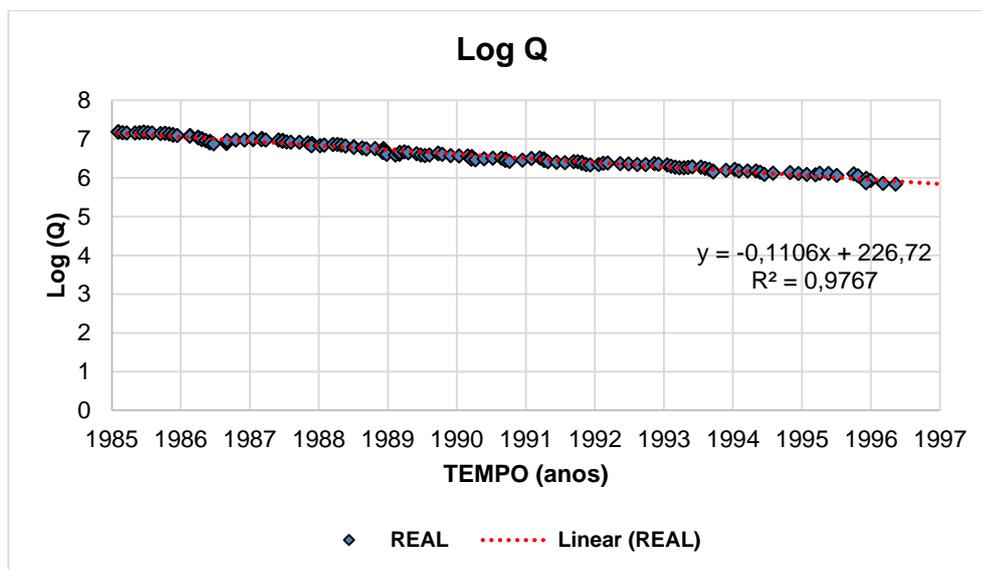


Figura 28 – Logaritmo da vazão do declínio 1.

A mesma comparação foi realizada no caso anterior, só que agora é na Figura 26. O declínio harmônico e exponencial estão bem próximos do declínio hiperbólico que é considerado o padrão. Que nesse caso pode-se dizer que existe tanto o mecanismo de influxo de água e de gás em solução, por se tratar de vários reservatórios nesse campo e cada um deles com mecanismos diferentes.

Com a utilização do $\text{Log}(Q) \times t$, e aplicando o coeficiente de determinação obteve-se um valor de $R^2 = 0,9767$. Nota-se que a inclinação da reta (-0,1106) corresponde à taxa de declínio exponencial, que foi utilizada para o ajuste exponencial. Com essas comparações podendo dizer que esse declínio 1 pode estar submetido com influxo de água juntamente com gás em solução.

4.2.3. Previsão de produção

A aplicação das equações de declínio e os parâmetros obtidos anteriormente permitem fazer a previsão de produção para os próximos anos.

Como o histórico de produção do campo de Pilar fornecido pela ANP é até o ano de 2015 e considerando a previsão de produção uma atividade importante da engenharia de reservatórios, e um dos objetivos do presente estudo, foi realizada a previsão para os próximos 15 anos (até o ano de 2030). Foram comparados os três tipos de declínios de produção e discutido qual o mais adequado nesta previsão.

4.2.3.1. Previsão de produção do período 2015-2030 (declínio 2)

Inicialmente foi feita essa previsão a partir do declínio 2 (o último período do histórico do campo) de produção real, no qual tendo como declínio principal o hiperbólico. Através dele serão empregados as curvas de declínio harmônico e exponencial.

Na Tabela 18, exibe os valores calculados com a utilização do declínio hiperbólico para a previsão de produção.

Tabela 18: Produção com a utilização do declínio hiperbólico do declínio 2.

Anos	Anos	Q (HIP) m ³ /d
2003	0	1200,00
2004	1	991,74
2005	2	833,33
2006	3	710,06
2007	4	612,24
2008	5	533,33
2009	6	468,75
2010	7	415,22
2011	8	370,37
2012	9	332,41
2013	10	300,00
2014	11	272,11
2015	12	247,93
2016	13	226,84
2017	14	208,33
2018	15	192,00
2019	16	177,51
2020	17	164,61
2021	18	153,06
2022	19	142,69
2023	20	133,33
2024	21	124,87
2025	22	117,19
2026	23	110,19
2027	24	103,81
2028	25	97,96
2029	26	92,59
2030	27	87,66

Através dos apresentados na Tabela 18 foi plotado o gráfico Q (HIP) m^3/d x tempo (anos) no qual foi estabelecida uma curva de declínio hiperbólico que facilita o estudo do reservatório na previsão de produção.

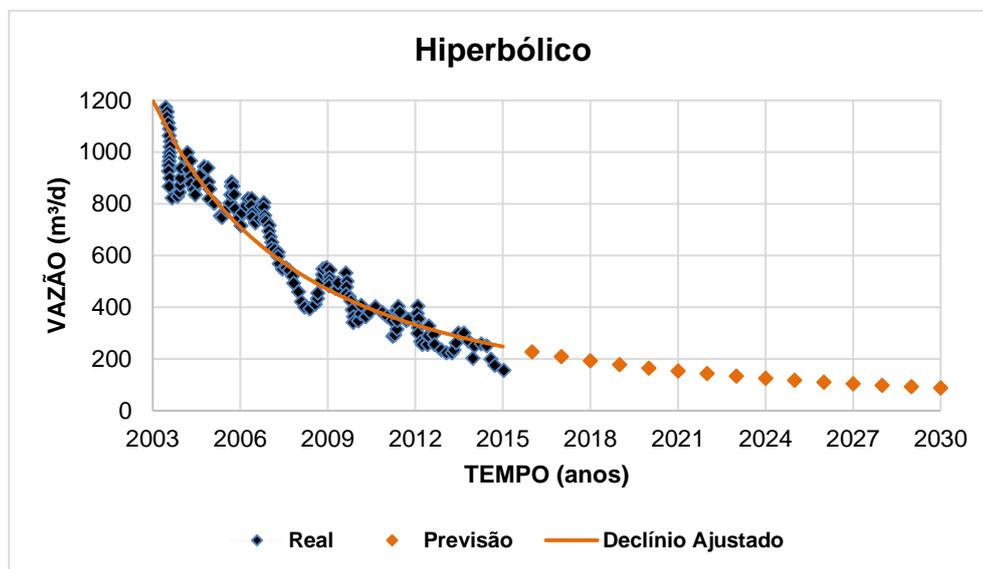


Figura 29 – Previsão de produção utilizando declínio hiperbólico do declínio 2.

Através do declínio hiperbólico foi feita a análise utilizando o declínio harmônico no qual foram realizados os cálculos da vazão no decorrer desse tempo futuro de 27 anos.

A Tabela 19, exibe os valores calculados com a utilização do declínio harmônico para a previsão de produção.

Tabela 19: Produção com a utilização do declínio harmônico do declínio 2.

Anos	Anos	Q (HAR) m³/d
2003	0	1200,00
2004	1	937,50
2005	2	769,23
2006	3	652,17
2007	4	566,04
2008	5	500,00
2009	6	447,76
2010	7	405,41
2011	8	370,37
2012	9	340,91
2013	10	315,79
2014	11	294,12
2015	12	275,23
2016	13	258,62
2017	14	243,90
2018	15	230,77
2019	16	218,98
2020	17	208,33
2021	18	198,68
2022	19	189,87
2023	20	181,82
2024	21	174,42
2025	22	167,60
2026	23	161,29
2027	24	155,44
2028	25	150,00
2029	26	144,93
2030	27	140,19

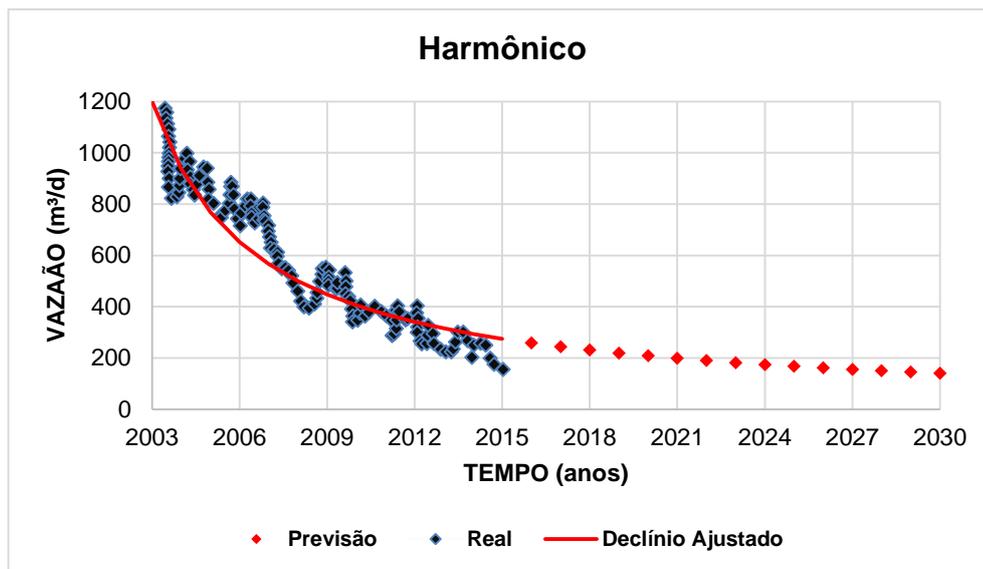


Figura 30 – Previsão de produção utilizando declínio harmônico do declínio 2.

Para finalizar a previsão de produção do declínio 2, foi realizado os cálculos a partir do declínio exponencial ao decorrer desses 27 anos.

Na Tabela 20, exibe os valores calculados com a utilização do declínio exponencial para a previsão de produção.

Tabela 20: Produção com a utilização do declínio exponencial do declínio 2.

Anos	Anos	Q EXP m³/d
2003	0	1200,0
2004	1	1032,8
2005	2	889,0
2006	3	765,2
2007	4	658,6
2008	5	566,8
2009	6	487,9
2010	7	419,9
2011	8	361,4
2012	9	311,1
2013	10	267,8
2014	11	230,5
2015	12	198,4
2016	13	170,7
2017	14	146,9
2018	15	126,5
2019	16	108,9
2020	17	93,7
2021	18	80,6
2022	19	69,4
2023	20	59,7
2024	21	51,4
2025	22	44,3
2026	23	38,1
2027	24	32,8
2028	25	28,2
2029	26	24,3
2030	27	20,9

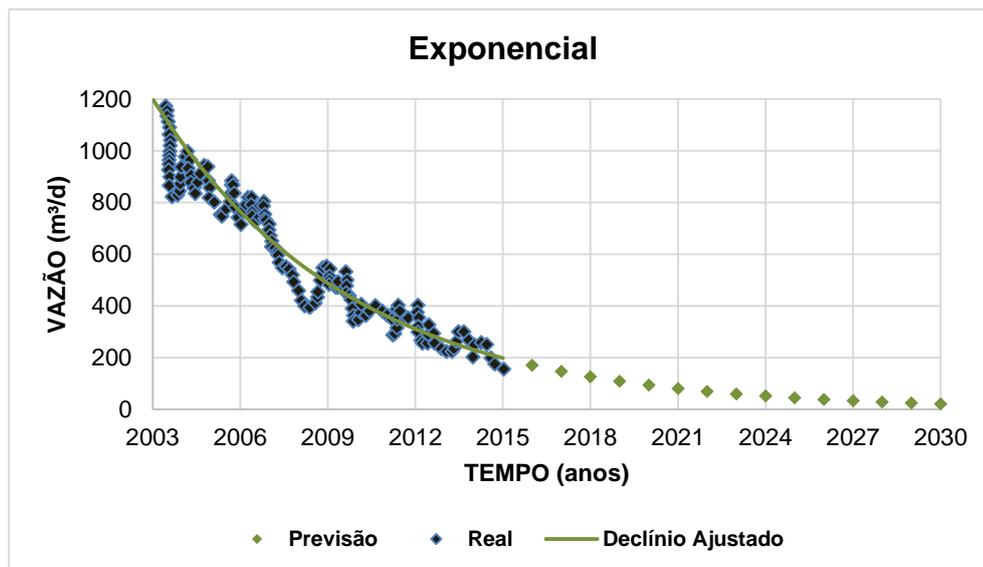


Figura 31 – Previsão de produção utilizando declínio exponencial do declínio 2.

A Figura 31 exibe a junção dos três tipos de declínios para comparação e obtenção de melhores resultados finais da previsão de produção do segundo declínio de produção do campo de pilar.

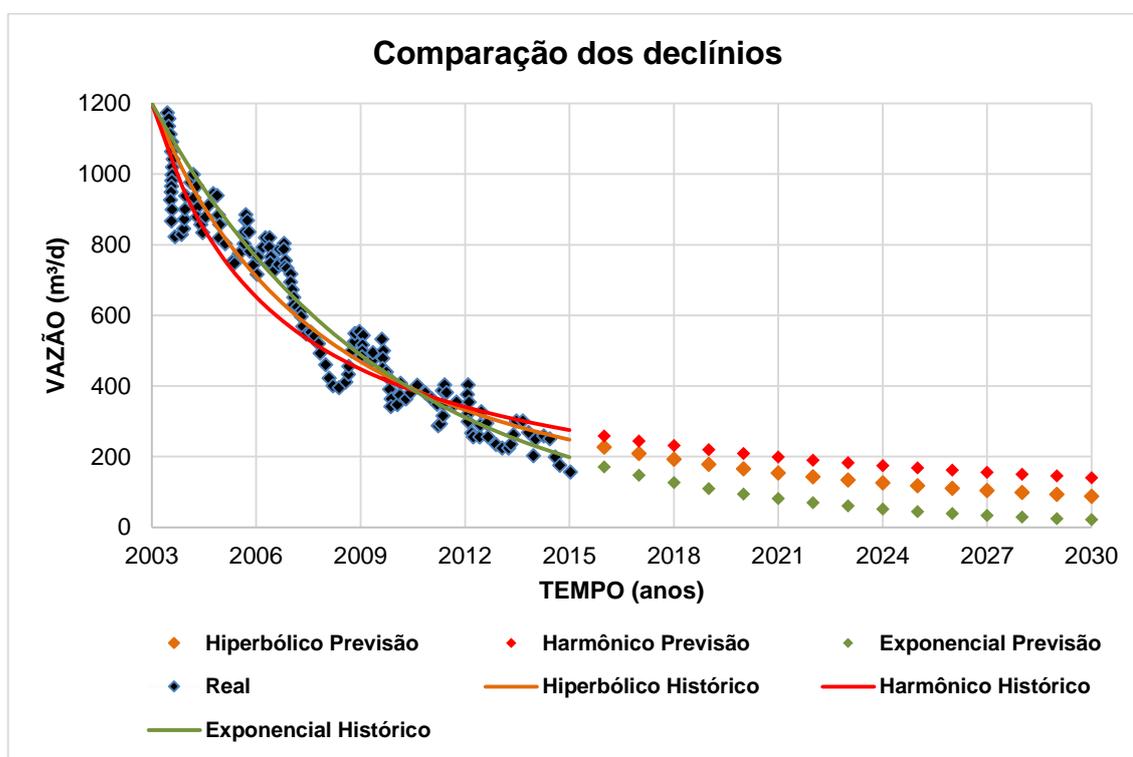


Figura 32 – Previsão de produção utilizando os três tipos de declínios do declínio 2.

Para comparar as diferentes previsões de produção, a Figura 32 mostra a junção dos três declínios ao longo do tempo de 27 anos, onde nesse caso o harmônico

é o que cai menos comparado aos demais tendo sua produção em 2030 igual a 140,19 m³/d, hiperbólico de 87,66 m³/d e o exponencial de 20,9 m³/d.

Os resultados obtidos mostram que o declínio harmônico teve seu desempenho melhor comparado ao declínio exponencial. Trata-se de uma previsão mais otimista, que assume que mecanismos de aquífero e de injeção de água funcionarão bem no futuro. Já a previsão baseada no declínio exponencial é mais pessimista, conservadora.

4.2.3.2. Previsão de produção do período 1997-2030 (declínio 1)

Como foi feito no declínio 2, será realizado essa previsão de produção para o declínio 1 (período anterior à revitalização do campo), basicamente o mesmo conceito adotado anteriormente onde a única diferença que nesse declínio 1 a previsão será aplicada como não existisse esse declínio 2, no qual será um tempo maior de revisão comparada com a anterior e também suas vazões mudarão ao decorrer dos anos.

Como feito no histórico de produção do *tópico 4.3*, nesse também irá utilizar o declínio hiperbólico como padrão para os estudos das previsões e o harmônico e exponencial é o caso específico.

A Tabela 21 exibe os valores calculados com a utilização do declínio hiperbólico para a previsão de produção.

Tabela 21: Produção com a utilização do declínio hiperbólico do declínio 1

Anos	Anos	Q (HIP) m ³ /d
1985	0	1400,0
1986	1	1165,0
1987	2	995,3
1988	3	867,3
1989	4	767,4
1990	5	687,4
1991	6	622,0
1992	7	567,4
1993	8	521,4
1994	9	482,0
1995	10	447,9

Anos	Anos	Q (HIP) m³/d
1996	11	418,1
1997	12	391,9
1998	13	368,7
1999	14	347,9
2000	15	329,3
2001	16	312,5
2002	17	297,3
2003	18	283,4
2004	19	270,7
2005	20	259,0
2006	21	248,3
2007	22	238,4
2008	23	229,2
2009	24	220,7
2010	25	212,7
2011	26	205,3
2012	27	198,4
2013	28	191,9
2014	29	185,7
2015	30	180,0
2016	31	174,6
2017	32	169,5
2018	33	164,6
2019	34	160,1
2020	35	155,7
2021	36	151,6
2022	37	147,7
2023	38	143,9
2024	39	140,4
2025	40	137,0
2026	41	133,8
2027	42	130,7
2028	43	127,7
2029	44	124,9
2030	45	122,2

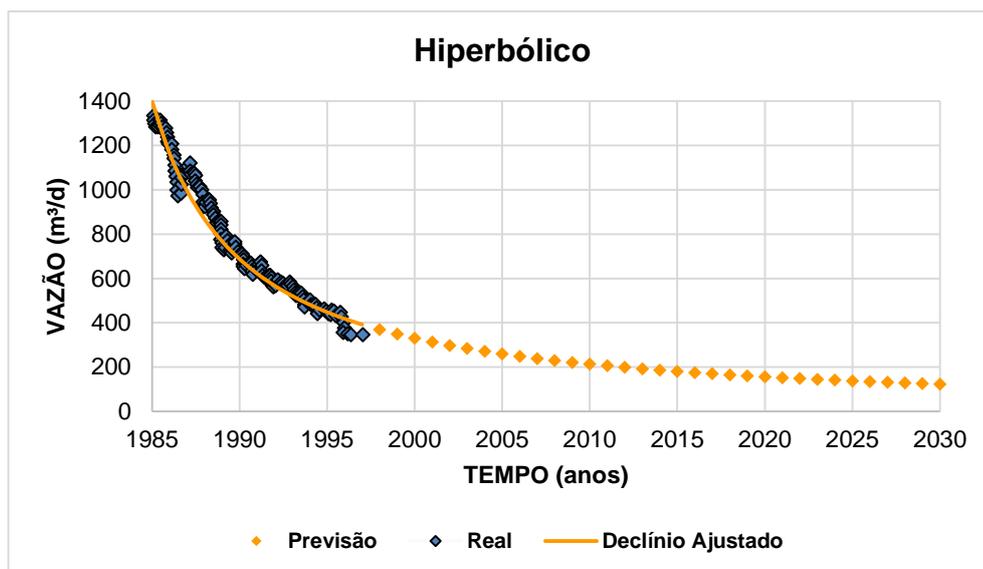


Figura 33 – Previsão de produção utilizando declínio hiperbólico do declínio 1.

Através do declínio hiperbólico foi feita a previsão utilizando o declínio harmônico no qual foram realizados os cálculos da vazão ao decorrer desse tempo de 45 anos, até 2030.

A Tabela 22 exhibe os valores calculados com a utilização do declínio harmônico para a previsão de produção.

Tabela 22: Produção com a utilização do declínio harmônico do declínio 1.

Anos	Anos	Q (HAR) m³/d
1985	0	1400,0
1986	1	1166,7
1987	2	1000,0
1988	3	875,0
1989	4	777,8
1990	5	700,0
1991	6	636,4
1992	7	583,3
1993	8	538,5
1994	9	500,0
1995	10	466,7
1996	11	437,5
1997	12	411,8
1998	13	388,9
1999	14	368,4
2000	15	350,0

Anos	Anos	Q (HAR) m³/d
2001	16	333,3
2002	17	318,2
2003	18	304,3
2004	19	291,7
2005	20	280,0
2006	21	269,2
2007	22	259,3
2008	23	250,0
2009	24	241,4
2010	25	233,3
2011	26	225,8
2012	27	218,8
2013	28	212,1
2014	29	205,9
2015	30	200,0
2016	31	194,4
2017	32	189,2
2018	33	184,2
2019	34	179,5
2020	35	175,0
2021	36	170,7
2022	37	166,7
2023	38	162,8
2024	39	159,1
2025	40	155,6
2026	41	152,2
2027	42	148,9
2028	43	145,8
2029	44	142,9
2030	45	140,0

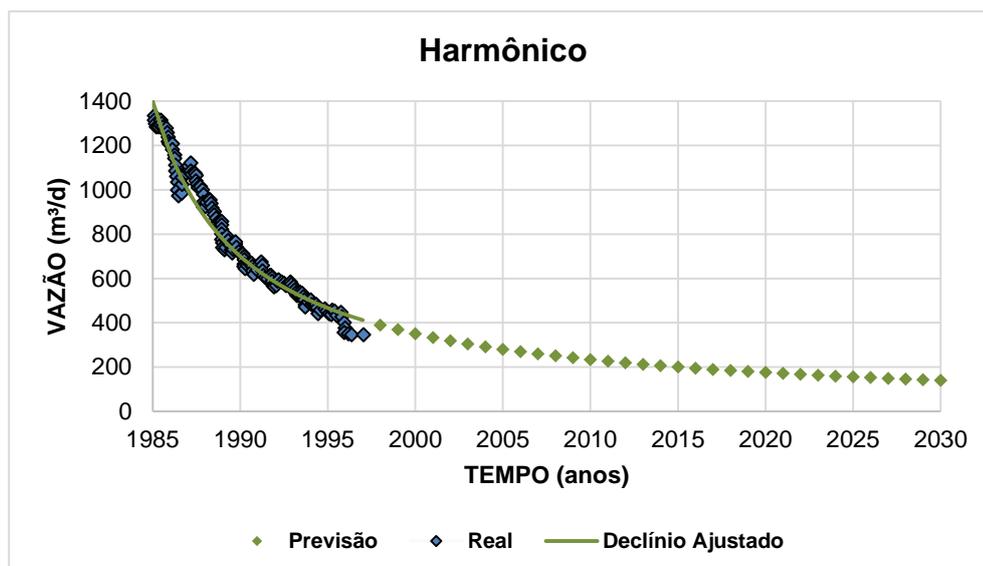


Figura 34 – Previsão de produção utilizando declínio harmônico do declínio 1.

Para finalizar a previsão de produção a partir desse período foi obtido utilizando o declínio exponencial ao decorrer desses 45 anos.

A Tabela 23 exibe os valores calculados com a utilização do declínio exponencial para a previsão de produção.

Tabela 23: Produção com a utilização do declínio exponencial do declínio 1.

Anos	Anos	Q EXP m³/d
1985	0	1400,0
1986	1	1241,7
1987	2	1101,3
1988	3	976,7
1989	4	866,3
1990	5	768,3
1991	6	681,5
1992	7	604,4
1993	8	536,1
1994	9	475,4
1995	10	421,7
1996	11	374,0
1997	12	331,7
1998	13	294,2
1999	14	260,9
2000	15	231,4
2001	16	205,2

Anos	Anos	Q EXP m³/d
2002	17	182,0
2003	18	161,5
2004	19	143,2
2005	20	127,0
2006	21	112,6
2007	22	99,9
2008	23	88,6
2009	24	78,6
2010	25	69,7
2011	26	61,8
2012	27	54,8
2013	28	48,6
2014	29	43,1
2015	30	38,3
2016	31	33,9
2017	32	30,1
2018	33	26,7
2019	34	23,7
2020	35	21,0
2021	36	18,6
2022	37	16,5
2023	38	14,6
2024	39	13,0
2025	40	11,5
2026	41	10,2
2027	42	9,1
2028	43	8,0
2029	44	7,1
2030	45	6,3

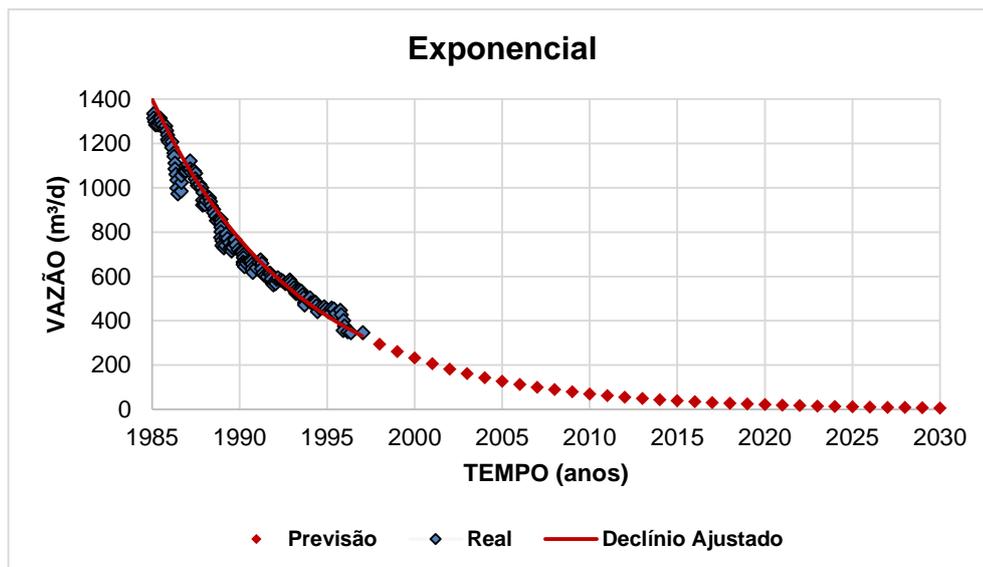


Figura 35 – Previsão de produção utilizando declínio exponencial do declínio 1.

A Figura 35 exibe a junção dos três tipos de declínios para comparação e obtenção de melhores resultados finais da previsão de produção do declínio 1 de produção do campo de pilar.

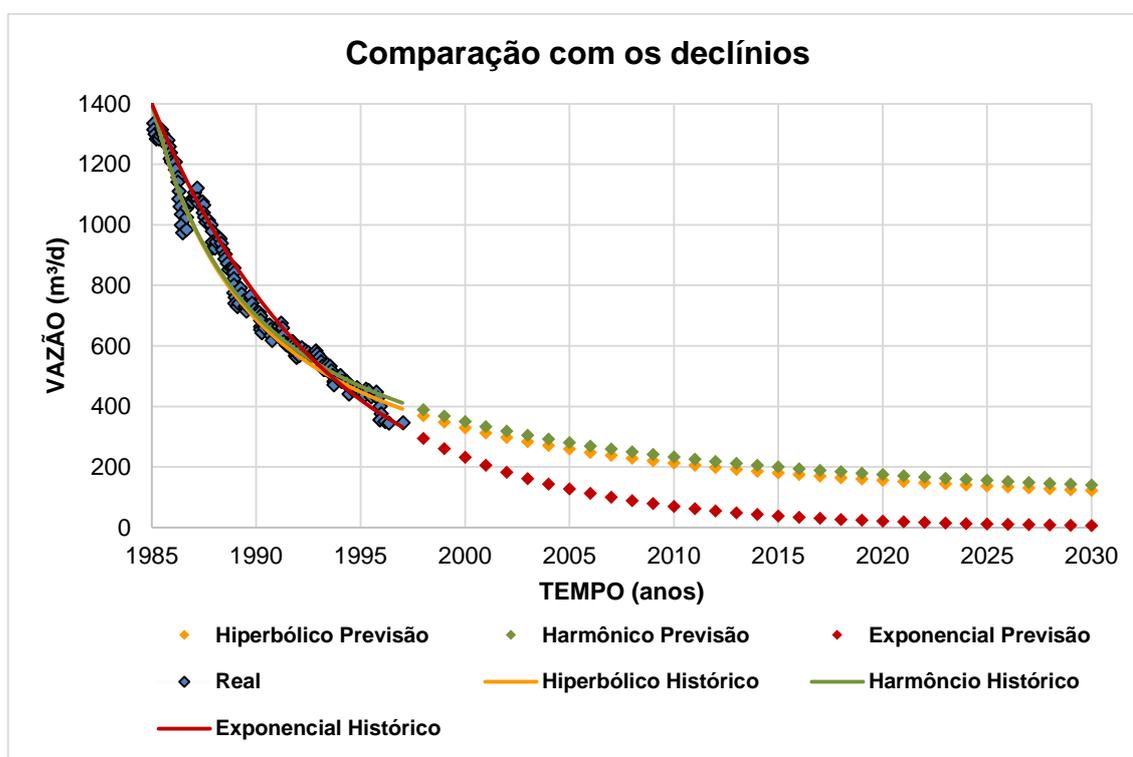


Figura 36 – Previsão de produção utilizando os três tipos de declínios do declínio 1.

A Figura 36 mostra a junção dos três declínios ao longo do tempo de 45 anos, onde nesse caso o harmônico é o que cai menos comparado aos demais tendo sua

produção em 2030 igual a 140,00 m³/d, hiperbólico de 122,2 m³/d e o exponencial de 6,3 m³/d.

Diante dos resultados obtidos, o declínio harmônico mais uma vez teve seu desempenho melhor comparado ao declínio exponencial, podendo se dizer que pode se tratar de um mecanismo de produção do tipo influxo de água, onde consegue produzir por mais alguns anos.

A Figura 37 exhibe as previsões de produção até 2030 do declínio 1 x declínio 2.

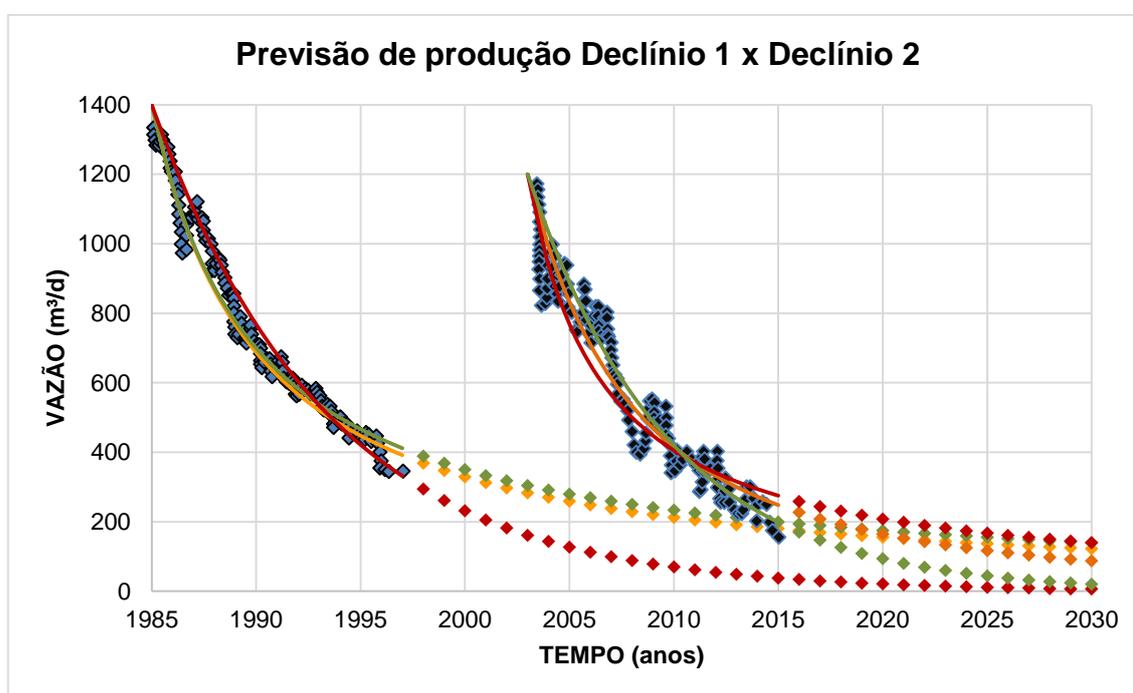


Figura 37 – Previsão de produção dos declínios 1 e declínio 2.

As previsões do declínio 1 e declínio 2 tiveram os resultados satisfatórios com o declínio de produção do tipo harmônico, com valores muito próximos, mesmo tendo seus tempos de produções diferentes e no caso do exponencial como é pessimista terá seu pior desempenho no declínio 1 comparando com o declínio 2.

Com o intuito de saber o ganho através do projeto de revitalização do campo de pilar, foi feita uma comparação das produções acumuladas dos anos 1985 a 2030 e 2003 a 2030, onde se obteve o um ganho de 2.436.970,94 m³. Mostrando satisfatória a revitalização ocorrida para o campo.

5. CONCLUSÃO

Na engenharia de reservatório o declínio de produção é um dos métodos mais utilizados na previsão de comportamento em reservatórios, dada a sua simplicidade e não necessidade de uma grande quantidade de dados. Para a utilização de curvas de declínio na previsão produção de reservatórios de petróleo, a importância do ajuste de histórico é fundamental para que haja uma previsão de produção bem sucedida, principalmente quando não se tem dados suficientes. Foram testados os três tipos básicos de equações de declínio: hiperbólico, harmônico e exponencial.

O declínio hiperbólico é o mais generalizado e que se ajusta em reservatórios reais. No caso do harmônico e exponencial são considerados casos específicos do hiperbólico, no qual depende do parâmetro n . O harmônico é considerado o mais otimista e que possui a menor queda de produção, frequente em reservatórios submetidos à injeção de água ou quando tem o suporte de um aquífero natural. O exponencial é considerado pessimista, com uma taxa de declínio constante ao longo do tempo, apresentando a maior queda de produção, sendo mais frequente em reservatórios com mecanismo de produção gás em solução.

Como o campo de petróleo estudado passou por duas fases de desenvolvimento (inicial e revitalização), o estudo envolveu duas etapas denominadas de declínio 1 e declínio 2, onde teve como interesse qual tipo de declínio iria se ajustar melhor no histórico.

A depender dos parâmetros usados (α_0 e n), curvas de declínio hiperbólico, harmônico e exponencial ficaram bem próximas nos dois casos. Para melhor comparação foram gerados gráficos vazão x tempo. Para melhor análise foi necessário usar o gráfico diagnóstico tempo x log da vazão, que mostrou um alto coeficiente de determinação em ambos casos com o exponencial, sugerindo mecanismo de gás em solução. O fato de harmônico também se ajustar sugere contribuição de aquífero/injeção de água.

Por fim, observou-se que na previsão de produção mostrou bastante otimista, com as comparação entre declínio 1 (antes da revitalização) e declínio 2 (após revitalização), mostra que houve ganho na produção do projeto de revitalização e demonstrando ainda o grande potencial para produzir por mais alguns anos.

REFERÊNCIAS

ANP. **Plano de Desenvolvimento**. Campo de Pilar, 2016.

ARPS, J. J. **Analysis of decline curves in: Houston Meeting**. Houston – EUA, 1944.

BARNES, H. A.; HUTON, J. F.; WALTERS, K. **An introduction to rheology**. Elsevier Science, Amsterdam, 1989.

BORBA, C; TAKEGUMA, M. S.; SOUZA FILHO, E. J.; SCHNEIDER, K. N. **Revitalization of Pilar Field (Sergipe-Alagoas Basin, Brazil) using deviated wells along fault planes – a successful experience**. SPE 89469. Petrobras/Brazil, 2004.

CANNON, S. **Petrophysics: A Practical Guide**. Chichester, West Sussex, UK; Hoboken, NJ, USA: John Wiley & Sons Inc., 2015.

DAKE, L. P. **The practice of reservoir engineering**. 2nd. ed. rev. Amsterdam: Elsevier, 2008.

JAHN, F.; COOK, M.; GRAHAM, M. **Hydrocarbon Exploration and Production**. 2ª edição. Amsterdam: Elsevier, 2008.

KILL, A, C, P.; SILVA, F. B.; SANJOMBI, B. A. **Estudo de balanço de materiais em reservatórios de gás não associado**. Espírito Santo: Lajer, 2015.

LUND, L. **Decline Curve Analysis of Shale Oil Production: The Case of Eagle Ford**. Uppsala University, 2014.

MAGALHÃES, R. J. R. O. **Avaliação do Impacto Econômico do Desenvolvimento da Produção Offshore**. Rio de Janeiro, 2007. Dissertação de Mestrado (Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica) – Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro (PUC-Rio).

PETERS, E.J. **Advanced petrophysics: geology, porosity, absolute permeability, heterogeneity, and geostatistics**, vol 1. Live Oak Book Company, Austin, 2012.

PETROCENTER (Org.). **Traditional Decline Curve Analysis**. Disponível em: <http://www.petrocenter.com/reservoir/DCA_theory.htm>. Acesso em: 31 de Julho de 2018.

PETROWIKI (Org.). **Production Forecasting Decline Curve Analysis**. Disponível em: <https://petrowiki.org/Production_forecasting_decline_curve_analysis>. Acesso em: 31 de Julho de 2018.

PORTO, F. G. C. **2022: Propostas para um Brasil melhor no ano do bicentenário**. Rio de Janeiro: Elsevier, 2011.

ROCHA, C. L. **Análise de fronteiras de reservatórios de petróleo através de geoquímica de superfície e mineração de dados**. Tese (Doutor em Ciências em Engenharia Civil), Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, Brasil, 2005.

RODRIGUES, J. R. P. **Introdução à Simulação de Reservatórios Petrolíferos**. Petrobras/Cenpes, 2015.

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

SANTANA, A. P. S. C.; SOUSA, N. N. S. **Identificação de Mecanismo de Produção em Reservatórios de Petróleo**, 2010.

SILVA, G. M.; CRUZ, I. S.; SOUZA, T. R. C. **Subsistência devido à extração de petróleo**. Aracaju, 2017. 17 p. Trabalho conclusão de curso (Graduação em Engenharia Petróleo) – Universidade Tiradentes.

SZKLO, A. S. **Fundamentos do Refino de Petróleo - Tecnologia e Economia**. 3ª ed. Interciência, Rio de Janeiro, 2012.

THOMAS, J. E. **Fundamentos de Engenharia de Petróleo**. 2ª ed. Interciência, Rio de Janeiro, 2004.

VAZ, C. E. M., MAIA, J. L. P., DOS SANTOS, W. G. **Tecnologia da Indústria do Gás Natural**. Ed.1, Blucher, 2008

VENNARD, J. K.; STREET, R. L. **Elementos de Mecânica dos Fluidos**. 5ª ed. Editora Guanabara Dois, Rio de Janeiro, 1978.

WANG, J.; ZHAO, J.; ZHANG, Y.; WANG, D.; LI, Y.; SONG, Y. **Analysis of the effect of particle size on permeability in hydrate-bearing porous media using pore network models combined with CT**. Fuel, vol. 163. 2000.