

4 Apreciação de Reservas

Neste capítulo será abordada, a assim chamada apreciação de reserva ou crescimento de reserva. Serão abordados fatores que influenciam essa apreciação, formas propostas para determinação do fator de apreciação, assim como outros aspectos mais relevantes desse fenômeno.

Essa apreciação acontece naturalmente quase que em todos campos nas diversas regiões do globo. Ele é resultado de melhorias nos métodos empregados na recuperação, por novos dados dos reservatórios em virtude da produção e novas perfurações, acréscimo de novos reservatórios e por incorporações de áreas (agora consideradas reservas provadas) que antes eram julgadas reservas prováveis ou possíveis.

4.1. Definição de Apreciação de Reservas

Diversos estudos têm demonstrado que as estimativas de reservas de campos novos de óleo ou gás são, em geral, subestimadas. Com o passar dos anos, as estimativas do total recuperável, feitas a cada ano, tendem a aumentar (USGS, 2000b). Como as estimativas de óleo e gás são o maior patrimônio de uma companhia petrolífera, o estudo sobre a variabilidade das estimativas de reservas é muito importante para a tomada de decisões estratégicas no planejamento em uma companhia de exploração e produção de óleo e gás. A apreciação de reservas é calculada com base nas reservas provadas de óleo ou gás, não sendo consideradas reservas prováveis e possíveis.

Segundo Root & Attanasi (1993) as estimativas iniciais recuperáveis de um campo descrevem o suficiente para estabelecer a comercialidade do poço em questão. Quando um campo é desenvolvido, novas perfurações e descobertas de novas acumulações fazem com que as estimativas de reservas sejam revisadas, e na grande maioria dos casos, as estimativas aumentam.

Para Watkins (2000) o nome apreciação de reservas é dado para o fenômeno que ocorre em muitas bacias de petróleo, onde muitas adições de reservas consistem da apreciação em campos já descobertos. Segundo Schmoker & Klett (2000), são as reservas remanescentes que crescem e esse aumento normalmente é considerado proporcional ao tamanho do campo.

4.2. Histórico da Apreciação de Reservas

Segundo Root & Attanasi (1993), Arrington em 1960, foi o pioneiro a publicar trabalho sobre apreciação de reservas. Ele tentava calcular os lucros de exploração recente de uma companhia de petróleo e, para isso, necessitava de fatores para corrigir a consistente subestimação inicial dos tamanhos dos campos novos. Partindo da hipótese de que a apreciação era proporcional à produção cumulativa adicionada da reserva estimada e função do estado de desenvolvimento do campo (representado pela idade do campo desde seu descobrimento), ele utilizou dados históricos para calcular fatores de apreciação para cada idade do reservatório.

Marsh (1971) aplicou o método de Arrington para uma série de dados de óleo e gás recuperáveis pelo ano de descoberta. Ele foi o primeiro a estimar a apreciação dos campos de gás, e de acordo com seu resultado, os campos de óleo cresceram mais do que os campos de gás.

Hubbert (1967) buscou formas para calcular o tamanho das descobertas recentes. Seu método difere do de Arrington, pois ele postulou uma forma funcional para a apreciação cumulativa. Ele supôs que as apreciações das reservas do óleo e gás não provados decaem exponencialmente com o tempo.

Pelto (1973) pressupôs que, a cada ano, uma fração fixa de reservas de óleo não provadas recuperáveis de um campo passasse a ser creditada como reservas provadas. Seus estudos, usando como base dados históricos, conduziram a uma estimativa de que, ao ano, 11.75% ao ano de reservas não provadas passavam para provadas.

Root (1981) estimou a apreciação aplicando o método proposto por Arrington para os dados da API (American Petroleum Institute) e AGA (American Gas Association). Entretanto como as reservas descobertas antes de 1987 sofreram

revisões, os dados utilizados para prever a apreciação dos campos pré-1987 não refletem a significativa expansão da atividade da indústria de óleo e gás durante o período de altos preços durante a década de 80.

O EIA (Energy Information Administration) (1990) projetou uma apreciação futura dos campos descobertos pré-1998 utilizando os dados dos arquivos integrados de óleo e gás dos campos (OGIFF – Oil and Gas Integrated Field File). As funções de apreciação de óleo e gás que foram ajustados a esses dados indicam que campos continuariam a crescer após 100 anos do descobrimento, pois existem campos com 100 anos que continuam a crescer.

O National Petroleum Council (1992) também utilizou a base de dados OIGFF juntamente com a série da AGA para estimar uma forma funcional que incluía idade dos campos e o número de poços de gás perfurados desde a descoberta.

Root, et. al. (1995) descrevem os dados e os métodos para fazer as estimativas das *Inferred Reserves* para a USGS para campos descobertos antes de 1992. O estudo em questão analisou o Alasca e os 48 estados continentais dos EUA, mas excluem as reservas federais *offshore*. Também foram excluídos do estudo de apreciação de reservas os depósitos contínuos, tais como gás em reservatório hermeticamente vedado, gás em acamamento de carvão, gás em xistos fraturados, óleo em alguns xistos e o Austin Chalk.

Inferred Reserves é definido como a diferença entre as reservas provadas em campos conhecidos e os atuais recursos recuperáveis remanescentes desses campos. O estudo utiliza o método proposto por Root & Attanasi (1993). A projeção foi feita para um horizonte de 80 anos. O estudo estima as reservas de óleo *onshore* e em águas estaduais dos EUA são cerca de 60 BBO (Bilhões de Barris de óleo), dos quais 13 BBO pertencem ao Alasca e os 47 BBO complementares de áreas *onshore* ou de águas estaduais dos 48 estados continentais. Para o gás, estimou-se uma reserva de 322 TCF (Trilhões de pés cúbicos), sendo 32 TCF pertencentes ao Alasca e os 290 TCF restantes pertencentes à áreas *onshore* e de águas estaduais dos 48 estados. O trabalho ainda faz um estudo dividindo em regiões.

Schmoker & Crovelli (1998) propuseram estimar a apreciação de reservas de óleo e gás por meio de um programa utilizando planilhas eletrônicas com os

dados do estudo de Root & Attanasi (1994). Esse estudo era baseado em estimativas determinísticas, ou seja, encontrava somente um único valor.

Watkins (2000) fez um estudo onde determinava a apreciação de reservas de óleo e gás dos campos do mar do norte, que incluíam o Reino Unido e Noruega. Ele propôs que agregações dos campos por uma certa característica tenderiam para uma maior regularidade da apreciação das reservas. Seu estudo identificou que a apreciação das reservas ocorra em virtude de duas componentes mais importantes: melhoria nas sísmicas e melhoria no fator de recuperação

Em 2001, Crovelli & Schmoker, com base no estudo anterior de 1998, utilizando a mesma abordagem, adaptaram o programa (acima mencionado) onde estimava a apreciação das reservas deterministicamente, calculando a apreciação agora probabilisticamente, determinando um intervalo de valores do P5 ao P95. Nesse trabalho supôs que cada fator anual de crescimento tenha uma distribuição triangular e que o valor da reservas em um dado ano é função da reserva inicial estimada multiplicada pelos fatores de crescimento anuais posteriores que, por sua vez, tendendo a uma distribuição lognormal, por tratar-se de multiplicação de variáveis aleatórias independentes.

Estimativa da apreciação de reservas futuras de um conjunto de campos são baseadas em projeções empíricas de padrões de apreciação de reservas do passado.

4.3. Fatores que Influenciam a Apreciação de Reservas

Segundo a USGS (2000a) e Schmoker et al. (2001) as causas da apreciação das reservas são dadas pelos fatores a seguir.

(1) Delineação adicional de óleo e gás *in situ* por meio da expansão física dos campos e pelo desenvolvimento de novos poços e reservatórios dentro desses campos, (2) recuperação melhorada resultante da aplicação de novas tecnologias e métodos de engenharia, e (3) revisões ascendentes dos cálculos das reservas baseadas no ganho de experiência da produção e mudanças da relação entre o preço e custo na cabeça do poço.

A delineação de adicional óleo e gás *in situ* segundo a USGS (2000a) dá-se quando as perfurações tendem a estender os limites dos campos, fazendo a reserva

crescer sempre que uma nova fração de área é adicionada ao campo. Adicionalmente, análises geológicas e geofísicas juntamente com a perfuração de poços podem encontrar novos “traps” e novas acumulações horizontais acima ou abaixo do alvo inicial.

Para Morehouse (1997), talvez influenciado pelas opiniões anteriores, a apreciação de reservas é dada por três tipos de fatores. O primeiro é a falta de informações geológicas adequadas no momento da descoberta do campo. O segundo são os fatores sistêmicos, que englobam o efeito líquido das práticas industriais correntes relativas à delimitação do campo pós-descoberta, ao desenvolvimento do campo e ao processo de monitoramento da produção, que constituem a base para o reconhecimento das reservas. O terceiro é o fator referente a progressos tecnológicos, que provavelmente têm efeitos diferenciados de campo para campo dependendo, principalmente, do tamanho do campo, da localização em relação ao ambiente de operação, mercados e instalações de transporte, e de características específicas dos reservatórios dentro do campo.

Segundo a USGS (2000a) as melhorias na recuperação são devidas a três fatores: perfuração direcional e horizontal, perfis sísmicos 3D e re-processamento dos dados sísmicos, e melhorias nos métodos de recuperação. Com a perfuração horizontal e direcional um poço pode ser perfurado em camadas finas de modo a ficar acima do contato água-óleo. O perfil sísmico 3D produz um detalhe melhorado do perfil 2D, mostrando uma imagem detalhada e localização precisa dos *traps* de óleo e gás. Tem-se ainda o perfil sísmico do tempo decorrido (4D), que fornece adicionalmente ao perfil 3D, uma seqüência de tempo das imagens sísmicas 3D, permitindo aos engenheiros visualizar as mudanças nos contatos água, gás e óleo, quando o campo é produzido. Diversos métodos de recuperação melhorados foram incorporados como a injeção de dióxido de carbono de modo a expelir o óleo do poço, pode-se ainda utilizar a injeção de vapor em reservatórios de óleos pesados reduzindo a viscosidade, permitindo dessa forma, o óleo fluir mais facilmente dos poços.

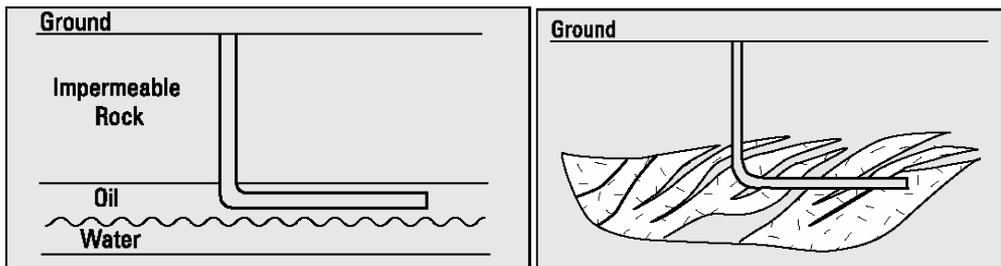


Figura 3 – Perfuração horizontal (USGS, 2000a)

4.4. Função de Apreciação de Reservas

Antes de se definir função de apreciação (ou função de crescimento), é necessário fazer uma rápida abordagem sobre fator de apreciação (ou de crescimento).

O fator de apreciação é representado pela razão entre uma estimativa de reserva inicial provada posterior e uma estimativa de reserva inicial provada anterior. Esse fator pode ser representado de duas maneiras: fator de apreciação anual (quando a razão é dada pela estimativa de reserva provada no ano $e+1$ pela estimativa de reserva de referência do ano e) e fator de apreciação cumulativa (quando a razão é dada pela estimativa de reserva provada no ano $e+k$ pela estimativa de reserva de referência do ano e , onde k é o número de anos desde o ano de referência e). O ano e pode ser o ano de início da produção ou um ano qualquer após o início da produção.

$$F_{ap}(e, k) = \frac{\text{Reserva Provada}_{e+k}}{\text{Reserva Provada}_e} \quad (4)$$

onde $F_{ap}(e, k)$ é o fator de apreciação cumulativa.

A reserva inicial provada é representada pela reserva provada avaliada a produzir mais a produção cumulativa até o momento da estimativa da reserva.

Quando o fator de apreciação cumulativo é apresentado numa série temporal ou calculado na forma funcional, é denominado de função de apreciação. A representação da função de apreciação é mostrada abaixo.

$$G_{ap}(e, k) = \frac{\text{Reserva Provada}_{e+k}}{\text{Reserva Provada}_e}, k = 0, 1, \dots, n \quad (5)$$

Onde e e k possuem o mesmo significado da Equação (4).

4.4.1. Funções de Apreciação de Root e Attanasi

Root & Attanasi (1993, 1994) definem $G(n)$ como o valor da apreciação cumulativa média de reservas, onde n é o período contando desde o início da produção. n é dado por $(e + k - d)$, onde d é o ano de início da produção do campo, e é o período de referência em que se tem a primeira estimativa de reserva avaliada do campo, e k é o tempo decorrido desde o período e .

Se, para um dado campo o valor de e for igual ao de d , isso implica que se têm estimativas de reservas avaliadas desde o início da produção. Se e for um valor diferente de d , isso nos diz que não há dados de estimativas de reservas avaliadas do período d até o período e . Vale ressaltar que o valor de e nunca poderá ser menor do que o valor de d .

A estimativa de reserva projetada em função de $G(n)$ é dada por:

$$\hat{c}_i(d, e + k) = c_i(d, e) \times \frac{G(e + k - d)}{G(e - d)} \quad (6)$$

Onde $\hat{c}_i(d, e + k)$ é a projeção da estimativa de reserva para o período $e + k$, $c_i(d, e)$ é a estimativa de reserva avaliada do período e inicial de um campo i com início de produção em d .

A razão $\frac{G(e + k - d)}{G(e - d)}$ é a apreciação média para o período $e + k$ de um campo que está no período e , ou seja, é quanto, em média, um campo que está no período e crescerá até o período $e + k$.

O erro entre a estimativa de reserva projetada da e a estimativa de reserva avaliada de um campo i é dada pela diferença entre a estimativa de reserva projetada e a estimativa de reserva avaliada para o mesmo período.

$$e_i = \hat{c}_i(d, e + k) - c_i(d, e + k) \quad (7)$$

Portanto, utilizando o métodos dos mínimos quadrados para minimizar a somatória dos erros quadrados dos campos i , tem-se:

$$\begin{aligned} \text{Min } & \sum_i^m e_i^2 \\ & = \sum_i^m \hat{c}_i(d, e+k) - c_i(d, e+k) \end{aligned} \quad (8)$$

como $\hat{c}_i(d, e+k) = c_i(d, e) \times \frac{G(e+k-d)}{G(e-d)}$, então,

$$\text{Min} = \sum_i^m c_i(d, e) \times \frac{G(e+k-d)}{G(e-d)} - c_i(d, e+k) \quad (9)$$

Dessa forma, determina-se os valores de $G(n)$ que minimizam o erro de todos os campos.

Como não havia dados completos de estimativas de reservas provadas desde o começo da produção de campos antigos, eles dividiram os dados em duas partes. As mais recentes foram utilizadas para calcular a apreciação de descobertas recentes, ou seja, desde a descoberta. E a parte mais antiga dos dados foi utilizada para descobertas antigas até o ano onde se têm dados desde o início da produção de um campo. Utilizando a formulação proposta por Root & Attanasi (1993 e 1994), obtém-se uma curva semelhante a mostrada na Figura 4.

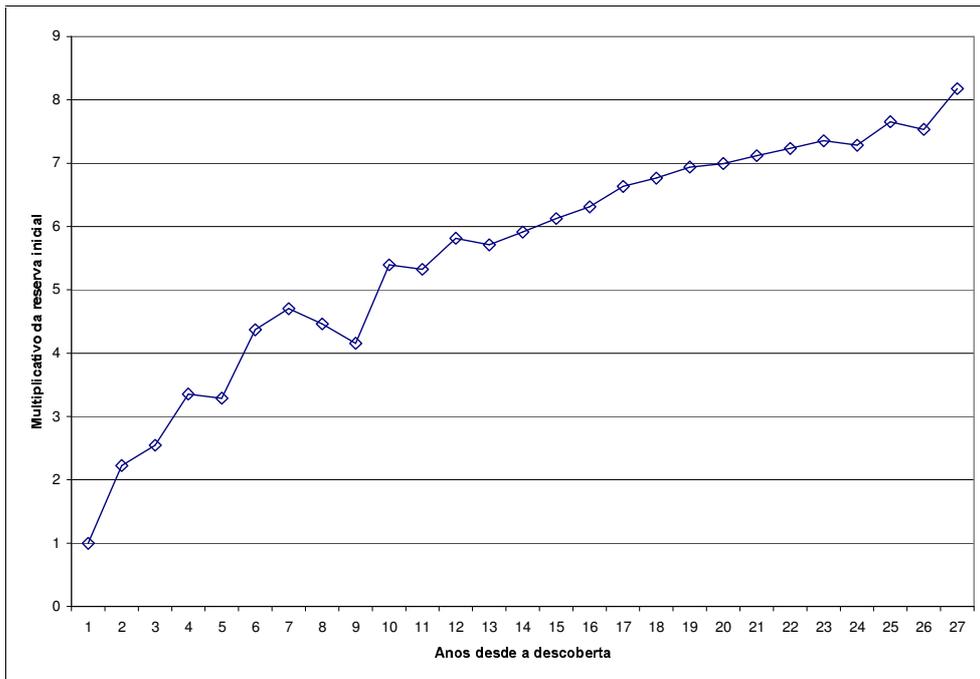


Figura 4 – Função de Root e Attanasi

Root & Attanasi (1993 e 1994), supõem uma condição de que campos mais antigos terão um fator de apreciação anual nunca crescente à medida que envelhece. Essa restrição é dada pela seguinte inequação:

$$\frac{G(n+1)}{G(n)} \leq \frac{G(n)}{G(n-1)} \quad (10)$$

O uso da inequação acima é sugerido quando se plota um gráfico do fator de apreciação anual, que mostra claramente que quanto maior é o tempo desde a descoberta, menor tende a ser a apreciação, conforme pode-se observar a seguir, na Figura 5. Tal hipótese é denominada “crescimento monótono”.

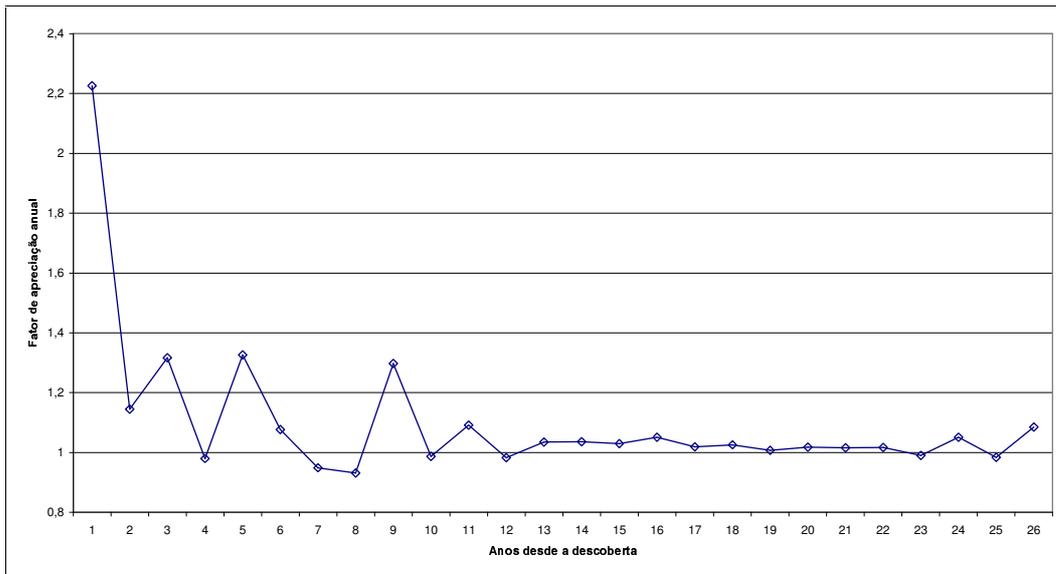


Figura 5 – Fator de apreciação anual

Inserindo a restrição de crescimento monótono (na verdade, monótono não-crescente), tem-se a seguinte formulação:

$$\text{MIN} \sum_i^m (c_i(d, e) \times \frac{G(e+k-d)}{G(e-d)} - c_i(d, e+k))^2$$

Sujeito a

$$G(e+1-d)^2 - G(e-d) \times G(e-1-d) \geq 0$$

(11)

Resolvendo a formulação com os mesmos dados da Figura 5, obtém-se a seguinte curva representada na Figura 6.

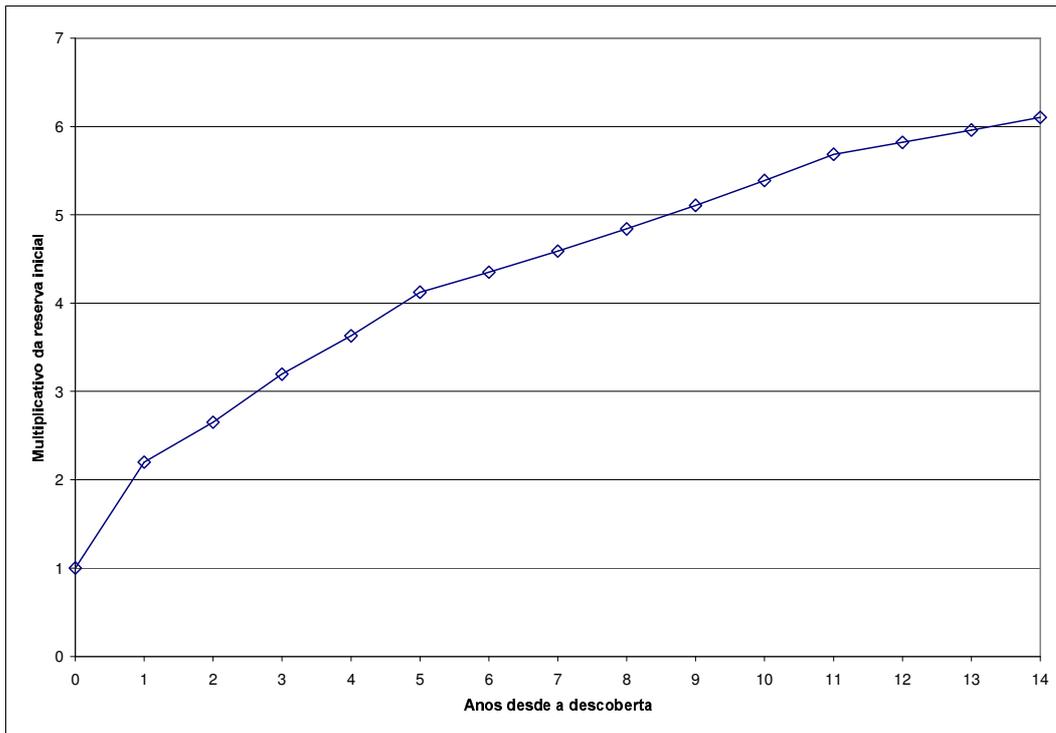


Figura 6 – Função Root e Attanasi com restrição de monotonicidade

O estudo de Root & Attanasi (1994) com base em dados históricos de óleo de gás de campos descobertos antes de 1992 identificou que alguns campos seguiam comportamentos anômalos, que foram denominados de campos *outliers* (ou não convencionais). Esses *outliers* foram identificados e retirados da amostragem e estudados separadamente, pois eles influenciam na análise da apreciação das reservas. Esses campos exibindo crescimentos anômalos e heterogêneos são, em geral, campos cujo reservatório contém óleo pesado ou de gás em meio de baixa permeabilidade, cuja apreciação das reservas é muito sensível ao preço.

4.4.2. Função de Apreciação Hiperbólica

Para se determinar a apreciação pela função hiperbólica (função determinada com dados de reservas do Canadá) proposto em Watkins (2000), utiliza-se a seguinte expressão:

$$G_t = 1 + K(1 - e^{-bt}) \quad (12)$$

Onde $1+k$ representa a assíntota superior, G_t o fator de crescimento para o ano t desde o início da produção. A função (12) nos dá a curva da Figura 7, onde, quando t tende ao infinito, não há mais apreciação de reserva de um ano ao outro seguinte.

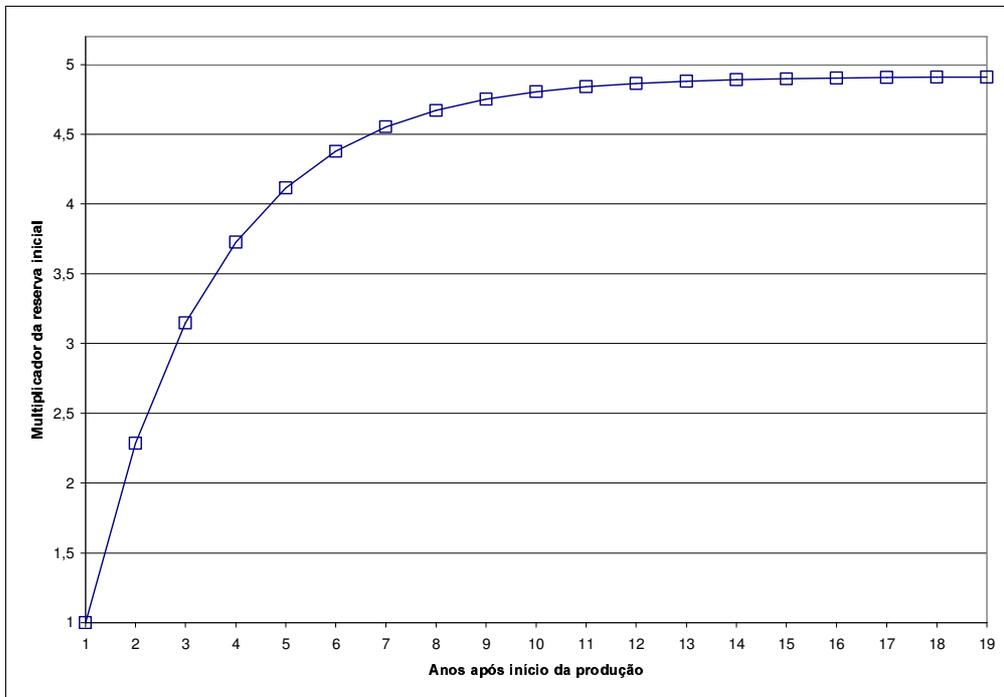


Figura 7 – Função Hiperbólica

4.4.3. Função de Apreciação Parabólica

O método da função parabólica, proposto em Watkins (2000), denota que a apreciação de reservas tem um comportamento segundo a função quadrática a seguir

$$G_t = 1 + c_1 t + c_2 t^2 \quad (13)$$

Onde t é o ano após o início da produção.

Entretanto, observou-se em outros estudos que o comportamento da apreciação de campos reais não possui comportamento quadrático, e sim um crescimento logarítmico. A seguir mostram-se exemplos de curva de apreciação quadrática onde c_1 e c_2 são combinados em valores de 1 e -1.

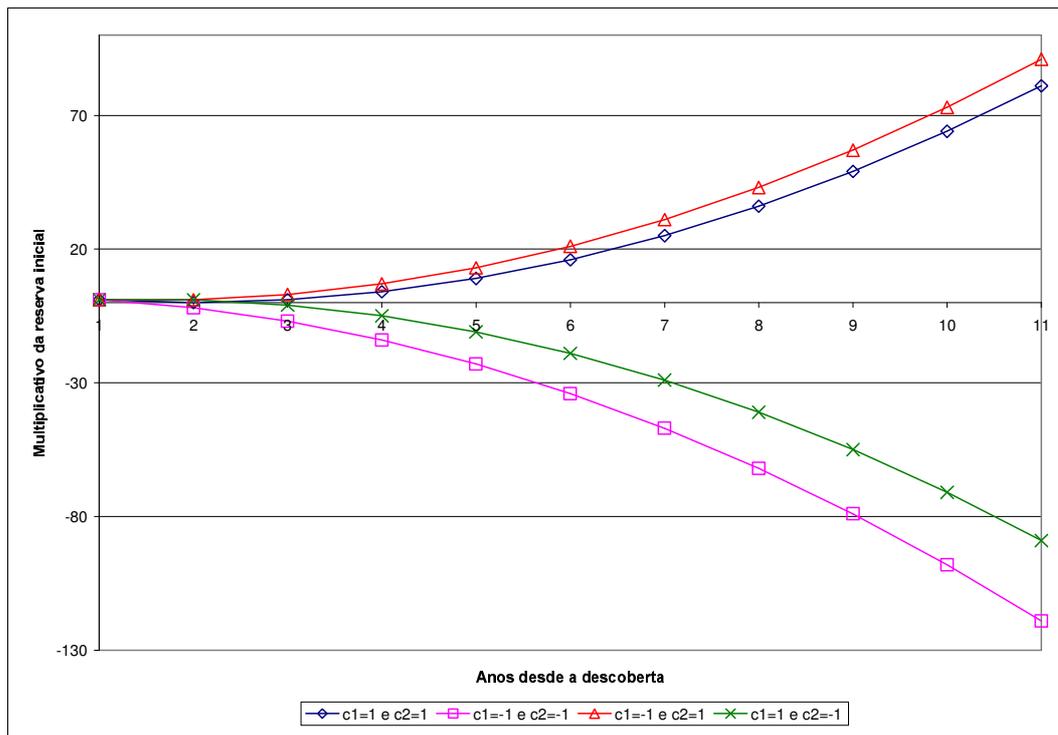


Figura 8 – Função Parabólica

4.4.4. Função de Apreciação Logarítmica

Por meio de observações de apreciação de reservas feita nesta dissertação, nota-se que os dados dos campos têm um aspecto de crescimento logarítmico, onde a função de apreciação é representada por $G_t = 1 + b \ln(1+t)$, onde G_t é o valor da apreciação para o ano t , e b é uma constante. A Figura 9 ilustra a função logarítmica.

Na função logarítmica, quando o tempo t tende ao infinito, ainda há apreciação, entretanto a taxas anuais muito pequenas.

As propriedades das funções de crescimento hiperbólica e logarítmica são compatíveis com aspectos gerais que se observa no fenômeno e suas formas e estimação são simples.

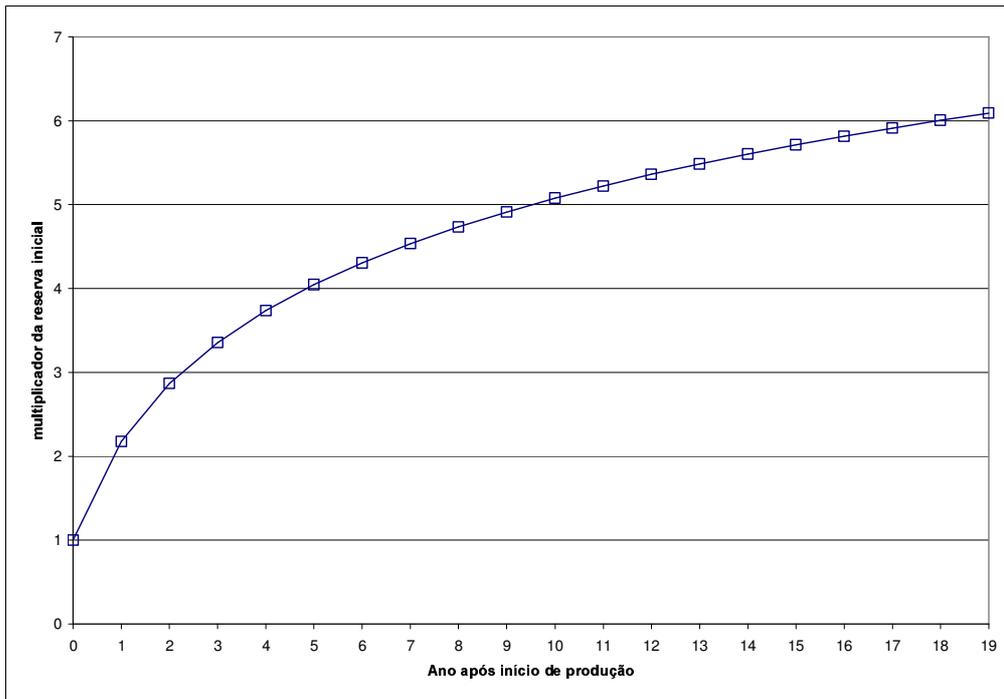


Figura 9 – Função Logarítmica

4.4.5. Comparação entre os modelos Hiperbólico e Logarítmico

Dentre os modelos observados, dois modelos tiveram melhor ajuste aos poucos dados obtidos nesse estudo: o modelo hiperbólico e logarítmico. Ambos modelos possuem a característica desejada de apreciação anual a taxas monótonas não-crescentes (a taxa de apreciação anual decresce com o tempo).

A função hiperbólica pode ser vista como uma tentativa de dizer que a taxa de apreciação das reservas diminui a medida que o tamanho da reserva aproximam do seu valor final. A função logarítmica pode ser vista como uma forma de se explicar a crença de que a taxa anual de apreciação é inversamente proporcional a idade dos campos.

Quadro 2 – Comparativo de propriedades entre os modelos hiperbólico e logarítmico

	$G_t = 1 + k(1 - e^{-bt})$	$G_t = 1 + b \ln(1+t)$
$\lim_{t \rightarrow 0} G(t)$	1	1
$\lim_{t \rightarrow \infty} G(t)$	$1+k$	∞
$\frac{dG}{dt}$	kbe^{-bt}	$\frac{b}{1+t}$
$\lim_{t \rightarrow 0} \frac{dG}{dt}$	kb	b
$\lim_{t \rightarrow \infty} \frac{dG}{dt}$	0	0
$\frac{d^2G}{dt^2}$	$-kbe^{-bt}$	$-\frac{b}{(1+t)^2}$
$\lim_{t \rightarrow \infty} \frac{d^2G}{dt^2}$	0	0

O Quadro 2 acima mostra que tanto a função hiperbólica quanto a logarítmica tem a propriedade de apreciação monótona não crescente (na verdade crescente, pois a derivada segunda é negativa).

Do ponto de vista teórico, a função hiperbólica parece ser um modelo mais apropriado para o fenômeno de apreciação de reservas, pois a taxa de apreciação tem uma assíntota que explica o fim da reserva, enquanto no caso da logarítmica a reserva cresce sem limite (mesmo que quando tende ao infinito, o crescimento é muito pequeno), que de certa forma está certa, pois o petróleo está em constante formação.

As Figuras 10 e 11 mostram a comparação entre os dois modelos para os mesmos dados de apreciação.

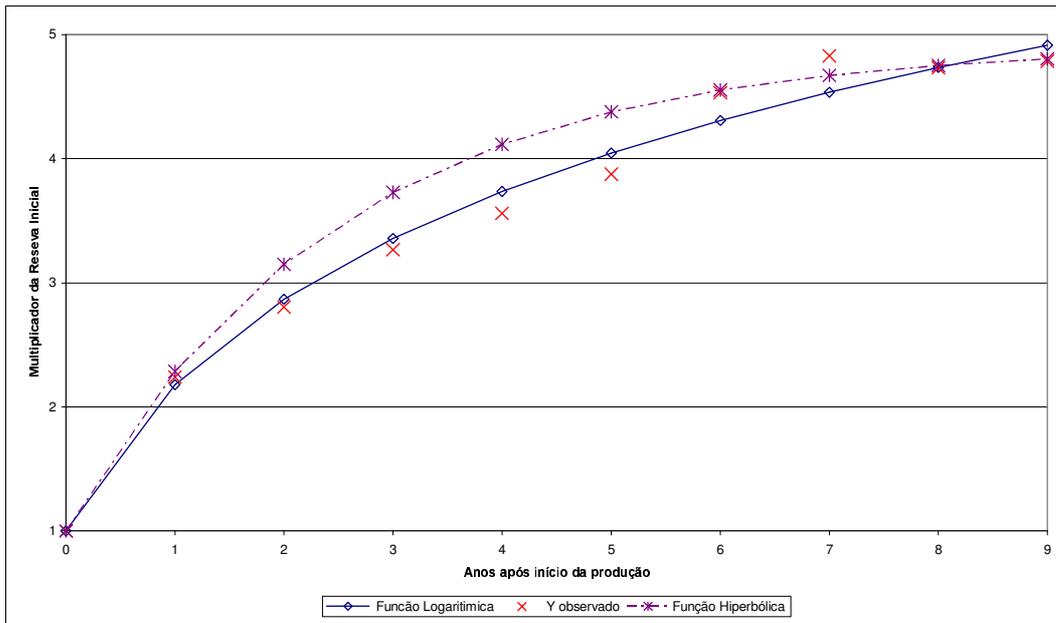


Figura 10 – Comparativo entre Função Logarítmica, Função Hiperbólica e Y médio observado.

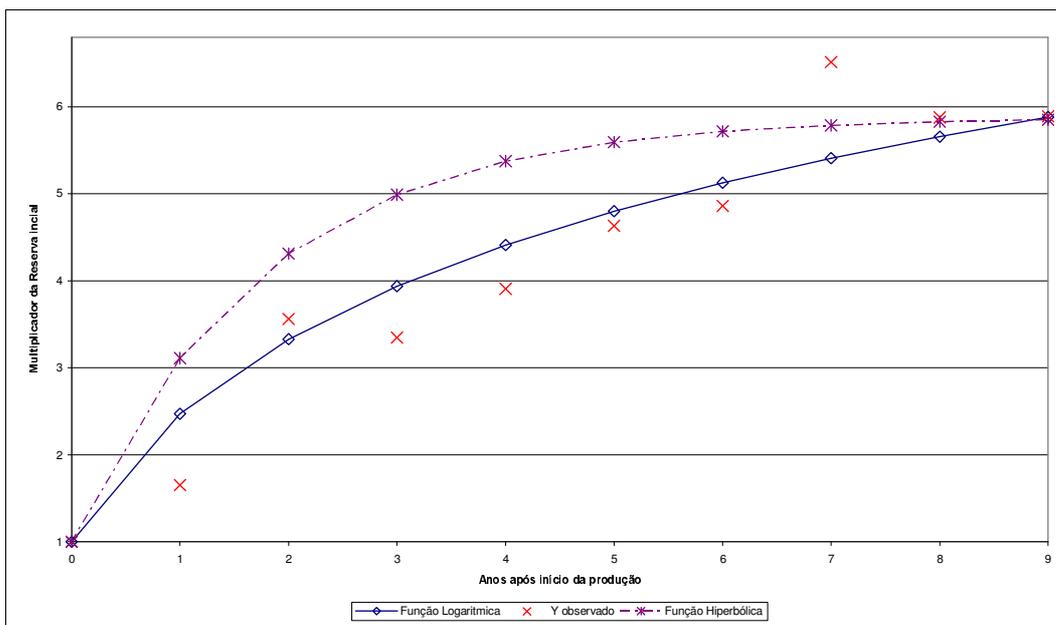


Figura 11 – Comparativo entre Função Logarítmica, Função Hiperbólica e Y observado de um campo individual.

Na análise deste estudo, com os poucos dados de campos que obtivemos, o modelo logarítmico foi o que teve melhor ajuste a esses dados, por esse motivo ele pode ser utilizado para ajustá-los. Entretanto, é importante ressaltar que o modelo hiperbólico pode vir a ter melhor ajuste do que o logarítmico dependendo dos dados analisados.

4.5. Razões para Variabilidade na Avaliação de Reservas

As razões para a variabilidade na avaliação dos reservatórios individuais, campos, manipulação geológica, bacia são: (Watkins, 2000)

- Data da descoberta no ano de descoberta ou o ano do início da produção;
- Tipos de campos descobertos (por exemplo, o tipo de mecanismos de condução);
- As formações geológicas em que as descobertas foram feitas;
- Comercialidade (*proximity and saleability*);
- Propriedade (acesso ao mercado e necessidades de investimentos);
- Incidência e natureza das mudanças técnicas.

Segundo Watkins (2000), em áreas de alto custo operacional, como em campos *offshore*, por exemplo, há um elo entre a incorporação de reservas dos campos e maturidade. A disponibilidade da produção das plataformas e dos sistemas de dutos com capacidade ociosa podem ser utilizadas para o desenvolvimento de campos marginais ou de reservatórios pertencentes em campos lucrativos no futuro.

Para se determinar a função empírica de avaliação das reservas, conforme mencionado anteriormente, deve-se utilizar dados históricos de campo com características comuns. A seguir, serão mencionadas algumas dessas características consideradas importantes seguindo um estudo de Watkins (2000).

4.6. Formas de Determinar a Avaliação de Reservas

Watkins (2000) propõe que maiores regularidades na avaliação das reservas surgem quando as reservas são agrupadas por alguma característica em comuns. Faz-se o cálculo da avaliação agregando as reservas iniciais de determinado ano e divide-se pela sua reserva inicial agregada correspondente no *start-up* (início da produção).

Watkins (2000) define as características importantes para a apreciação agregada dos campos conforme a seguir.

- **Apreciação de Reservas por Vintage**

O termo vintage, segundo Watkins (2000), refere-se ao ano na qual a produção do campo começa. As reservas iniciais com o mesmo *start-up* são agregadas ano a ano e divididos pela agregada do *start-up*.

- **Apreciação de Reservas por Profundidade de Lâmina D'água**

Em termos da profundidade de água, pode-se classificar como raso (menos de 10 metros), médio (mais de 100 metros e menos de 149 metros) e profundo (mais de 150 metros).

- **Apreciação de Reservas por Grau API**

Campos por grau API podem ser amplamente classificados como pesado (menos que 30° API), médio (entre 30° e 39° API) e leve (maior que 40° API).

- **Apreciação de Reservas por Era Geológica**

A apreciação é dada pela era de formação geológica do campo.

- **Apreciação de Reservas por Tamanho do campo**

Para apreciação por tamanho do campo, Watkins (2000) empregou uma classificação tripla: campos pequenos (reservas com menos de 100 milhões de barris), campos medianos (reserva maior que 100 milhões, e menos que 400 milhões de barris), e campos grandes (reservas maiores que 400 milhões de barris).

- **Apreciação de Reservas por Taxa de Depleção**

Para a apreciação por taxa de depleção foram empregadas duas divisões da taxa de produção da reserva: campos com menos de 7 anos e campos com 7 anos ou mais. A taxa de depleção pode ser representada pela razão da reserva remanescente pela reserva produzida para um dado ano, chamado de razão reserva/produção.