

3. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Conforme se pode observar no Apêndice A, a classificação de recursos proposta pela SPE divide o petróleo inicialmente *in situ* em dois grupos: recursos descobertos e recursos não descobertos.

Recursos descobertos - Alguns dos métodos mais conhecidos para a estimação de recursos descobertos são:

1. **Analogia**: a previsão de uma determinada reserva é feita a partir de uma analogia com outros reservatórios localizados nas proximidades e que possuam características semelhantes;
2. **Método Volumétrico**: utiliza-se o volume da rocha reservatório obtido através de métodos sísmicos, a porosidade da rocha, o fator volume de formação e a saturação para estimar o volume de óleo;
3. **Análise de Declínio da Produção**: baseia-se na observação da série histórica da produção analisando o declínio da vazão proporcionado pelo declínio da pressão no interior do reservatório;
4. **Balanço dos Materiais**: consiste na obtenção de volumes *in-situ* originais através da aplicação direta da equação de balanço de materiais ou do uso de simuladores matemáticos de fluxo de fluidos em reservatórios, utilizando-se, para tanto, o histórico de produção e as propriedades físicas dos fluidos e das rochas (ANP, 2000);
5. **Simulação Matemática de Reservatórios**: refere-se à utilização de simuladores numéricos. Difere do balanço de materiais, pois a simulação permite a subdivisão de células com propriedades diferentes. Embora mais sofisticada, a simulação necessita de informações geológicas e histórico de produção não só em quantidade, mas com boa qualidade (Thomas, 2001).

Recursos não descobertos – apresentam-se os seguintes trabalhos encontrados na literatura: i) Meisner & Demirmen (1981); ii) Drew (1990); iii) USGS (2000); iv) Deffeyes (2001); v) Knoring *et al.* (1999).

3.1. O MÉTODO “CREAMING”

O método “*Creaming*” é um procedimento estatístico proposto por Meisner & Demirmen (1981) para prever as descobertas futuras de óleo e gás. Entende-se por descobertas futuras a quantidade recuperável de óleo ou gás que será encontrada através da perfuração de um dado número de poços exploratórios.

É aplicável em províncias de avançado estágio exploratório, cujas descobertas seguem uma tendência de declínio, ou para estimativas a curto prazo, onde a evolução das descobertas segue uma tendência constante.

Baseia-se na projeção da tendência passada, considerando o número de poços exploratórios a serem perfurados no futuro. Dessa forma, o método utiliza o número de poços exploratórios a serem perfurados como sendo um indicador para a previsão (Figura 1).

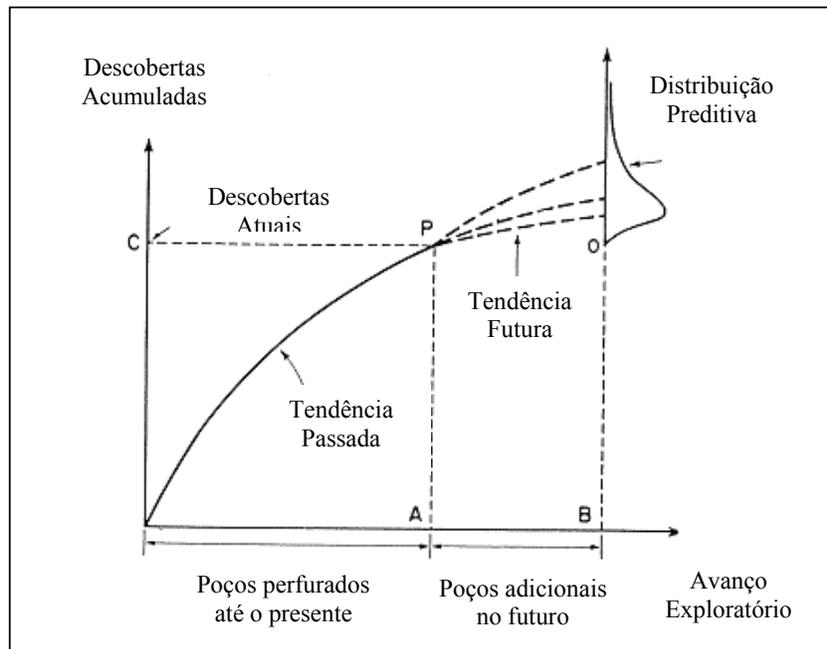


Figura 1 – Previsão de descobertas pelo método de *creaming*.

Fonte: Adaptado de Meisner & Demirmen (1981).

O nome *creaming* refere-se à diminuição da eficiência exploratória com o avanço da exploração. Em regiões maduras, assume-se que os tamanhos dos campos e a taxa de sucesso tendem a declinar com o avanço da exploração. Entende-se por taxa de sucesso a proporção dos poços exploratórios que resultam em descobertas.

Como existe um número finito de campos comerciais, após uma nova descoberta, a chance de fazer outra descoberta é reduzida. Além disso, assume-se que os grandes campos são descobertos no início da exploração.

Segundo Silva (1983), o método consiste no ajuste de modelos probabilísticos à seqüência histórica de descobertas de campos petrolíferos, com a finalidade de representar o comportamento da probabilidade de sucesso (através de um modelo logístico) e do volume dos campos (por um modelo loglinear) em função do número de poços pioneiros.

Considera-se ainda que os poços futuros (utilizados para previsão) serão perfurados em áreas similares da região explorada que serviram de base para o ajuste dos modelos e que estes poços não foram perfuradas anteriormente por estarem disponíveis outras áreas consideradas mais promissoras.

Os resultados, tanto do volume quanto do número de descobertas, são expressos através de distribuições de probabilidade preditivas. A seguir, com base no trabalho de Silva (1983), descreve-se o procedimento para aplicação do método.

3.1.1. Modelo de Probabilidade de Sucesso

O presente item trata do resultado da perfuração de um poço pioneiro em termos de descoberta ou não de um campo petrolífero.

Seja x_i = variável binária que representa o resultado da perfuração do i -ésimo poço: $x_i=1$ (sucesso) e $x_i=0$ (poço seco). Então, a função de probabilidade de x_i é expressa por:

$$p(x_i = x / p_i) = \begin{cases} p_i^x \cdot (1 - p_i)^{1-x} & x = 0 \text{ ou } 1 \\ 0 & x \neq 0 \text{ ou } 1 \end{cases} \quad (1)$$

A relação entre a probabilidade de sucesso (p_i) e o número de poços pioneiros (i) é dada pelo modelo logístico abaixo:

$$p_i = \{1 + \exp(\alpha_1 + \alpha_2 \cdot i)\}^{-1}, \quad i = 1, \dots, n \quad (2)$$

Onde,

$$0 \leq p_i \leq 1$$

$\alpha = (\alpha_1, \alpha_2)$ são parâmetros desconhecidos estimados de dados históricos pelo método da máxima verossimilhança.

Como $\alpha_2 \geq 0$ na expressão acima implica que “ p_i ” decresce com o aumento de “ i ”, então a $P(\alpha_2 \geq 0/x)$ mede a “probabilidade do declínio”.

3.1.2. Modelo de Probabilidade de Volume de Campo

O presente item trata da predição do volume de campo, caso o resultado da perfuração (item 3.1.1) seja um sucesso.

Seja v_j = volume do campo em caso de descoberta (sucesso). O modelo proposto para representar o volume de campo em função do esforço exploratório é o loglinear, expresso por:

$$Z_j = \beta_1 + \beta_2 \cdot X_j + \varepsilon_j \quad , j = 1, \dots, k \quad (3)$$

Onde,

k é o número de campos;

X_j é o número de poços pioneiros perfurados até a descoberta do j -ésimo campo;

Z_j é o logaritmo natural de v_j , o volume do j -ésimo campo;

$\beta = (\beta_1, \beta_2)$ são parâmetros desconhecidos estimados de dados históricos pelo método da máxima verossimilhança;

$\varepsilon_j \sim N[0, \sigma^2]$ é o resíduo do modelo com distribuição normal de média zero e variância σ^2 .

Reescrevendo a Equação 3, o volume de campo (v_j) segue uma distribuição log-normal (LN) com média $\beta_1 + \beta_2 \cdot X_j$ e variância σ^2 .

$$v_j \sim LN[\beta_1 + \beta_2 \cdot X_j, \sigma^2] \quad (4)$$

Colocando a Equação 3 na forma matricial:

$$Z = X\beta + \varepsilon \quad (5)$$

Onde,

$$Z = \begin{bmatrix} Z_1 \\ Z_k \end{bmatrix}, X = \begin{bmatrix} 1 & X_1 \\ 1 & X_k \end{bmatrix}, \beta = \begin{bmatrix} \beta_1 \\ \beta_2 \end{bmatrix} \text{ e } \varepsilon = \begin{bmatrix} \varepsilon_1 \\ \varepsilon_k \end{bmatrix}$$

Sendo o estimador de máxima verossimilhança para β ,

$$\hat{\beta} = (X'X)^{-1} X'z \quad (6)$$

a estimativa da média de \hat{Z}_j é dada por:

$$\hat{Z}_j = \hat{\beta}_1 + \hat{\beta}_2 \cdot X_j \quad (7)$$

Neste caso, a hipótese de maior interesse é $\beta_2 < 0$, pois implica numa tendência declinante do volume de campo com o avanço exploratório.

3.1.3. Predição do Volume Total para “m” Futuros Poços Pioneiros

O presente item trata da predição do volume de petróleo a ser descoberto pela perfuração de um dado número “m” de poços pioneiros. A predição é feita com base nos modelos de probabilidade de sucesso e volume de campo (itens 3.1.1 e 3.1.2, respectivamente) admitindo-se que sejam representativos das tendências exploratórias verificadas no passado.

A contribuição (em volume) do ℓ -ésimo futuro poço no total a ser descoberto é dado por:

$$r_\ell = x_\ell v_\ell, \quad \ell = 1, \dots, m \quad (8)$$

Onde,

x_ℓ é o resultado da perfuração do ℓ -ésimo futuro poço: $x_\ell=1$ (sucesso); $x_\ell=0$ (poço seco);

v_ℓ = volume do campo descoberto pelo ℓ -ésimo futuro poço em caso de sucesso.

Seja “m” o número de poços exploratórios adicionais a serem perfurados. A previsão do volume total (T) a ser descoberto considerando “m” poços adicionais é representada por $T = \sum_{\ell=1}^m r_\ell$.

As distribuições de probabilidade do volume total “T” e de seus componentes “ r_ℓ ” são obtidas a partir dos dados da história exploratória passada e

dos modelos de probabilidade de sucesso (logístico) e de volume de campo (loglinear) a eles ajustados.

Silva (1983) mostra que a distribuição preditiva do componente “ r_ℓ ” pode ser representada por:

$$P(r_\ell > r) = P(v_\ell > r) \cdot P(x_\ell = 1) \quad (9)$$

Onde,

$$P(v_\ell > r) = \int_r^\infty f(v_\ell) = \int_{\beta, H} P(v_\ell > r | \beta, H) \cdot f(\beta | H) \cdot f(H);$$

$$P(x_\ell = 1) = \int_\alpha P(x_\ell = 1 | \alpha) \cdot f(\alpha);$$

$$H = \frac{1}{\sigma^2};$$

σ^2 é a variância do resíduo do modelo de probabilidade de volume de campo (Equação 3);

$f(\alpha), f(H), f(\beta | H)$ representam as densidades a posteriori de $\alpha, H, \beta | H$, respectivamente;

$$P(x_\ell = 1 | \alpha) = \{1 + \exp[\alpha_1 + \alpha_2 \cdot (\ell + n)]\}^{-1}$$

Segundo DeGroot, 1970 (apud Silva, 1983), a *posteriori* de “ α ” pode ser considerada como sendo aproximadamente Normal de parâmetros $(\hat{\alpha}, F^{-1})$, sendo F^{-1} a matriz de variância-covariância.

A *posteriori* de “ H ” segue uma distribuição Gama de parâmetros $(k - 2, \hat{\sigma}^2)$, sendo “ k ” o número de campos descobertos pelos “ n ” poços pioneiros já perfurados.

A *posteriori* de “ β ” condicional em “ H ” segue uma distribuição Normal de parâmetros $(\hat{\beta}, (H \cdot (X'X))^{-1})$, conforme a Equação 6.

$$\text{Para } r = 0, P(v_\ell > 0) = 1. \text{ Logo, } P(r_\ell > r) = \int_\alpha P(x_\ell = 1 | \alpha) \cdot f(\alpha)$$

Assim sendo, a distribuição preditiva do componente “ r_ℓ ” pode ser reescrita da seguinte forma:

$$P(r_\ell > r) = \begin{cases} 1 & , r < 0 \\ \int_{\alpha} P(x_\ell = 1 | \alpha).f(\alpha) & , r = 0 \\ \left(\int_{\alpha} P(x_\ell = 1 | \alpha).f(\alpha) \right) \cdot \int_r^{\infty} f(v_\ell) & , r > 0 \end{cases} \quad (10)$$

A distribuição preditiva do volume total “T” é a de maior interesse a nível prático. Teoricamente, é representada pela equação:

$$P(T > t) = \int_{\alpha, \beta, H} P(T > t | \alpha, \beta, H).f(\alpha).f(\beta | H).f(H) \quad (11)$$

Onde,

$P(T > t | \alpha, \beta, H)$ expressa a distribuição condicional de $T = \sum_{\ell=1}^m r_\ell$ dados α, β, H ;

Considerando a dificuldade em expressar a Equação 11, em especial quando “m” torna-se grande, avalia-se a distribuição preditiva de “T” através de simulação (Método de Monte Carlo). Uma aplicação deste método pode ser encontrada em Silva (1983).

3.2. MÉTODOS BASEADOS NO PRINCÍPIO DA EXAUSTÃO FÍSICA

Drew (1990) apresenta dois modelos para prever as descobertas futuras de óleo e gás e descreve uma aplicação prática de uma área produtora bastante explorada dos EUA (Bacia Permiana).

O primeiro é utilizado na escala de *plays* de exploração. Os campos pertencentes a uma bacia são agrupados por faixas (classes) de tamanho dos campos. O modelo proposto, representado pela Equação 12, é então aplicado para as diferentes classes de tamanho dos campos. Drew (1990) preconiza que cada poço pioneiro tenha uma área de influência e que os grandes campos sejam descobertos antes dos menores.

$$f = 1 - \left(1 - \frac{A}{B}\right)^c \quad (12)$$

Onde:

f = fração dos campos que já foram encontrados;

A = Área que já foi explorada;

B = Área efetiva da bacia;

c = eficiência da perfuração exploratória para uma determinada classe do tamanho dos campos.

O parâmetro “c” deve ser estimado e caracteriza a exaustão física da área pesquisada. Para o caso de um processo de exploração aleatória (c = 1), o número de campos descobertos numa dada classe por unidade de área explorada permanecerá constante durante todo o processo. Entretanto, se o processo de exploração for mais eficiente que o aleatório (c > 1), para cada classe de tamanho, espera-se, nos estágios iniciais da exploração, encontrar um maior número de campos por unidade de área explorada.

Trabalhar ao nível de *plays* de exploração resultou num conjunto de problemas como, por exemplo, dados incompletos e descontinuidade na definição dos poços pioneiros ocorridos entre 1962 e 1963, pois os dados não se encontravam na forma requerida pelo modelo. Ou seja, a informação disponível

não era suficiente para separar os campos em *plays* de exploração ou os poços pioneiros que descobriram estes campos.

Para superar este problema, Drew (1990) aplicou os dados da Bacia Permiana ao modelo proposto por Arps & Roberts (1958), apresentado na Equação 13, adotando uma única premissa: a de que toda a bacia seria vista como um único grande “*play*” de exploração.

$$F_A(w) = F_A(\infty) (1 - e^{-cAw/B}) \quad (13)$$

Onde:

$F_A(w)$ = previsão do número de descobertas acumuladas a serem feitas na classe de tamanho A através da perfuração de w poços;

$F_A(\infty)$ = número final de campos a serem descobertos na classe de tamanho A;

A = Área média dos campos pertencentes a uma determinada classe;

B = Área da bacia;

w = número acumulado de poços pioneiros;

c = eficiência da exploração (estimado).

O modelo é solucionado para cada faixa (classe) de tamanho dos campos. Primeiramente, calcula-se o valor $F_A(\infty)$. Ilustra-se abaixo o exemplo da Bacia Permiana para os campos com volumes entre 1,52 e 3,04 milhões boe (Classe 10).

A área média dos campos pertencentes à Classe 10 é de 2,2 milhas quadradas, a área da bacia é de 100.000 milhas quadradas e a eficiência da exploração é igual a 2. Foram perfurados 14.243 poços e descobertos 59 campos pertencentes à classe 10 até o ano de 1960. Aplicando a Equação 13, o número final de campos a serem descobertos na Classe 10 será de aproximadamente 127 campos.

$$F_{10}(\infty) = \frac{59}{1 - e^{\frac{-2 \times 2,2 \times 14.243}{100.000}}} = 126,7 \text{ campos}$$

Considerando que 25.055 poços foram perfurados na bacia até 1974, então o número previsto de campos na classe 10 a serem descobertos será de 84,5

campos. Dessa forma, o número previsto de campos na classe 10 a serem descobertos entre 1960 e 1974 será de $84,5 - 59,0 = 25,5$ campos.

$$F_{10}(25.055) = 126,71 \left(1 - e^{\frac{-2 \times 2,2 \times 25.055}{100.000}} \right) = 84,5 \text{ campos}$$

Deve-se considerar ainda o fato de que os modelos propostos neste item foram aplicados somente nos EUA, cujas bacias apresentam uma grande quantidade do número de campos e poços. Entretanto, é relevante observar que estes modelos não retratam a realidade de outras regiões como, por exemplo, o Brasil, cujas bacias são caracterizadas por um número muito menor de campos e poços.

3.3. METODOLOGIAS PROPOSTAS PELO USGS

As reservas adicionais de um país não vêm somente da “descoberta de novos campos”, mas também do “crescimento de reservas dos campos existentes”. Com o aumento da maturidade exploratória, como ocorre nos EUA, a contribuição do “crescimento de reservas” aumenta, enquanto a contribuição da “descoberta de novos campos” diminui.

Dessa forma, a análise de recursos energéticos engloba tanto os campos descobertos quanto os não descobertos. A metodologia utilizada pelo USGS (2000) para prever recursos não descobertos considera os **aspectos geológicos**. Para o acréscimo de reservas devido aos campos já descobertos, o USGS (2000) propõe o modelo de crescimento de reservas.

3.3.1. Recursos não descobertos (descobertas de novos campos)

O presente item mostra, de forma sucinta, a metodologia utilizada pelo USGS para prever recursos não descobertos. Aplicação prática, definições e detalhes desta metodologia encontram-se no Apêndice C.

O modelo de avaliação utilizado pelo USGS foi denominado “*Seventh Approximation*”. Este modelo é conduzido em subdivisões do “*Total Petroleum System*” (TPS), chamadas “*Assessment Units*” (AU), como sendo o nível básico de avaliação.

TPS refere-se aos elementos essenciais (rocha fonte, rocha reservatório, etc.), os processos de geração e migração, como também todo o petróleo geneticamente relacionado cuja proveniência está relacionada à mesma rocha geradora.

O procedimento de avaliação proposto pela “*Seventh Approximation*” está dividido em sete etapas:

1. Divide-se um TPS geologicamente definido em AU's homogêneas. AU's são então consideradas individualmente;
2. Escolhe-se, para cada AU, um tamanho de campo mínimo que reflita o horizonte de previsão. Recursos em campos menores que este tamanho mínimo são excluídos da avaliação;

3. Atribui-se à AU uma probabilidade de ocorrência para pelo menos um campo não descoberto de tamanho maior ou igual ao tamanho mínimo (risco geológico). A seguir, é também atribuída uma probabilidade de que as atividades necessárias para a descoberta deste campo sejam possíveis durante o horizonte de previsão (risco de acesso);
4. Estima-se, para cada AU, o número e o tamanho dos campos não descobertos maiores ou iguais ao tamanho de campo mínimo;
5. Estimam-se as relações gás/óleo e Gás Natural Liquefeito - NGL/gás para campos não descobertos de óleo e NGL/gás e óleo/gás para campos não descobertos de gás. Estas relações são usadas para avaliar os co-produtos associados ao óleo e gás;
6. Calculam-se distribuições de probabilidade para o volume de óleo convencional, gás e NGL não descobertos através da combinação das probabilidades de risco geológico e de acesso, das quantidades e tamanhos dos campos não descobertos e das relações gás/óleo, NGL/gás e óleo/gás;
7. Cada AU pode incluir dentro de suas fronteiras países, estados, parques e áreas *offshore* que serão chamadas aqui de “entidades”. Para alocar os recursos não descobertos de uma AU a entidades, utilizam-se porcentagens de distribuição a serem estimadas pelo geólogo avaliador.

Recursos não descobertos são calculados através do método de simulação de Monte Carlo. A cada iteração, sorteia-se aleatoriamente um valor do número de campos não descobertos (n) em sua respectiva distribuição de probabilidade. A seguir, selecionam-se “ n ” valores aleatoriamente na distribuição do tamanho dos campos. Estes “ n ” valores adicionados (S_s) representam um valor na distribuição de probabilidade do volume de óleo e gás não descoberto. Este procedimento é repetido 50.000 vezes a fim de prover a distribuição de probabilidade do volume não descoberto.

3.3.2. Crescimento de reservas dos campos existentes

O presente item mostra, de forma sucinta, a metodologia utilizada pelo USGS para prever as reservas adicionais devidas ao crescimento de reservas dos campos existentes. Aplicações práticas desta metodologia encontram-se no Apêndice D.

Segundo Klett & Gautier, 2003 (apud Verma & Henri, 2004), crescimento de reservas é o aumento sucessivo das estimativas de volume recuperável em acumulações descobertas e acontece como resultado de aplicação de tecnologia na área de caracterização de reservatório e técnicas de recuperação melhoradas (*improved recovery techniques*).

Os modelos propostos por Verma & Henri (2004) baseiam-se nos métodos “*Arrington Modificado*” e de “*Crescimento do Grupo*”, que requerem a soma desde o primeiro ano de produção dos volumes recuperáveis.

Define-se Fator de Crescimento Anual (AGF) como sendo a razão entre o volume recuperável do ano “t” pelo volume recuperável do ano anterior “t-1” e Fator de Crescimento Acumulado do ano “n” (CGF_n) como sendo o produto da AGF do ano “n” pelas AGF’s dos anos anteriores, conforme mostrado na Equação 14.

$$CGF_n = AGF_0 \times AGF_1 \times AGF_2 \times \dots \times AGF_n \quad (14)$$

Onde:

AGF₀ = 1 é o valor referente ao primeiro ano considerado.

No método *Arrington Modificado*, os CGF’s são calculados considerando os volumes recuperáveis de todos os campos descobertos. Em relação ao método *Crescimento do Grupo*, considera-se que as acumulações sejam agrupadas começando numa mesma data de referência, que pode ser tanto o ano de descoberta, quanto o primeiro ano de produção.

Durante o período entre a descoberta do campo e a primeira produção, os acréscimos de reservas são incertos devido à falta de precisão no delineamento dos reservatórios. Por esta razão, Verma & Ulmishek (2003) consideram o crescimento de reservas baseado no primeiro ano de produção como sendo mais confiável.

Com relação aos modelos de previsão, Verma & Henri (2004) testam as funções potência, recíproca e hiperbólica e Verma & Ulmishek (2003) testam as funções exponencial, potência, recíproca e logarítmica. Em ambos os métodos, Arrington Modificado e Crescimento do Grupo, a função escolhida é a que melhor se ajusta aos dados históricos, segundo o coeficiente de correlação (R^2).

Além disso, para o estudo feito na Bacia Siberiana Ocidental, Verma & Ulmishek (2003) dividem os dados em dois segmentos: o primeiro corresponde ao estágio de rápido crescimento durante os primeiros quatro anos após o início da produção; o segundo referente ao crescimento gradual dos anos posteriores.

Assim como acontece nos EUA, a Bacia Siberiana Ocidental apresenta um rápido crescimento nos primeiros 4-5 anos. Porém, as duas regiões divergem significativamente nos anos seguintes. Enquanto os dados dos EUA apresentam um crescimento contínuo, a Bacia Siberiana Ocidental mostra um crescimento gradual, mantendo um nível quase que constante após os primeiros cinco anos.

Verma *et al.* (2000) apontam diferenças nas condições políticas e econômicas e a falta de investimentos como as principais causas dos diferentes padrões de crescimento. Devido à estratégia de desenvolvimento similar, o mesmo resultado pode ser esperado para outras bacias em países que tiveram suas economias centralizadas, tais como os países da antiga URSS e a China.

É relevante observar que o crescimento de reservas é o principal componente do acréscimo de reservas em bacias maduras, tal como a maioria das bacias nos EUA. Entretanto, em bacias jovens, com programa exploratório ativo e intenso, a contribuição do crescimento de reservas é muito inferior, se comparada com o acréscimo de reservas devido às novas descobertas.

3.4. O PICO DE HUBBERT

Hubbert (1956) apresenta uma metodologia para prever a produção e as descobertas de óleo e gás. Para tanto, assume que os dados históricos anuais seguem a forma de um “sino” (curva simétrica).

A metodologia utilizada por Hubbert é relativamente simples. Basta estimar a totalidade do petróleo existente (em condições de ser extraído de forma econômica) e a taxa de crescimento da produção. No momento em que a produção acumulada atingir a metade do total existente, a produção estará no máximo e tenderá a declinar a partir desse ponto.

Hubbert (1956) utiliza a Curva Logística para fazer suas análises sem justificar sua escolha. Não se sabe nem mesmo se ele estava preocupado com todas as alternativas disponíveis.

Segundo Deffeyes (2001), Hubbert primeiro chegou a suas conclusões e depois procurou métodos para explicá-las. De qualquer forma, este método ganhou prestígio após prever corretamente, em 1956, que a produção dos EUA atingiria o pico em 1972.

Deffeyes (2001) sugere três curvas simétricas para ajustar os dados de produção e de acréscimo de reservas: Gaussiana, Lorentziana e Logística. A Figura 2 ilustra as três curvas simétrica propostas.

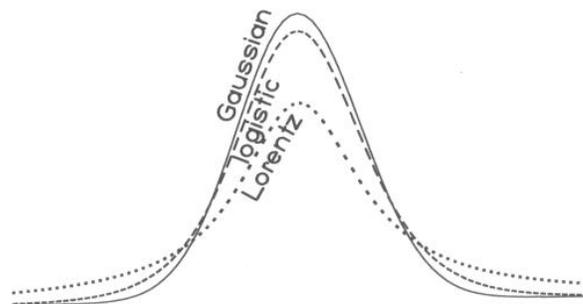


Figura 2 - Curvas simétricas: Gaussiana, Lorentziana e Logística.

Fonte: Deffeyes, 2001.

Dentre as três curvas sugeridas, a Curva Gaussiana foi a que melhor se ajustou aos dados de produção dos EUA (Figura 3) e, por esta razão, Deffeyes passa a utilizá-la em todas as suas análises, inclusive para os dados mundiais como veremos a seguir.

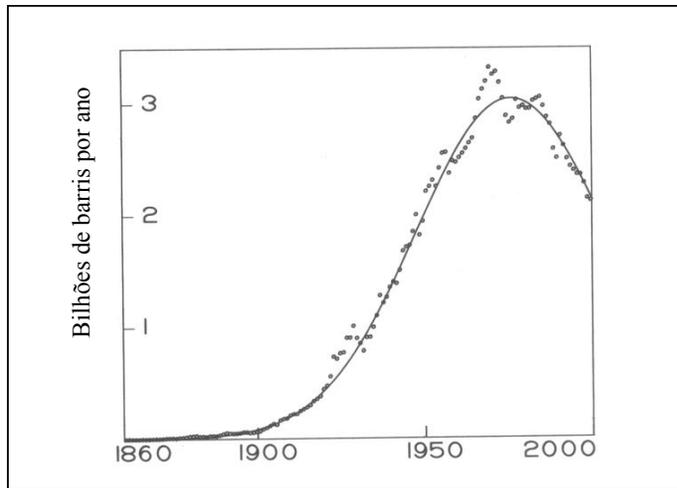


Figura 3 - Produção anual dos EUA - Ajuste com curva Gaussiana.

Fonte: Deffeyes, 2001.

Segundo Rosa & Gomes (2004), a grande dificuldade para efetuar esse cálculo consiste em conhecer a totalidade do petróleo existente. Deffeyes (2001) aplica a metodologia de Hubbert aos dados de produção mundial e assume o valor de 1,8 trilhão de barris de óleo proposto por Campbell (1997) para o total a ser produzido a partir de **poços convencionais**. Como resultado, a curva gaussiana que melhor se ajustou encontrou o pico de produção em 2003, mesmo resultado previsto por Hubbert em 1956.

Muitos acreditaram que o valor de 1,8 trilhão era baixo e, a fim de verificar quanto tempo poderíamos postergar o pico de produção, Deffeyes ajusta a Curva Gaussiana para um valor total a ser produzido de 2,1 trilhões de barris de óleo. O resultado está ilustrado na Figura 4 e tem como pico de produção o ano de 2009.

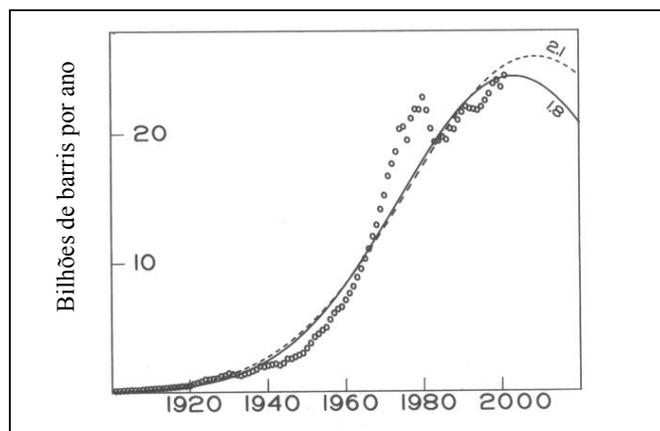


Figura 4 - Produção anual mundial - Ajuste com Curvas Gaussianas.

Fonte: Deffeyes, 2001.

Em 1962, Hubbert tenta melhorar seu trabalho original de 1956. Em vez de utilizar as curvas de produção anual, passa a utilizar curvas acumuladas. Além disso, define **Produção Acumulada** como sendo toda a produção de óleo do EUA desde 1859 e **Descobertas Acumuladas** como sendo o somatório da produção acumulada mais as reservas conhecidas até a data de análise.

Em seguida, restringe as duas curvas (produção e descobertas) como tendo formas idênticas; a única diferença é que as duas curvas são deslocadas (defasadas) por um número constante de anos. Deffeyes chama isto de “*mágica*” de Hubbert, sendo a curva de descobertas um preditor da curva de produção.

Para o trabalho revisado de Hubbert, Deffeyes novamente utiliza a Curva Gaussiana para ajustar os dados americanos. Utiliza como intervalo os anos de 1859 a 1999 para os dados de produção e de 1946 a 1999 para as descobertas (produção + reservas). O melhor ajuste resultou numa diferença de 11 anos entre as duas curvas para o conjunto de dados americano (Figura 5).

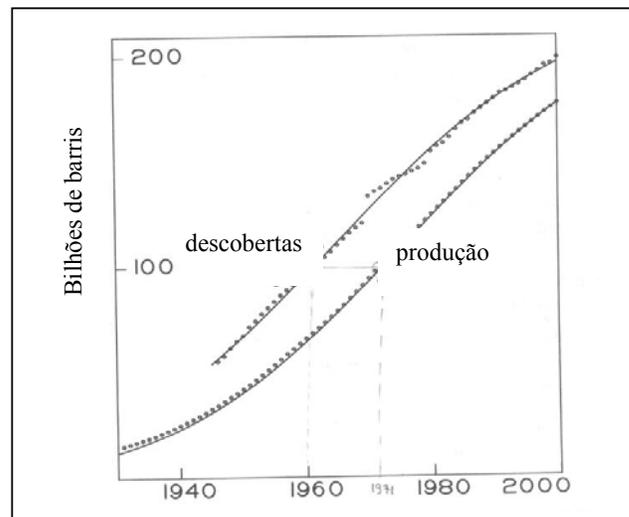


Figura 5 - Produção e Descoberta acumulada (dados dos EUA): Curva Gaussiana.

Fonte: Deffeyes, 2001.

Para o conjunto de dados mundiais, o melhor ajuste resultou numa diferença de 21 anos entre as duas curvas (Figura 6). O total a ser recuperado é 2,12 trilhões de barris e pico de produção novamente é o ano de 2003, mesmo resultado encontrado para o modelo original (recuperação de 1,8 trilhão de barris). Em ambos os casos, dados americanos e mundiais, as restrições da metodologia

proposta por Hubbert são o formato gaussiano e o espaçamento constante entre as curvas.

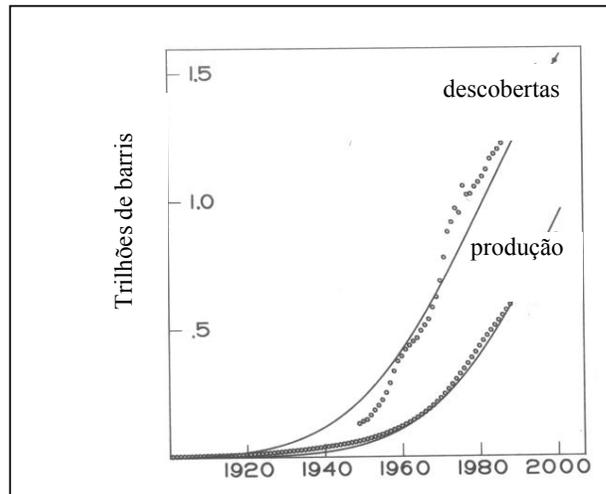


Figura 6 - Produção e Descoberta acumulada (dados mundiais): Curva Gaussiana.

Fonte: Deffeyes, 2001.

Segundo o autor, nenhuma iniciativa a ser iniciada em 2001 teria efeito no pico do ano de produção. Nenhum projeto de energia renovável, exploração e perfuração evitaria uma guerra de apostas pelo óleo remanescente.

Nada impede que um conjunto de dados se ajuste a uma curva simétrica (Curva Logística) como aconteceu com os dados de produção dos EUA na análise feita por Hubbert. Porém, nada também nos garante que os dados mundiais irão melhor se ajustar a esta mesma curva. Isto seria afirmar que todas as regiões seguem um único padrão de desenvolvimento (curvas simétricas). Além disso, o método só funcionou nos EUA porque estava no fim do ciclo exploratório do país.

Segundo Fryer & Greenman (1990), o modelo proposto por Hubbert perdeu sua credibilidade após 1970, pois foi mostrado que outras curvas se ajustam tão bem quanto a curva logística, porém com valores significativamente diferentes.

Hubbert teve o mérito de abrir a discussão, mas a insistência no modelo não se justifica. Dessa forma, pode-se dizer que a metodologia proposta por Hubbert tornou-se base para trabalhos futuros. Trabalhos como o que veremos no item a seguir, proposto por Knoring *et al.* (1999) e a presente tese, ambos baseados em curvas não simétricas, geralmente se ajustam melhor aos dados históricos do que as curvas gaussiana e logística.

3.5. METODOLOGIA BASEADA NAS FUNÇÕES DE CONTROLE E DE CONDIÇÃO

No item anterior, Deffeyes (2001) utiliza curvas simétricas (Gaussiana, Lorentziana e Logística) para ajustar as curvas de produção e de acréscimo de reservas. De acordo com Knoring *et al.* (1999), os modelos geralmente utilizados para descrever o processo de acréscimo de reservas são as funções Logística e Gompertz.

A Figura 7 ilustra uma curva Logística utilizando dados acumulados. Pode-se observar que esta função é simétrica com relação ao ponto de inflexão (R_{INFL}, t_{INFL}). O valor “A” representa o total a ser recuperado na região.

Entretanto, Knoring *et al.* (1999) afirmam que não há uma função (modelo) universal para descrever o processo de acréscimo de reservas em qualquer região e propõem funções assimétricas (Figura 8) que podem melhor se ajustar aos dados do que as funções Logística, Gaussiana, Lorentziana e de Gompertz.

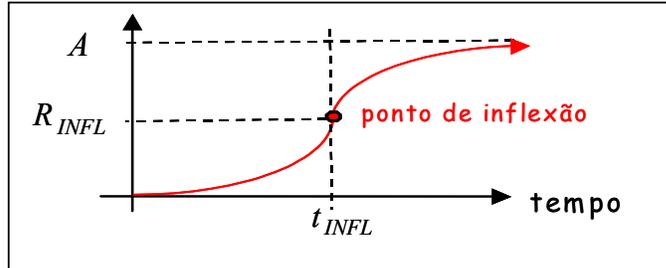


Figura 7 - Descobertas acumuladas vs. tempo: simetria em relação ao ponto de inflexão.

Fonte: o autor.

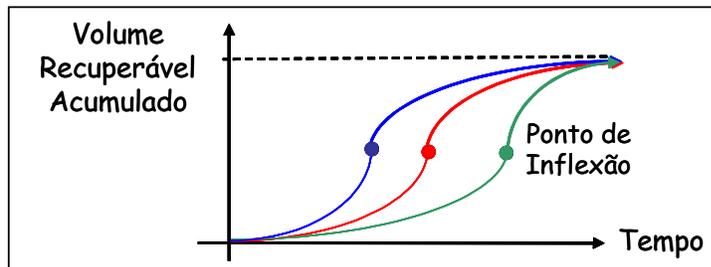


Figura 8 - Descobertas acumuladas vs. tempo: assimetria em relação ao ponto de inflexão.

Fonte: o autor.

Diferentemente de Hubbert, Knoring *et al.* (1999) procuram modelar o processo de acréscimo de reservas de acordo não só com o potencial de

descobertas, mas também com a estratégia de exploração, pois sua principal característica é ser um processo controlado com *feedback*. Assim sendo, a estratégia aplicada é refletida nos resultados e, conseqüentemente, os resultados subseqüentes irão direcionar as novas estratégias.

A Figura 9 ilustra o princípio da modelagem do acréscimo de reservas (ΔR) como sendo o produto de duas funções matemáticas de tendências opostas: a função seleção de controle $\varphi(R)$ e a função seleção de condições $f(R)$.

$$\Delta R = \varphi(R) \cdot f(R) \quad (15)$$

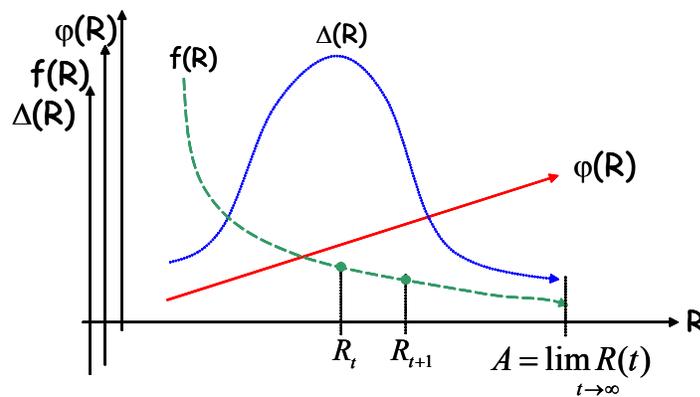


Figura 9 – Princípio da Modelagem do Acréscimo de Descobertas (ΔR).

Fonte: adaptado de Knoring *et al.*, 1999.

A função seleção de condições considera que o número dos campos decresce com a primeira descoberta. A condição no instante ($t+1$) é pior do que a condição no instante (t). Em outras palavras, temos menos campos a serem descobertos no instante ($t+1$) do que no instante (t).

A função seleção de controle baseia-se na informação obtida e, segundo os modelos propostos pelos autores, a função cresce linearmente com a evolução do volume recuperável (R_t). Quanto maior o conhecimento da região, maior a quantidade de informação acumulada, maior será a experiência adquirida na exploração e, conseqüentemente, melhor será o controle. Em outras palavras, o controle no instante ($t+1$) é melhor do que o controle no instante (t).

A exploração termina quando todo o potencial da região for transferido para a categoria avaliada (descoberto). Isto significa que o volume recuperável

(R_t) tem um limite superior “A” quando não há mais nenhum campo a ser encontrado, ou seja, quando a função seleção de condição estiver próxima de zero.

3.5.1. Modelos Determinísticos: Evolução com o tempo (t)

Knoring *et al.* (1999) propõem alternativas de estratégia possíveis para representar a função seleção de condição através do desenvolvimento de nove modelos matemáticos (Equação 16 a Equação 24).

$$\text{Modelo 1: } \frac{\Delta R}{R_{t+1}} = a - bR_t \quad (16)$$

$$\text{Modelo 2: } \frac{\Delta R}{R_{t+1}} = 1 - a' R_t^b \quad (17)$$

$$\text{Modelo 3: } \frac{\Delta R}{R_{t+1}} = e^{a-bR_t} \quad (18)$$

$$\text{Modelo 4: } \frac{\Delta R}{R_{t+1}} = 1 - (1 - c + aR_t^{1/b})^b \quad (19)$$

$$\text{Modelo 5: } \frac{\Delta R}{R_{t+1}} = c - aR_t^b \quad (20)$$

$$\text{Modelo 6: } \frac{\Delta R}{R_{t+1}} = b \ln \frac{A}{R_t} \quad (21)$$

$$\text{Modelo 7: } \frac{\Delta R}{R_{t+1}} = a \left(\frac{A - R_t}{A} \right)^b \quad (22)$$

$$\text{Modelo 8: } \frac{\Delta R}{R_{t+1}} = e^{a-bR_t} - c \quad (23)$$

$$\text{Modelo 9: } \frac{\Delta R}{R_{t+1}} = e^{a-bR_t} - \frac{c}{R_t} \quad (24)$$

Entretanto, os autores utilizam somente a equação linear para representar a função seleção de controle (Figura 9). Esta equação, combinada às nove funções seleção de condições, dá origem aos nove modelos matemáticos para representar a evolução do processo de descoberta (Equação 25 a Equação 33).

$$\text{Modelo 1: } R_{t+1} = \frac{R_t}{1 - a + bR_t} \quad (25)$$

$$\text{Modelo 2: } R_{t+1} = aR_t^b \quad (26)$$

$$\text{Modelo 3: } R_{t+1} = \frac{R_t}{1 - e^{-a-bR_t}} \quad (27)$$

$$\text{Modelo 4: } R_{t+1} = \frac{R_t}{\left(1 - c + aR_t^{1/b}\right)^b} \quad (28)$$

$$\text{Modelo 5: } R_{t+1} = \frac{R_t}{1 - c + aR_t^b} \quad (29)$$

$$\text{Modelo 6: } R_{t+1} = \frac{R_t}{1 - b \ln \frac{A}{R_t}} \quad (30)$$

$$\text{Modelo 7: } R_{t+1} = \frac{R_t}{1 - c(A - R_t)^b} \quad (31)$$

$$\text{Modelo 8: } R_{t+1} = \frac{R_t}{1 + c - e^{-a-bR_t}} \quad (32)$$

$$\text{Modelo 9: } R_{t+1} = \frac{R_t}{1 - \left(e^{-a-bR_t} - \frac{c}{R_t}\right)} \quad (33)$$

As funções contínuas $R(t)$ que correspondem às Equações 25 e 26 (Modelos 1 e 2) são, respectivamente, as funções Logística e Gompertz. Os demais modelos foram desenvolvidos baseando-se nestas duas equações iniciais e descrevem diferentes variantes da família de curvas tipo sigmóide.

Knoring *et al.* (1999) propõem diferentes interpretações para os modelos que descrevem a evolução do processo de descobertas. Assim sendo, os nove modelos acima descritos são divididos em três grupos principais: i) interpretando a função de seleção de condições; ii) baseando-se na transferência do potencial não descoberto para reservas avaliadas; iii) considerando uma quota de deficiência nos modelos.

i. Interpretando a função de seleção de condições: Modelos 1 a 5.

A função seleção de condições pode assumir diferentes formas conforme ilustrado na Figura 10. A curva central, cuja função seleção de condições decresce linearmente, representa a função logística (Modelo 1). A curva pontilhada representa o caso onde os grandes campos são descobertos no início do processo exploratório, pois as condições caem drasticamente no início. Por outro lado, a curva tracejada representa o caso em que os grandes campos são descobertos em estágios avançados, pois as condições caem mais drasticamente no final do processo exploratório. A Figura 11 mostra como as diferentes formas da função seleção de condições podem afetar o gráfico do acréscimo de descobertas (ΔR).

É relevante observar ainda que alguns modelos, dependendo do valor dos parâmetros “b” e “c” nas Equações 25 a 33, podem assumir a forma de qualquer uma das três curvas abaixo ilustradas. Por exemplo, quando $b=1$ e $c<1$, os Modelos 4 e 5 assumem o formato da curva central e se tornam idênticos ao Modelo 1. Quando $b<1$, o Modelo 5 assume o formato da curva pontilhada representando que os grandes campos foram descobertos no início. Por outro lado, para o caso $b>1$, o Modelo 5 assume o formato da curva tracejada, representando que os grandes campos foram descobertos no final.

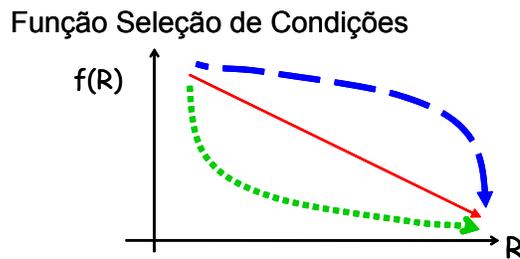


Figura 10 - Diferentes formas da função seleção de condições $f(R)$.

Fonte: o autor.

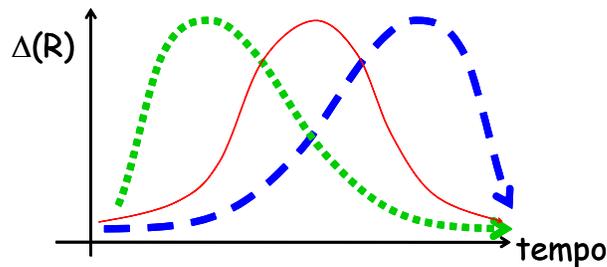


Figura 11 – Influência da função seleção de condições no gráfico (ΔR).

Fonte: o autor.

- ii. Baseando-se na transferência do potencial não descoberto em reservas avaliadas: Modelos 6 a 8.

O acréscimo do volume recuperável no ano “t” (ΔR_t) pode ser entendido como sendo uma parte dos recursos não descobertos (U_t) transferida para a categoria avaliada através de uma função intensidade de transferência (μ).

$$\Delta R_t = \mu U_t \quad (34)$$

$$U_t = A - R_t \quad (35)$$

Onde:

A = potencial final da região;

R_t = volume recuperável já descoberto.

Para diferentes equações da função intensidade de transferência (μ), temos diferentes modelos de acréscimo de reservas (ΔR_t). Por exemplo, se a função intensidade de transferência variar linearmente com o volume recuperável, então ΔR_t seguirá a equação do Modelo 1.

Seja $\mu = kR_{t+1}$ $kA = a$ $k = b$

Então:
$$\frac{\Delta R}{R_{t+1}} = \frac{\mu U_t}{R_{t+1}} = \frac{kR_{t+1}(A - R_t)}{R_{t+1}} = kA - kR_t \Rightarrow \boxed{\frac{\Delta R}{R_{t+1}} = a - bR_t}$$

Modelo 1

- iii. Considerando quotas de deficiência: Modelo 9.

A idéia de quotas de deficiência é aplicada ao processo de incorporação de reservas quando limitações interferem na evolução das descobertas. Por exemplo, a Figura 12 ilustra uma região onde somente a área da direita é selecionada para ser explorada devido a limitações causadas por restrições de investimentos. Outro exemplo seria uma região onde a exploração é conduzida em áreas de baixo potencial devido à restrição tecnológica (ex. águas ultraprofundas).

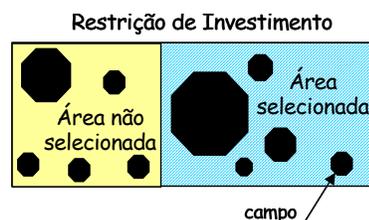


Figura 12 – Seleção de campos devido à restrição de investimentos.
Fonte: o autor.

3.5.2. Modelos Estocásticos: Evolução com o tempo (t)

Em avaliação de reservas de petróleo, o termo “determinístico” associado a um modelo não significa que não haja incerteza quanto aos seus resultados. No caso das estimativas determinísticas, a incerteza associada ao valor fornecido é omitida.

Vimos que o processo de acréscimo de reservas é um reflexo da estratégia da exploração. Ao contrário de um sistema técnico, o *feedback* em exploração não pode ser precisamente estabelecido com antecedência. Por exemplo, a velocidade e o posicionamento no espaço podem ser precisamente avaliados ao se controlar um avião (sistema técnico).

Entretanto, o controle da exploração é realizado sob condições de incerteza e uma decisão pode não conduzir a um único resultado possível. Por exemplo, o tempo em que o maior campo de uma bacia sedimentar será descoberto não pode ser previsto antecipadamente com exatidão.

Numerosas soluções possíveis nos conduzem a flutuações, isto é, variações aleatórias das reservas acumuladas em torno de algum valor médio. Estas flutuações são consideradas eventos aleatórios governados por leis probabilísticas.

Dessa forma, uma descrição determinística é insuficiente para tratar problemas de acréscimo de reservas de óleo e gás. Isto nos leva a considerar elementos de chance (Z_t), que podem interagir de duas maneiras:

- 1) A modelagem é composta apenas por componentes determinístico e aleatório. Neste caso, o termo aleatório (Z_t) possui uma distribuição normal com média zero e variância σ^2 , proveniente de um mecanismo puramente aleatório (**ruído branco**);
- 2) O componente aleatório é uma complicação do determinístico e requer a **modelagem dos resíduos**. A hipótese estabelecida por Knoring *et al.* (1999) é de que os resíduos sejam gerados por um processo autorregressivo (AR) de ordem um ou dois.

Assim sendo, Knoring *et al.* (1999) apresentam mais nove modelos que diferem dos modelos determinísticos (Equações 25 a 33) apenas por apresentarem

um componente aleatório (Z_{t+1}). A Equação 36 representa o primeiro modelo estocástico proposto por Knoring *et al.* (1999).

$$\text{Modelo 1: } \frac{\Delta R}{R_{t+1}} = a - bR_t + Z_{t+1} \quad (36)$$

O componente aleatório (Z_t) é o desvio do valor real (R_t) em relação ao estabelecido pelo modelo determinístico (P_t), ou seja, $Z_t = R_t - P_t$. Além disso, para o acréscimo de reservas, o componente aleatório é dado por $Z_t' = \Delta R_t - \Delta P_t$, onde $\Delta R_t = (R_{t+1} - R_t)$ e $\Delta P_t = (P_{t+1} - P_t)$.

A Figura 13 mostra, para a segunda hipótese (modelagem dos resíduos), a natureza rítmica dos componentes aleatórios. Os movimentos oscilatórios começam pequenos, atingem uma amplitude máxima e depois voltam a diminuir.

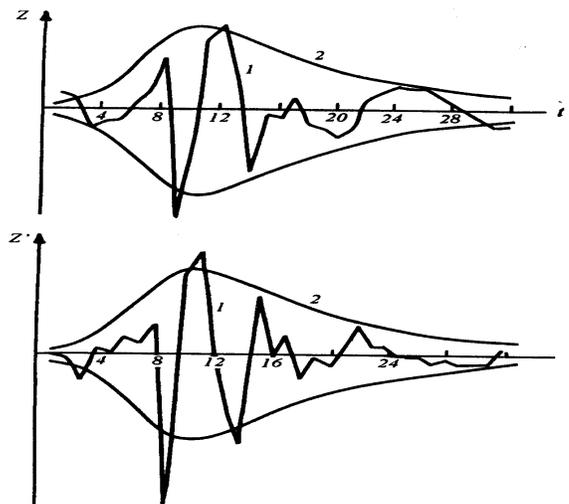


Figura 13 – Modelagem dos Componentes Aleatórios: $Z_t = R_t - P_t$ e $Z_t' = \Delta R_t - \Delta P_t$.

Fonte: Knoring *et al.*, 1999.

Entretanto, é relevante observar que a modelagem dos resíduos (Z_t) através de um modelo auto-regressivo significa que as informações contidas nos dados não foram capturadas adequadamente. Em outras palavras, se o modelo for adequado, espera-se que os resíduos não apresentem nenhuma estrutura, i.e., possam ser classificados como ruído branco, não necessitando nenhuma re-modelagem.

3.5.3. Modelos Determinísticos: Evolução com o volume de perfuração

Os modelos determinísticos que descrevem a evolução do processo de acréscimo de reservas podem ser vistos sob um outro ângulo: em função do volume de perfuração (L).

Knoring *et al.* (1999) definem "k" como sendo um valor adimensional que representa a eficiência de como as descobertas são desenvolvidas numa dada região. $k > 1$ indica uma exploração eficiente, pois a taxa ou velocidade relativa do acréscimo de reservas é maior do que a taxa de aumento na perfuração. O contrário ocorre quando $k < 1$, indicando uma exploração ineficiente.

$$k = \frac{\frac{1}{R} \frac{dR}{dt}}{\frac{1}{L} \frac{dL}{dt}} \quad (37)$$

Onde:

$$\frac{1}{R} \frac{dR}{dt} = \text{velocidade relativa do acréscimo};$$

L = esforço exploratório dado pelo número de poços exploratórios;

$$\frac{dL}{dt} = \text{velocidade exploratória.}$$

Além disso, "k" não é uma constante, devendo evoluir com o tempo, sendo expressa como $k(t)$ e, conseqüentemente, com o aumento no volume de perfuração, sendo também $k(L)$. A partir da Equação 37, a dependência do volume de óleo recuperável (R) com o volume de perfuração (L) é dada pela Equação 38.

$$R(L) = \mu e^{\left(\int \frac{1}{L} k(L) dL\right)} \quad (38)$$

A Figura 14 mostra as nove curvas $k(L)$ vs. L propostas por Knoring *et al.* (1999). Ao aplicarmos as equações das nove curvas ilustradas na Figura 14 na Equação 38, encontram-se as equações R em função da variável explicativa L (Equações 39 a 47). "μ", "a", "b" e "c" são os parâmetros das equações.

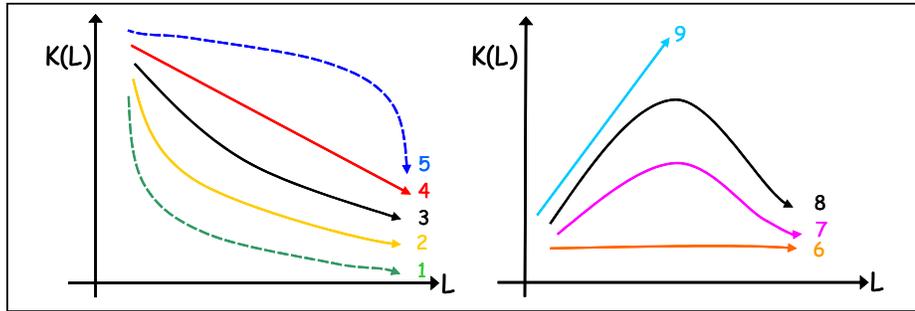


Figura 14 – “k” muda de acordo com o aumento no volume de perfuração (L).

Fonte: adaptado de Knoring et al. (1999).

$$\text{Modelo 1: } k(L) = \frac{a}{\ln(L)} \Rightarrow R(L) = \mu (\ln L)^a \quad (39)$$

$$\text{Modelo 2: } k(L) = aL^{-b} \Rightarrow R(L) = \mu e^{\frac{-a}{b}L^{-b}} \quad (40)$$

$$\text{Modelo 3: } k(L) = ae^{-bL} \Rightarrow R(L) = \mu L^a e^{aP} \quad (41)$$

$$\text{Modelo 4: } k(L) = a - bL \Rightarrow R(L) = \mu L^a e^{-bL} \quad (42)$$

$$\text{Modelo 5: } k(L) = c - aL^b \Rightarrow R(L) = \mu L^c e^{\frac{-a}{b}L^b} \quad (43)$$

$$\text{Modelo 6: } k(L) = a \Rightarrow R(L) = \mu L^a \quad (44)$$

$$\text{Modelo 7: } k(L) = ae^{-bL}L \Rightarrow R(L) = \mu e^{\frac{-a}{b}e^{-bL}} \quad (45)$$

$$\text{Modelo 8: } k(L) = (a - bL)L \Rightarrow R(L) = \mu e^{\left(a - \frac{1}{2}bL\right)L} \quad (46)$$

$$\text{Modelo 9: } k(L) = a + bL \Rightarrow R(L) = \mu L^a e^{bL} \quad (47)$$

A forma específica de mudança da função “k” é determinada pela estratégia de exploração e pela geologia da região (distribuição de tamanho dos campos). De acordo com a Figura 15, três casos podem ocorrer:

- i. “k” decresce com o aumento em L (Equações 39 a 43). Refere-se a um *habitat* concentrado sem restrições;
- ii. “k” não muda com o aumento em L (Equação 44). Refere-se a um *habitat* disperso;
- iii. “k” cresce com o aumento em L. Refere-se a um *habitat* concentrado com restrições, por exemplo, tecnológica, econômica, ambiental, etc.

Nas Equações 45 e 46, “k” cresce, alcança seu máximo, e começa a declinar com o crescimento em L. Na Equação 47, “k” é uma função monótona crescente.

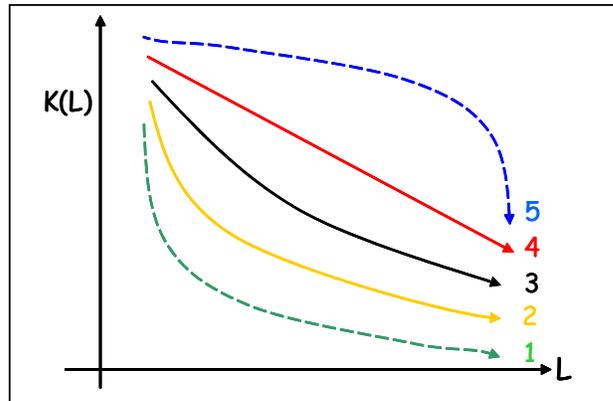


Figura 15.a – 1º caso: grandes campos descobertos no início da exploração.

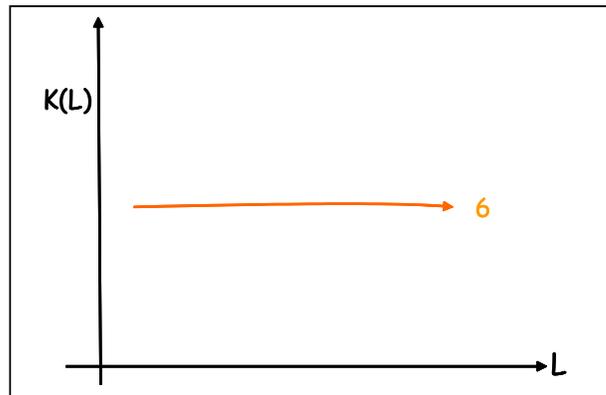


Figura 15.b – 2º caso: uniformidade no tamanho dos campos.

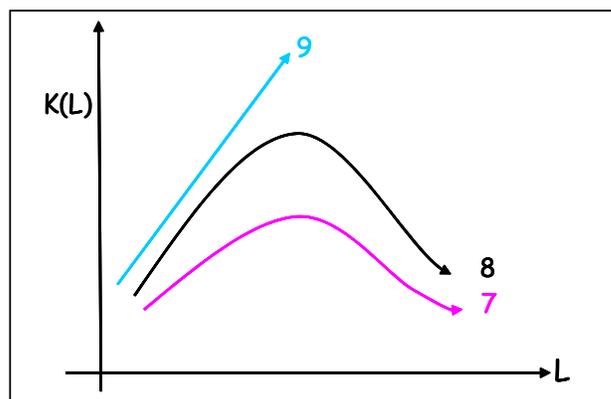


Figura 15.c – 3º caso: grandes campos descobertos em estágios avançados da exploração.

Figura 15 – Forma específicas da função “k” divididas em 3 grupos.

Fonte: adaptado de Knoring *et al.* (1999).

3.6. CONSIDERAÇÕES

O presente capítulo apresentou 5 metodologias para estimar as descobertas futuras de óleo e gás.

A vantagem do método Creaming é avaliar probabilisticamente as novas descobertas. No entanto, sua aplicação limita-se às províncias sem restrição e em avançado estágio exploratório.

Os modelos propostos em Drew (1990) baseiam-se no princípio da exaustão física. Deve-se considerar o fato de que estes modelos foram testados em bacias com uma grande quantidade de campos e poços, fato este que não retrata a realidade brasileira, cujas bacias são caracterizadas por um número muito menor de campos e poços.

A vantagem da metodologia proposta pelo USGS é avaliar probabilisticamente as novas descobertas considerando dados geológicos. Utiliza-se especialistas para definir os valores máximo, provável e mínimo do número e tamanho dos campos a serem descobertos.

Deffeyes (2001) e Knoring *et al.* (1999) utilizam dados históricos para prever recursos através do ajuste de curva. Não utilizam uma abordagem probabilística para a estimação dos recursos e sua aplicação restringe-se às regiões em avançado estágio exploratório. Além disso, consideram a modelagem da evolução do volume de óleo recuperável sob condições limitadas de tecnologia e informação.

Em relação ao crescimento de reservas dos campos existentes, segundo Verma & Ulmishek (2003), outros estudos podem ser encontrados em: Marsh (1971), Attanasi & Root (1994), Root *et al.* (1995), Lore *et al.* (1996), Schmoker & Attanasi (1997), Klett & Gautier (2003), Sem & Ellerman (1999), Watkins (2000).

Segundo Drew (1990), experiências nos EUA mostraram que estimativas de recursos não descobertos podem flutuar bastante, de acordo com o método utilizado. A Tabela 1 proposta por Bentley (2002) mostra que o mesmo ocorre para estimativas do pico da produção mundial.

Tabela 1 – Previsões do suprimento mundial de óleo.

Data	Fonte	Data de Previsão do Pico	Potencial Final Assumido
1972	ESSO	“Oil to become increasingly scarce from about the year 2000.”	2100 Gb *
1972	Report for the UN Confr. on Human Environment	“likely that peak production will have been reached by the year 2000.”	2500 Gb
1974	SPRU, Sussex University-UK	n/a	1800 – 2480 Gb
1976	UK Dept. of Energy	Peak: “about .. 2000.”	n/a
1977	Hubbert	Peak: 1996.	2000 Gb (Nehring)
1977	Ehrlich <i>et al.</i>	Peak: 2000.	1900 Gb
1978	WEC / IFP	n/a	1803 Gb
1979	Shell	“.. plateau within the next 25 years.”	n/a
1979	BP (Oil Crisis again?)	Peak (non-communist world): 1985.	n/a
1981	World Bank	plateau around the turn of the century	1900 Gb
1995	Petroconsultants	Peak: 2005.	1800 Gb, (excl. NGLs)
1997	Ivanhoe	Peak: 2010.	~ 2000 Gb
1997	Edwards	Peak: 2020.	2836 Gb
1998	IEA: WEO 1998	Peak: 2014.	2300 Gb refnce. case
1999	USGS (Magoon)	Peak: ~2010.	~ 2000 Gb
1999	Campbell	Peak: ~2010.	2000 Gb incl. polar and deepwater oil
2000	Bartlett	Peak: 2004, or 2019.	2000, or 3000 Gb
2000	IEA: WEO 2000	Peak: “Beyond 2020.”	3345 Gb (from USGS)
2000	US EIA	Peak: 2016 - 2037.	3003 Gb (from USGS)
2001	Deffeyes	Peak: 2003 - 2008.	~ 2000 Gb
2002	Smith	Peak: 2011 - 2016	2180 Gb
2002	‘Nemesis’	Peak: 2004 - 2011	1950 - 2300 Gb equiv.

Fonte: adaptado de Bentley, 2002.

* Gb – Bilhões de barris de óleo.

A tabela acima mostra uma diversidade de técnicas com níveis variáveis de precisão. A escolha da técnica a ser utilizada dependerá da finalidade e dos recursos disponíveis no momento da avaliação.