

### 3

## PREVISÃO DE RESERVAS

Diferente dos métodos de estimativa que buscam apenas determinar a quantidade original de hidrocarbonetos de um reservatório e verificar seu comportamento durante todo o processo de exploração e produção, os métodos de previsão buscam identificar como será o comportamento futuro do volume recuperável a um nível mais agregado como um conjunto de campos. Esses métodos buscam prever o aumento de hidrocarbonetos através da descoberta de novos reservatórios, da utilização de novas tecnologias e do conhecimento obtido com a exploração. Esse capítulo tem como objetivo explicar os principais métodos de previsão conhecidos na literatura.

### 3.1

#### CURVA DE HUBBERT

Em 1956, M. King Hubbert desenvolveu um método para prever a produção e novas descobertas de reservatórios de óleo e gás, ficando mundialmente conhecido quando previu com sucesso que o pico de produção de óleo de 48 estados norte-americanos ocorreria em 1970.

Segundo Sorrel e Speirs (2010), o método consiste em partir do princípio que os dados históricos de produção e de reservas podem ser ajustados por uma curva simétrica em formato de sino. Hubbert (1956) utilizou a curva logística uma vez que seu estudo foi baseado no trabalho de Verhulst (1845) sobre o comportamento de populações, o qual utilizava o mesmo tipo de curva.

Segundo Tao e Li (2007), a curva logística utilizada por Hubbert pode ser demonstrada de uma maneira simplificada pela eq. (8).

$$P = aQ \left(1 - \frac{Q}{R}\right) \quad \text{Eq. (8)}$$

Onde:

- $P$  – produção anual de petróleo em um instante qualquer

- $a$  – taxa de crescimento da produção
- $Q$  – produção acumulada de petróleo até um instante qualquer
- $R$  – produção acumulada final

O parâmetro  $Q$  pode ser determinado a partir do somatório de todos os anos de produção até o momento do estudo. Os demais parâmetros podem ser determinados a partir do gráfico  $\frac{P}{Q}$  versus  $Q$ , onde  $a$  é o valor no qual a reta formada pelos pontos intercepta o eixo vertical e  $R$  é o valor no qual a reta formada pelos pontos intercepta o eixo horizontal.

Assim, após determinar a curva de produção, pode-se determinar a curva do volume recuperável como é mostrado na Figura 7.

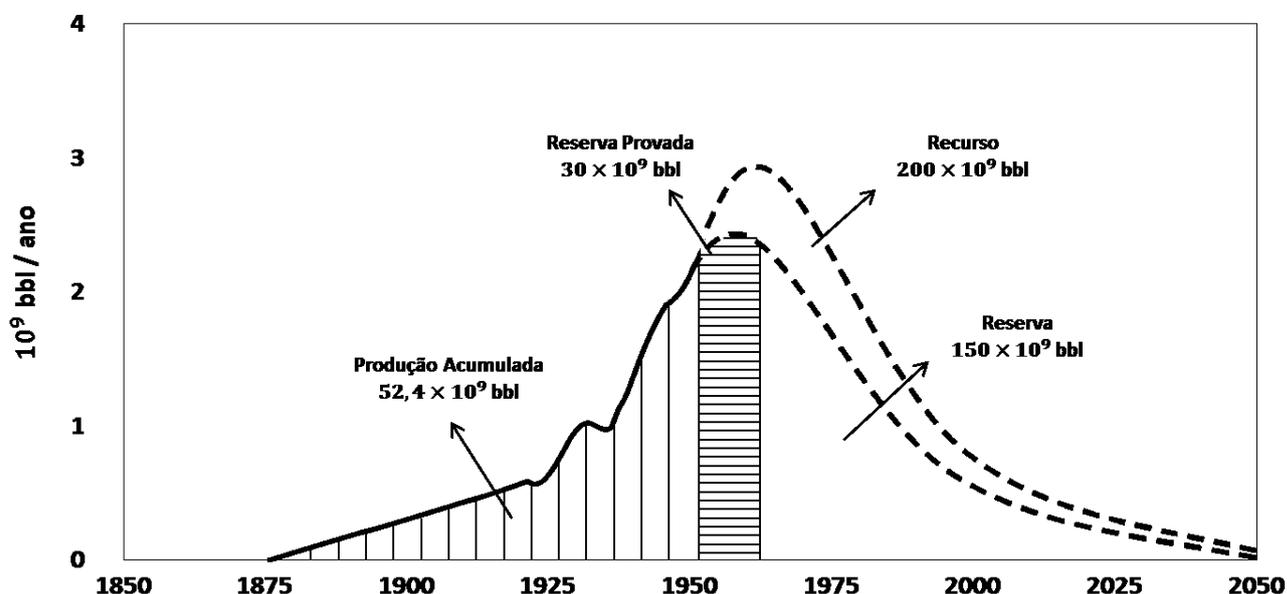


Figura 7 – Curvas de Hubbert para as reservas norte-americanas

Fonte: Adaptado de Ferreira, 2005, p.31

Segundo Hubbert (1967), o volume recuperável também possui o formato de sino e segue a curva de produção estando apenas deslocada alguns anos a frente.

O método de Hubbert perdeu a credibilidade após 1970, pois segundo Fryer & Greenman (1990) outras curvas apresentam melhores ajustes que a curva logística proposta originalmente.

Segundo Deffeyes (2001), além da curva logística, as curvas gaussiana e lorentziana também podem ser ajustadas aos históricos de produção e acréscimo de reservas.

### 3.2

#### MÉTODO “CREAMING”

Segundo Meisner e Demirmen (1981), a probabilidade de encontrar novas descobertas, assim como o volume de óleo associado às mesmas, segue uma tendência de declínio à medida que se explora uma determinada região e esse fenômeno é conhecido como “Creaming”. O mesmo pode ser observado confrontando a evolução do volume acumulado de descobertas com o número de poços explorados como é verificado na Figura 8.

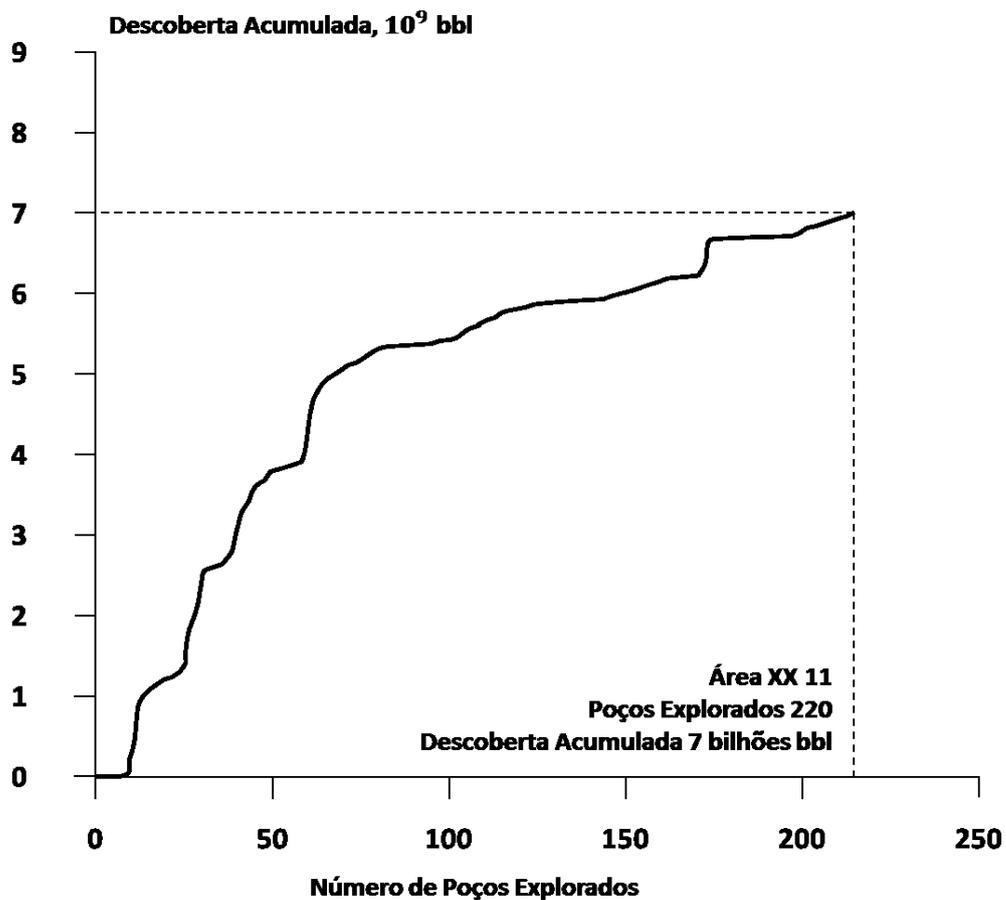


Figura 8 – Fenômeno Creaming

Fonte: Adaptado de Meisner & Demirmen, 1981, p.5

Essa tendência é o resultado da combinação de dois fatores independentes que são:

- **Taxa de sucesso:** Proporção de campos explorados que resulta em novas descobertas.

- **Tamanho do campo:** Volume de hidrocarbonetos associado à área em estudo.

Os dois fatores são estudados separadamente em um primeiro instante, e são combinados posteriormente para se fazer a previsão das descobertas futuras através de uma extrapolação da tendência passada associada ao número de poços que ainda se espera perfurar.

Na primeira etapa do processo, segundo Barcelos (2006), a probabilidade de obter sucesso na perfuração do  $i$ -ésimo poço pode ser escrita pela eq. (9).

$$P_i = [1 + e^{\alpha_1 + \alpha_2 \cdot i}]^{-1} \quad \text{Eq. (9)}$$

Onde:

- $P_i$  – probabilidade de obter sucesso na perfuração do  $i$ -ésimo poço
- $\alpha_1, \alpha_2$  – constantes obtidas através do método de verossimilhança

Fazendo uma breve análise da equação, pode-se perceber que a probabilidade de obter sucesso diminui à medida que o número de poços perfurados aumenta, uma vez que  $\alpha_2$  seja um número positivo.

Já na segunda etapa, para Barcelos (2006), o volume de um campo ( $v_j$ ) associado a uma perfuração com sucesso pode ser representado por um modelo loglinear em função do esforço exploratório, como é descrito na eq. (10).

$$Z_j = \beta_1 + \beta_2 X_j + \varepsilon_j \quad j = 1, 2, \dots, k \quad \text{Eq. (10)}$$

Onde:

- $Z_j$  – logaritmo natural de  $v_j$ , o volume do  $j$ -ésimo campo
- $\beta_1, \beta_2$  – constantes estimadas a partir dos dados históricos pelo método da máxima verossimilhança
- $X_j$  – número de poços pioneiros até o  $j$ -ésimo campo
- $\varepsilon_j$  – resíduo do modelo com distribuição normal de média zero e variância  $\sigma^2$

Uma vez descobertas as probabilidades de sucesso e o volume associado a cada perfuração, pode-se estimar a probabilidade de obter um determinado volume com a perfuração de “ $m$ ” poços.

Segundo Meisner e Derminem (1981), as diversas experiências com a utilização do método comprovaram que o tamanho do campo possui uma influência maior no formato da tendência se comparada com a influência da taxa de sucesso.

### 3.3

#### ARRINGTON MODIFICADO

Segundo Arrington (1960), as reservas futuras são estimadas a partir de um fator de crescimento anual (AGF – Annual Growth Factor).

No Método de Arrington, os volumes de reservas totais são separados por uma classificação  $W(I,J)$  onde “I” representa o ano de descoberta dos campos e “J” representa o ano de reporte dos mesmos. O reporte representa a ação de registrar o volume recuperável de um campo em um instante  $t$  qualquer.

Em seguida, deve-se calcular o fator de crescimento anual a partir da eq. (11).

$$AGF(n) = \frac{\sum_a^b W(a,(a+n))}{\sum_a^b W(a,(a+(n+1)))} \quad \text{Eq. (11)}$$

Onde:

- $n$  – número de anos após a descoberta
- $a$  – segundo ano de reporte
- $b$  – ano final de reporte

O fator de crescimento anual deve ser calculado para cada ano após a descoberta até o ano posterior ao primeiro reporte. Dessa forma, pode-se estimar o número de fatores pela eq. (12).

$$n = \text{Ano Inicial de Descoberta} - \text{Ano Inicial de Reporte} + 1 \quad \text{Eq. (12)}$$

Uma vez calculados todos os fatores de crescimento anual, deve-se fazer uma regressão e com isso fazer a previsão dos fatores para os próximos anos. Assim, pode-se calcular o fator de crescimento cumulativo (CGF – Cumulative Growth Factor) mostrado na eq. (13), o qual é utilizado para fazer a previsão de reservas futuras.

$$CGF(n) = AGF(1) \times AGF(2) \times AGF(3) \dots AGF(n) \quad \text{Eq. (13)}$$

O Método de Arrington Modificado (Verma, 2002) se diferencia do modelo inicial devido à aplicação de uma regressão para definir o fator de crescimento cumulativo (CGF).

Verma (2002) sugere alguns modelos para determinar o AGF e o CGF representados pelas eq. (14) e (15) respectivamente.

$$AGF(n) = \alpha + \frac{\beta}{n} \quad \text{Eq. (14)}$$

$$CGF(n) = \alpha n^{\beta} \quad \text{Eq. (15)}$$

Por ser de fácil aplicação, o método foi utilizado na estimativa de reservas dos principais campos de óleo da Califórnia (Schmoker & Verma, 2005), da bacia sedimentar do Canadá ocidental (Verma, 2005) e de 48 estados norte-americanos (Verma, 2004).

### 3.4

#### CONSIDERAÇÕES

Apesar de serem aplicados por diversas companhias em todo o mundo, os métodos citados anteriormente apresentam algumas deficiências que despertam a necessidade da busca por novas soluções para o problema de previsão de reservas.

Analisando as Curvas de Hubbert, segundo Rosa & Gomes (2004), a maior dificuldade na aplicação do método é a definição do volume total de óleo existente. Deffeyes (2001), com o intuito de prever o pico de produção mundial, utiliza a estimativa de 1,8 trilhão de barris de óleo proposta por Campbell (1997) para uma curva gaussiana encontrando o ano do pico de produção em 2003. Acreditando que o valor era subestimado, utiliza um novo valor de 2,1 trilhões de barris e a mesma curva gaussiana encontrando o novo ano de pico de produção mundial em 2009.

Os Métodos “Creaming”, Arrington e Arrington Modificado, por sua vez, possuem a limitação de suas aplicações a apenas dois tipos de regiões, sendo elas:

- **Em transição para maduras:** As regiões nesse estado apresentam um número de novas descobertas em uma tendência constante. Para essa região, as previsões devem ser feitas apenas para o curto-prazo.
- **Maduras:** As regiões nesse estado apresentam um número de novas descobertas em uma tendência de declínio.