

2

REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Esse capítulo tem como objetivo familiarizar o leitor com os termos utilizados pela indústria de petróleo e com isso facilitar o entendimento do trabalho, além de apresentar os métodos tradicionais de estimativas de recursos de petróleo utilizados pelas companhias.

2.1

DEFINIÇÕES, CONCEITOS E CLASSIFICAÇÕES DOS RECURSOS DE PETRÓLEO

Segundo Harell (2011), a busca por conceitos e definições padrões na indústria do petróleo é uma tarefa que começou a ser feita desde o início da primeira guerra mundial com a formação de comitês para garantir o fornecimento de derivados as frentes de batalha.

Atualmente, o principal documento utilizado pela indústria é o “Guidelines for Application of the Petroleum Resources Management System”, publicado em novembro de 2011, tendo sido desenvolvido em conjunto pelas principais instituições do assunto, sendo elas:

- Society of Petroleum Engineers (SPE)
- American Association of Petroleum Geologists (AAPG)
- World Petroleum Council (WPC)
- Society of Petroleum Evaluation Engineers (SPEE)
- Society of Exploration Geophysicists (SEG)

Esse documento possui um conjunto bem extenso de conceitos que compreendem desde a definição do que seria um projeto para as companhias petrolíferas até conceitos mais complexos, como a exploração de recursos não convencionais.

2.1.1

PROJETO

Para Ross (2011), o Petroleum Resources Management System (PRMS) é um sistema baseado em projetos, sendo um projeto caracterizado como qualquer processo de desenvolvimento de uma quantidade de petróleo que já envolva uma alocação de recursos. Dessa maneira, um projeto pode ser tanto o início de produção de um novo poço como o desenvolvimento de um conjunto de campos já em produção.

Qualquer projeto deve ser descrito em um documento intitulado de “Plano de Desenvolvimento” que deve ser encaminhado ao governo ou autoridade reguladora local para aprovação. Esse documento deve descrever com detalhes o desenvolvimento do projeto, o local da sua realização, questões ambientais, as pessoas envolvidas em todos os processos e a comercialidade dos produtos.

Por fim, a decisão de realizar o projeto envolve uma análise econômica para avaliar os custos futuros com o desenvolvimento das instalações e o retorno esperado com os investimentos a serem feitos. O desenvolvimento das instalações envolve todas as estruturas necessárias para produzir, processar e transportar o óleo desde seu reservatório até o seu ponto de distribuição para os clientes da companhia.

2.1.2

CLASSIFICAÇÃO DOS PROJETOS

Apesar dos projetos terem o mesmo processo burocrático e sofrerem a mesma avaliação econômica para a aprovação, o PRMS sugere uma classificação que tem como objetivo auxiliar na priorização do desenvolvimento dos projetos.

De acordo com Ross (2011), cada projeto pode ser classificado segundo dois eixos principais, como pode ser visto na Figura 1.

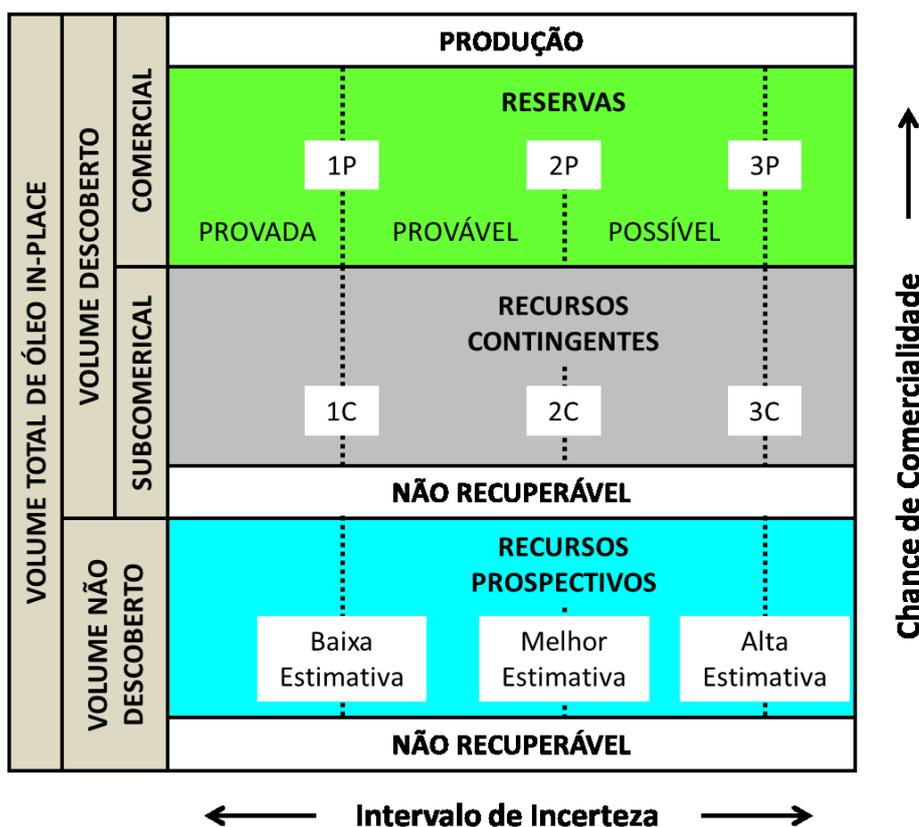


Figura 1 – Classificação de Recursos segundo o PRMS

Fonte: Adaptado de PRMS, 2011

Para Ross (2011), o eixo vertical envolve a maturidade do projeto ou chance de comercialidade e está dividida em três classes principais, que são: Reservas, Recursos Contingentes e Recursos Prospectivos.

- **Reservas:** Envolve todo o óleo e gás descobertos que já possui um plano de desenvolvimento, contratos com algum mercado consumidor e tecnologia que torna o processo de recuperação economicamente viável. Vale ressaltar que apenas o volume de hidrocarboneto que ainda não foi produzido pode ser considerado reserva.
- **Recursos Contingentes:** Envolve toda quantidade de óleo e gás que pode ser recuperada do total de hidrocarbonetos descoberto, mas seus projetos não são considerados maduros o suficiente para sua comercialidade devido a uma ou mais contingências, como a falta de mercado ou da tecnologia necessária para sua recuperação. Caso a tecnologia não esteja sendo desenvolvida ou não haja previsão para o desenvolvimento e a comercialidade num prazo máximo de cinco

anos, o volume é caracterizado como recurso contingente não recuperável.

- **Recursos Prospectivos:** Envolve a quantidade de óleo e gás que pode ser recuperada a partir do volume não descoberto total. Essa estimativa é feita através de métodos indiretos, como prospecções sísmicas, e não de métodos diretos, como perfuração.

O eixo horizontal, por sua vez, envolve o grau de incerteza sobre o volume de hidrocarbonetos a ser recuperado. No PRMS, esse grau de incerteza é caracterizado a partir de três cenários específicos, conhecidos como baixa estimativa, melhor estimativa e alta estimativa. No entanto, essa terminologia difere para os diferentes graus de maturidade do projeto sendo a já citada correspondente aos recursos prospectivos. Para os recursos denominados reservas, a baixa estimativa corresponde a reserva provada (1P), a melhor estimativa corresponde a reserva provada mais a reserva provável (2P) e a alta estimativa corresponde a reserva provada mais a reserva provável mais a reserva possível (3P). Os termos equivalentes para os recursos contingentes são 1C, 2C e 3C.

Outra forma de representar os cenários mencionados anteriormente é atribuindo probabilidades aos mesmos. Dessa maneira, o cenário de baixa estimativa (1P) pode ser representado por uma estimativa P90, ou seja, uma probabilidade de 90% do valor de reservas ser igual ou superior ao valor da estimativa; o cenário de melhor estimativa (2P) pode ser representado por uma estimativa P50, ou seja, uma probabilidade de 50% do valor de reservas ser igual ou superior ao valor da estimativa; e o cenário de alta estimativa (3P) pode ser representado por uma estimativa P10, ou seja, uma probabilidade de 10% do valor de reservas ser igual ou superior ao valor da estimativa.

2.1.3

ABORDAGENS PARA A ESTIMATIVA DE INCERTEZA DO VOLUME RECUPERÁVEL

Para melhor entender os métodos de estimativa e previsão de reservas que serão apresentados mais a frente é necessário entender as diversas abordagens para estimação da incerteza sobre o volume recuperável de um projeto.

Ross (2011) define a existência de cinco abordagens, sendo elas:

- **Abordagem Determinística por Cenário:** Nessa abordagem são desenvolvidos cenários discretos para cada parâmetro envolvido na estimação da reserva e a partir da combinação desses parâmetros são gerados cenários para representar as estimativas baixa, melhor e alta do volume de hidrocarboneto a ser recuperado. Deve-se tomar o cuidado de fazer combinações realísticas entre os parâmetros.
- **Abordagem Determinística Incremental:** Essa abordagem é muito utilizada para projetos maduros em terra na qual a reserva provada é associada à área onde já foram perfurados os poços e foi recuperada alguma quantidade de hidrocarboneto, e a área adjacente é caracterizada como provável ou possível indicando menores níveis de confiança como é mostrado na Figura 2.

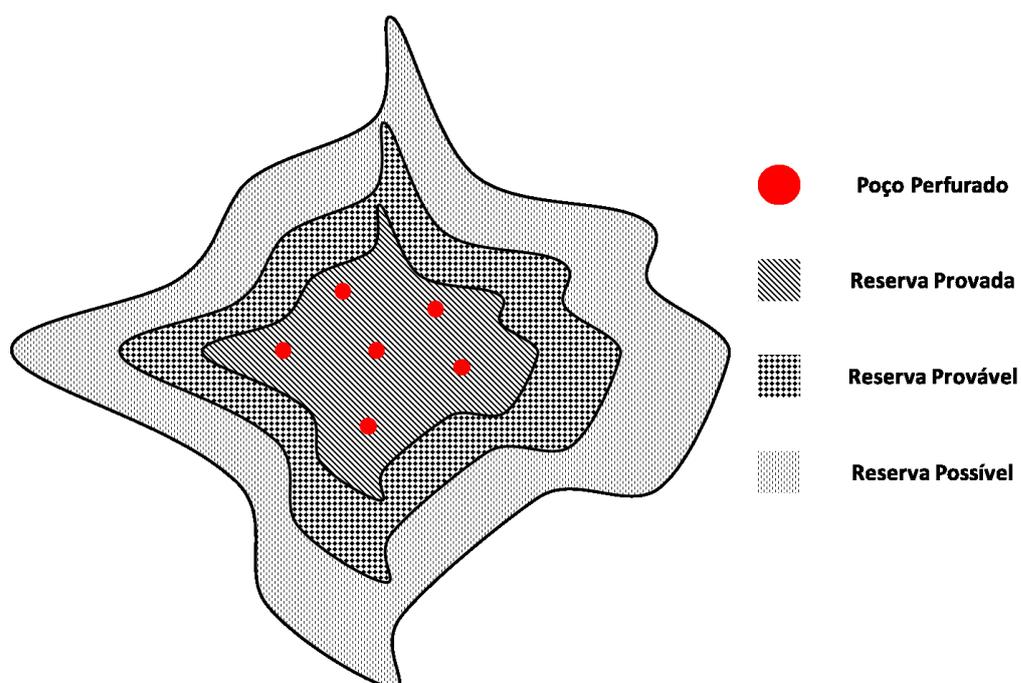


Figura 2 – Abordagem Determinística Incremental

Fonte: Autor

- **Abordagem Probabilística:** Essa abordagem é realizada através de simulações de Monte Carlo. Nesse modelo, distribuições de probabilidade são atribuídas aos parâmetros utilizados para estimar a reserva e a cada iteração uma combinação dos parâmetros fornece um resultado para construir uma distribuição de probabilidade para o

volume esperado a ser recuperado da qual podem ser extraídas as estimativas P90, P50 e P10.

- **Abordagem de Múltiplos Cenários:** Combina a abordagem determinística por cenários e a abordagem probabilística. Nessa abordagem, um número significativo de cenários (aproximadamente 100) é desenvolvido para cada parâmetro com a atribuição de probabilidades de ocorrência. Uma vez que os diversos parâmetros são combinados para gerar um cenário determinístico, as probabilidades são multiplicadas gerando uma probabilidade final. Fazendo um grande número de combinações, pode-se ter cenários suficientes para construir uma distribuição de probabilidade completa e com isso extrair as estimativas P90, P50 e P10.

2.2

ESTIMATIVA DE RESERVAS

Segundo Rosa et al. (2006), a estimativa de reservas é a atividade destinada a obter os volumes de hidrocarbonetos que podem ser retirados de um reservatório até o seu abandono. Essa estimativa é extremamente importante para a tomada de decisão em executar ou não um projeto exploratório.

Antes de prosseguir com os métodos de estimativa é necessário conhecer alguns termos.

- **Volume Original:** Quantidade de hidrocarbonetos existente no reservatório no período de descoberta. A acumulação de hidrocarbonetos no estado gasoso é chamada de *volume original de gás* e a acumulação de hidrocarbonetos no estado líquido é chamada de *volume original de óleo*.
- **Volume Recuperável:** Quantidade de hidrocarbonetos que se espera produzir a partir do volume original. Também conhecido como *reserva acumulada*, representa as reservas que ainda podem ser recuperadas mais a produção acumulada, ou seja, todo o recurso descoberto comercialmente viável. Na língua inglesa, os termos utilizados são Estimated Ultimate Recovery (EUR) ou Known Petroleum Volume (KPV).

- **Fator de Recuperação:** Corresponde ao quociente entre o volume recuperável e o volume original e representa a fração que se espera recuperar de um reservatório.
- **Produção Acumulada:** Corresponde à quantidade de hidrocarbonetos produzida até um determinado período.
- **Fração Recuperada:** Fração do volume original que foi produzida até um determinado período e corresponde ao quociente entre a produção acumulada e o volume original.

2.2.1

MÉTODOS DETERMINÍSTICOS

Para Rosa et al. (2006), existem três categorias de métodos determinísticos para estimativa de reservas, que são: o método por analogia, o método volumétrico e os métodos de análise de performance da produção (Balanço de Materiais, Simulação de Reservatórios e Curvas de Declínio).

A seleção do método apropriado para estimar reservas e recursos com precisão depende fortemente dos seguintes fatores.

- O tipo, a quantidade e a qualidade dos dados fornecidos pela engenharia responsável por todo o projeto, dos dados geológicos e dos dados econômicos, tanto para a análise técnica como para a análise comercial;
- Complexidade da geologia do reservatório, do mecanismo de recuperação a ser utilizado, do estágio de desenvolvimento e da maturidade ou grau de depleção.

A Figura 3 apresenta os métodos determinísticos utilizados para cada estágio de desenvolvimento de um projeto de exploração e produção de petróleo.

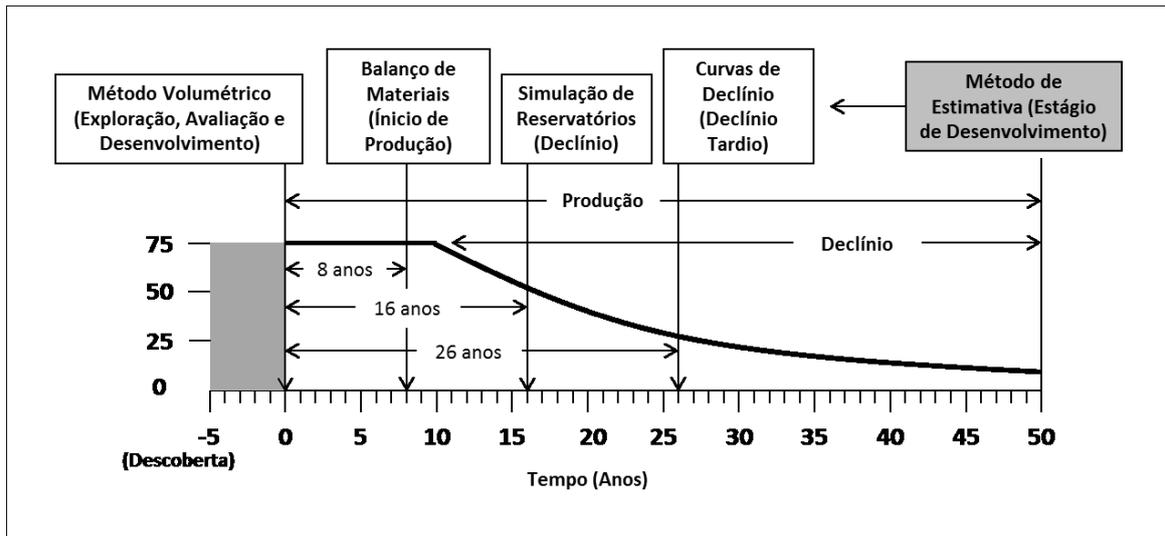


Figura 3 – Linha do Tempo para Métodos de Estimativas e Estágios de um Projeto de E&P

Fonte: Adaptado de PRMS, 2011

Do momento em que é realizada a descoberta do reservatório e durante todo o processo de exploração e desenvolvimento, o método mais adequado para estimar o volume total de hidrocarbonetos é o método volumétrico.

Em seguida, com o início da produção entre 13 e 14 anos após a descoberta, o método sugerido é o método de balanço de materiais.

No período de maior volume de produção e com isso declínio mais acentuado do volume total no reservatório, entre 21 e 23 anos após a descoberta, o método sugerido é a simulação de reservatórios.

Por fim, no período de suavização do declínio, em média 31 anos após a descoberta, o método sugerido é a curva de declínio.

ANALOGIA

Segundo Senturk (2011), o método por analogia é utilizado para fazer a estimativa do volume recuperável antes mesmo da perfuração do primeiro poço do projeto. Dado que a única informação que se tem são evidências sobre a possível existência de acumulação de petróleo na área em estudo, as estimativas são feitas a partir de dados de projetos localizados nas proximidades e que possuam características geológicas semelhantes ao reservatório em estudo. Esse

método pode apresentar erros, uma vez que os dados analisados não são os dados reais do projeto.

MÉTODO VOLUMÉTRICO

Para Senturk (2011), o método volumétrico pode ser utilizado tanto para a estimativa do volume de hidrocarbonetos de um reservatório de óleo quanto para um reservatório de gás e possui uma fórmula analítica simples como pode ser visto na eq. (1).

$$N = \frac{V_r \phi (1 - S_{wi})}{B} \quad \text{Eq. (1)}$$

Onde:

- N – volume original de óleo ou de gás
- V_r – volume total da rocha que compõe o reservatório
- Φ – porosidade média
- S_{wi} – saturação inicial de água
- B – fator volume-formação do óleo ou do gás nas condições iniciais do reservatório

Fazendo uma análise da equação, pode-se entender que o primeiro passo é encontrar o volume poroso da rocha através da expressão $V_r \phi$. No entanto, apenas a fração que não está ocupada pela água ($1 - S_{wi}$) pode ser ocupada por hidrocarbonetos.

Segundo Rosa et al. (2006), as informações necessárias para a aplicação desse método, como porosidade média e saturação inicial de água, podem ser obtidas com a interpretação de perfis ou análise de amostras dos poços feitas em laboratório, enquanto os fatores volume-formação podem ser obtidos por meio de análises PVT ou correlações empíricas.

O volume de rocha por sua vez é obtido através de um mapa intitulado de “mapa de isópacas” traçado após a perfuração e delimitação do campo. Esse mapa indica os locais do reservatório que possuem hidrocarboneto e iguais espessuras de formação.

BALANÇO DE MATERIAIS

Segundo Doublet et al. (1994), esse método de estimativa corresponde ao balanço das massas dos fluidos no interior dos poros da rocha que compõe o reservatório e é representado através de uma equação chamada de *equação de balanço de materiais*. Essa equação é a representação matemática do seguinte princípio:

“Em um tempo qualquer da vida produtiva do reservatório, a soma das massas dos fluidos existentes no reservatório com a massa dos fluidos produzidos até então é igual à massa de fluidos originalmente existente nesse meio poroso.”

A partir desse princípio, o que o método busca é definir uma relação entre a produção acumulada e a queda de pressão do reservatório como é mostrado na Figura 4.

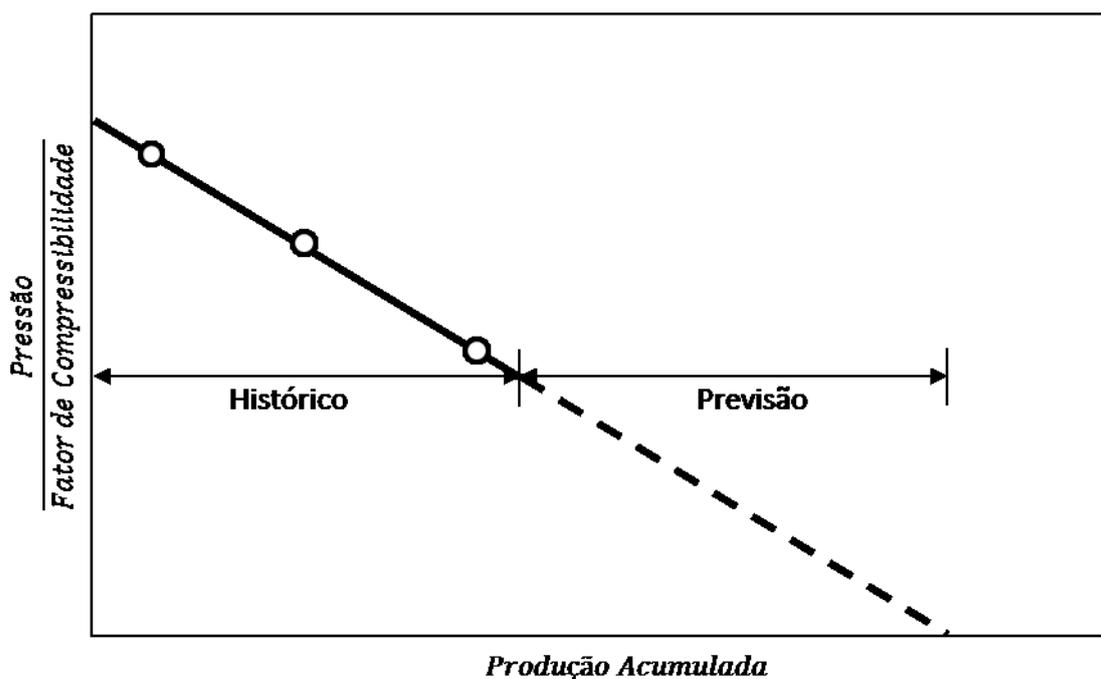


Figura 4 – Comportamento pressão versus produção acumulada de um reservatório volumétrico de gás seco

Fonte: Adaptado de Rosa et al., 2006, p.368

Deve-se criar um histórico da pressão no reservatório e do fator de compressibilidade do gás com a evolução da produção através de uma equação de balanço de materiais. Plotando os valores em um gráfico, pode-se prever a produção futura e com isso o volume de hidrocarbonetos ainda existente no reservatório, uma vez que já se conhece o volume original.

Segundo Rosa et al. (2006), para desenvolver a equação é necessário o conhecimento de diversos fatores como as propriedades da rocha, o comportamento do fluido em função da pressão e as propriedades rocha-fluido. Todas essas propriedades fornecem uma equação generalizada para o balanço de massa, como pode ser visto na eq. (2), utilizada para reservatórios de gás.

$$\frac{p}{Z} = \frac{1}{V} \left(\frac{p_i V_i}{Z_i} - \frac{T p_0}{T_0} G_p \right) \quad \text{Eq. (2)}$$

Onde:

- p – pressão média em um instante qualquer
- V – volume ocupado pelo gás em um instante qualquer
- Z – fator de compressibilidade do gás em um instante qualquer
- T – temperatura do reservatório em um instante qualquer
- p_i – pressão média inicial
- V_i – volume inicial ocupado pelo gás
- Z_i – fator de compressibilidade inicial do gás
- p_0 – pressão média nas condições-padrão
- T_0 – temperatura do reservatório nas condições-padrão
- G_p – volume de gás produzido acumulado

No entanto, a grande questão desse método é que o comportamento das propriedades citadas anteriormente varia de acordo com o mecanismo de produção atuante no reservatório e dessa forma são desenvolvidas diversas equações para o balanço de materiais a partir da equação generalizada.

SIMULAÇÃO DE RESERVATÓRIOS

Segundo Chavent e Jaffré (1986), esse método utiliza simuladores numéricos e computacionais para fazer os estudos do reservatório. A sua metodologia se baseia em utilizar as equações do método de balanço de materiais considerando o reservatório como um conjunto de células, diferindo assim do Método de Balanço de Materiais, que considera todo o reservatório como um bloco único. Dessa maneira, cada célula é alimentada com diferentes propriedades permitindo uma análise muito mais precisa.

Existem diversos simuladores que são classificados em função de três características.

- **Tratamento Matemático:** Essa classificação analisa o tratamento matemático dado ao comportamento físico do reservatório, podendo ser um modelo volumétrico, composicional ou térmico.
- **Número de Dimensões:** Todo simulador pode ser classificado também em relação ao número de dimensões do fluxo, que pode ser unidimensional, bidimensional e tridimensional.
- **Número de Fases:** Por fim, o simulador pode ser classificado pelo número de fases (gás, óleo e água) presentes no reservatório, sendo um simulador monofásico, bifásico ou trifásico.

CURVAS DE DECLÍNIO

Diferente dos outros métodos da categoria, a utilização de curvas de declínio é um método mais simples por não utilizar nenhuma informação sobre as propriedades da rocha-reservatório, comportamento dos fluidos e relações rocha-fluido.

Segundo Arps (1944) e Doublet et al. (1994), esse método se baseia no estudo do comportamento das vazões ao longo da vida do reservatório fazendo uma extrapolação da tendência passada para estimar a produção futura.

Para desenvolvê-lo, primeiro é necessário fazer um ajuste com o histórico de produção igualando as eq. (3) e (4) que representam a taxa de declínio de produção de um reservatório.

$$a = -\frac{1}{q} \frac{dq}{dt} \quad \text{Eq. (3)}$$

$$a = a_i \left(\frac{q}{q_i}\right)^n, 0 \leq n \leq 1 \quad \text{Eq. (4)}$$

Onde:

- a – taxa de declínio em um instante qualquer
- q – vazão em um instante qualquer
- a_i – taxa de declínio inicial
- q_i – vazão inicial
- n – constante
- t – tempo em anos

A determinação do valor de α é feita através do estudo do comportamento passado do reservatório ou a partir do comportamento de reservatórios semelhantes.

Após ser feito o ajuste, os valores encontrados para as constantes são utilizados para prever o volume de óleo acumulado (N_p) em função do tempo de acordo com o declínio mais adequado que pode ser hiperbólico, exponencial e harmônico. As funções de previsão para esses declínios são mostradas nas eq. (5), (6) e (7) respectivamente.

$$N_p = 365 \frac{q_i}{a_i} \left(\frac{1}{n-1} \right) \left[(1 + na_{it})^{1-\frac{1}{n}} - 1 \right] \quad \text{Eq. (5)}$$

$$N_p = 365 \left(\frac{q_i - q}{a_i} \right) \quad \text{Eq. (6)}$$

$$N_p = 365 \frac{q_i}{a_i} \ln \left(\frac{q_i}{q} \right) \quad \text{Eq. (7)}$$

2.2.2

MÉTODOS PROBABILÍSTICOS

Diferente dos métodos determinísticos que trabalham com um único valor dos parâmetros para realizar a estimativa, os métodos probabilísticos buscam utilizar diferentes valores para cada parâmetro associando probabilidade aos mesmos e com isso gerando diversos valores para a estimativa de reservas.

Com isso, segundo Swinkels (2011), as grandes vantagens desses métodos são:

- Possibilitam construir o plano de desenvolvimento com base em todo o intervalo de resultados possíveis;
- Permitem a mensuração do risco de exploração, avaliação e comercialidade do projeto;
- Fornecem o grau de confiança associado à estimativa de reservas.

MÉTODO DOS CENÁRIOS

Segundo Swinkels (2011), esse método utiliza a abordagem de múltiplos cenários onde não existe um único valor para o volume recuperável, mas sim

diversos valores com probabilidades de ocorrência associadas como é mostrado na Figura 5.

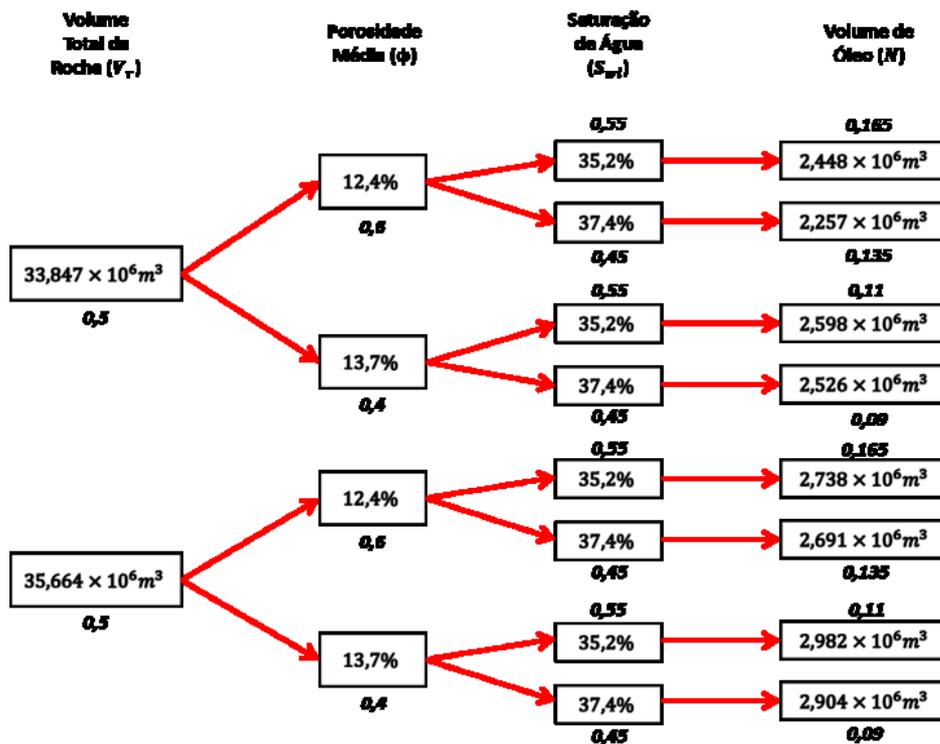


Figura 5 – Método dos Cenários
Fonte: Adaptado de PRMS, 2011.

Os diversos valores para o volume recuperável são definidos pela combinação dos possíveis cenários para cada parâmetro existente na equação do método volumétrico. Já a probabilidade associada a cada volume surge do produto entre as probabilidades individuais associadas à ocorrência de cada um dos parâmetros.

MÉTODO PROBABILÍSTICO

Para Swinkels (2011), esse método consiste em considerar os parâmetros do método volumétrico como distribuições contínuas de probabilidade como é mostrado na Figura 6.

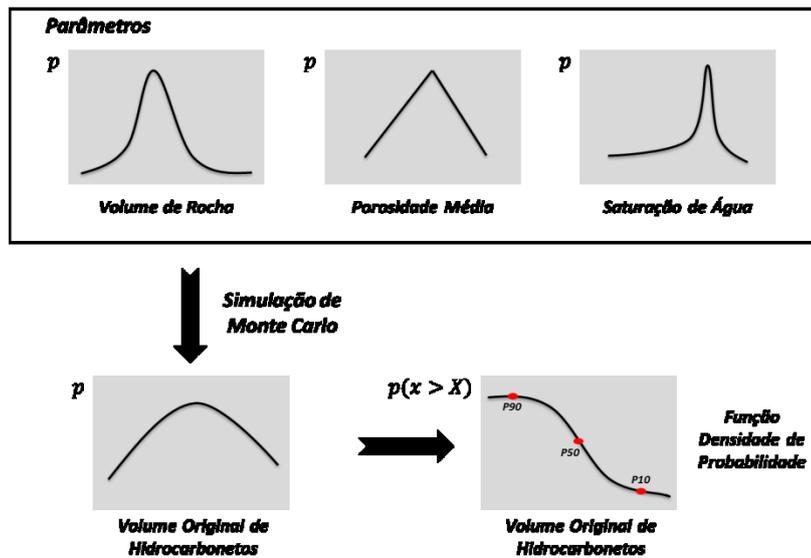


Figura 6 – Método Probabilístico

Fonte: Autor

Com a atribuição de funções de probabilidade aos parâmetros, é realizada uma simulação de Monte Carlo que sorteia valores das distribuições para compor uma função que represente o volume recuperável. Em seguida, são extraídos dessa função as estimativas P90, P50 e P10.

Swinkels (2011) ressalta uma questão importante para a utilização desse método que é a determinação das correlações existentes entre os parâmetros. O estabelecimento das correlações impede que combinações improváveis entre os parâmetros ocorram no momento do sorteio.