

3

Estimativas de Reservas

As estimativas de reservas desempenham um papel fundamental para as empresas de exploração e produção de óleo e gás. É com base nelas que as empresas fazem seus planejamentos estratégicos e tomam decisões quanto a implantação de projetos exploratórios e de produção. Os investimentos necessários para a implantação bem como os custos de manter o projeto em operação devem ser pagos com a comercialização dos fluidos a serem produzidos.

Denomina-se estimativa de reservas o cálculo dos volumes de fluidos que podem ser retirados dos reservatórios até que eles sejam abandonados. As estimativas de reservas são feitas na descoberta do reservatório e revistas ao longo de toda sua vida útil.

Para fazer as estimativas, utilizam-se diversas formas de cálculo, que serão apresentadas mais adiante neste capítulo. As estimativas podem ser feitas por meio de duas abordagens, a determinística e/ou probabilística. Atualmente, as companhias têm utilizado a abordagem determinística, entretanto há uma tendência para o uso da abordagem probabilística no futuro.

Antes de tratar de estimativas de reservas propriamente dita, faz-se necessária uma breve abordagem de alguns termos intimamente ligados a estimativa de modo a facilitar o entendimento.

3.1.

Reservas de Óleo e Gás

As reservas são definidas como recursos descobertos de óleo e gás comercialmente recuperáveis a partir de uma determinada data. As reservas podem ser divididas em três categorias conforme o grau de incerteza: reservas provadas, prováveis e possíveis. (ANP, 2000)

3.1.1. Reservas desenvolvidas e não desenvolvidas

As reservas podem ser classificadas quanto ao estágio de desenvolvimento em desenvolvidas e não desenvolvidas.

As **reservas desenvolvidas** são aquelas que podem ser recuperadas de poços existentes e quando os equipamentos necessários para a produção já estejam instalados. (ANP, 2000 e Zainul et. al., 1997)

As reservas desenvolvidas podem ser divididas em desenvolvidas em produção e desenvolvidas a produzir.

Reservas desenvolvidas em produção são as reservas que podem ser recuperadas de intervalos completados (intervalos completados são intervalos dentro de poços produtores onde já foram realizadas as tarefas de colocação do revestimento, cimentação e foram adequadamente canhoneadas para iniciar a produção) e em produção na data da estimativa. **Reservas desenvolvidas a produzir** são as reservas que podem ser recuperadas de intervalos completados, porém fechados (intervalos fechados são intervalos dentro de um poço produtor que são fechados apesar do poço poder continuar produzindo) ou de poços fechados (é um poço que por qualquer razão foi fechado, impossibilitando o trabalho de produção) na data da estimativa. (ANP, 2000 e Zainul et. al., 1997)

As **reservas não desenvolvidas** são aquelas que podem vir a ser recuperadas de poços novos em áreas não perfuradas, re-entrada ou recompletação de poços existentes, ou que necessitem a instalação de equipamentos para a produção e transporte previstos nos projetos de recuperação convencionais ou melhorados. (ANP, 2000 e Zainul et. al., 1997)

3.1.2. Reservas Provasdas

As reservas provadas segundo a ANP (2000), são aquelas que se estimam com elevado grau de certeza recuperar comercialmente de reservatórios descobertos e avaliados, com base dos dados geológicos e de engenharia,

considerando as condições econômicas existentes, os métodos operacionais empregados e os regulamentos da legislação petrolífera e tributária brasileira.

Zainul et al. (1997) define reservas provadas como as quantidades remanescentes de óleo ou gás que podem ser estimadas com razoável certeza de ser recuperados de acumulações conhecidas a uma data específica, sob condições econômicas existentes pelas práticas operacionais estabelecidas e sob as regulamentações governamentais.

A ANP (2000) define que reservas provadas devem ter:

- Reservatórios em produção ou os hidrocarbonetos contidos nele devem ter suas existências comprovadas por testes de formação;
- Reservatórios avaliados por correlação dos perfis ou análise de testemunhos que podem ser verticais – quando o horizonte em questão apresente características de perfis iguais ou melhores do que outros intervalos testados do mesmo poço – ou horizontais – quando, mesmo em reservatórios diferentes, o horizonte em questão pertença a mesma zona estratigráfica, testada ou em produção por outro poço;
- As instalações para processamento e movimentação dos fluidos produzidos encontram-se desenvolvidas, ou existe orçamento aprovado para que essas instalações venham a ser desenvolvidas;
- As reservas decorrentes de métodos melhorados de recuperação de óleo e gás são consideradas provadas quando existe um projeto piloto testado com sucesso, existe um projeto implantado no mesmo reservatório, ou em reservatório análogo, com propriedades de rochas e fluidos similares e, mesmo que ainda não implantado, há razoável certeza de que o projeto será implantado;
- As condições econômicas vigentes consideradas na estimativa das reservas provadas devem ser estabelecidas com base no histórico de preços de petróleo e custo associados, bem como nas obrigações de contrato de concessão e nas regulamentações brasileiras quanto à tributação, segurança operacional e preservação ambiental.

A SPE/WPC (Society Petroleum Engineers) (1997) divide a classificação em reservas provadas e não provadas, sendo essa última subdividida em duas: reservas prováveis e possíveis.

Segundo McGilvray & Shuck (1998), a SPE define reservas provadas como as demonstradamente (com alto grau de certeza, pela análise do histórico de produção do reservatório e/ou pela análise volumétrica adequada dos dados de engenharia e geológicos) serem economicamente produtíveis em um futuro próximo sob condições econômicas e operacionais existentes com base nas regulamentações vigentes utilizando métodos e equipamentos de produção convencionais.

Ainda de acordo com McGilvray & Shuck (1998), a produtividade comercial da reserva é baseada na produção real, testes bem sucedidos ou, em certos casos, pela análise favorável do “*core*” e interpretação dos “*logs*” quando as características de formação são conhecidas de campos próximos.

O termo razoável certeza indica para as reservas provadas alto grau de certeza se a estimativa em questão for a abordagem determinística. A SPE define uma probabilidade de pelo menos 90% (P90) que a quantidade real seja igual ou maior do que a estimada, se a abordagem probabilística for empregada.

A SEC (Securities and Exchange Commission) (1996) e Acuña & Harrell (2000), não reconhecem as reservas prováveis e possíveis, e definem as reservas provadas como o volume de hidrocarbonetos recuperáveis de reservatórios em que os dados geológicos e de engenharia demonstram, com razoável grau de certeza, sob condições econômicas e operacionais existentes, ou seja, aos preços e custos de quando a estimativa for feita.

Ainda para a SEC (1996), os reservatórios somente são considerados provados se a produtividade econômica for apoiada, ou pela produção real, ou por teste de formação conclusiva. No caso de reservas que forem classificadas como provadas em virtude da aplicação de técnicas de recuperação melhorada, como a injeção de fluidos, as reservas devem ter testes bem sucedidos por projeto piloto, ou a operação de um programa instalado no reservatório, fornece apoio para análise de engenharia no qual o projeto ou programa foi baseado.

A SEC (1996) ainda define que reservas provadas não incluem:

- O óleo que pode vir a se tornar disponível de reservatórios conhecidos, entretanto é classificado separadamente como “reserva adicional indicada” (*indicated additional reserves*);
- Óleo cru, gás natural e gás natural líquido em que a recuperação é sujeita a razoável dúvida devido às incertezas tanto pela geologia, característica do reservatório ou fatores econômicos;
- Óleo Cru, gás natural e gás natural líquido que podem ocorrer em prospectos não perfurados;
- Óleo cru, gás natural e gás natural que podem ser recuperados de xisto, carvão, *gilsonite* e outras fontes.

A SEC (1996) define reserva provada não desenvolvida como aquelas reservas de óleo e gás que se espera recuperar de novos poços em áreas não perfuradas ou de poços existentes onde maiores gastos são necessários para recompletação. A classificação segundo a SEC é mostrada na Figura 2 a seguir.

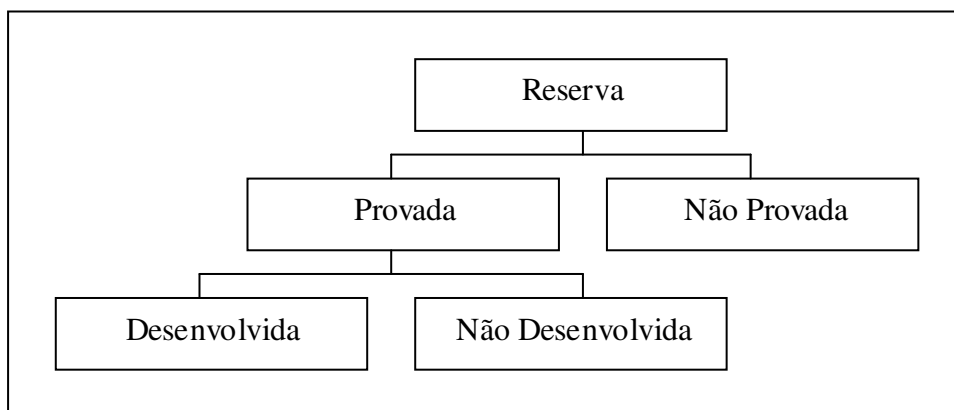


Figura 2 – Classificação Segundo a SEC

Como as reservas provadas trabalham com demonstração financeira, transação comercial, contratos legais e os regulamentos impostos pelo governo, definições técnicas refletem um alto grau de certeza sobre o volume de hidrocarbonetos recuperáveis economicamente no campo em questão. As estimativas baseadas nessas definições são, na maioria das vezes, conservadoras, implicando em adições de reservas nas revisões feitas durante a produção. (Attanasi, et al., 1999)

3.1.3. Reservas Prováveis

As reservas prováveis segundo a ANP (2000) são aquelas em que as análises dos dados geológicos e de engenharia tenham indicado que há uma incerteza maior na recuperação dessa reserva em comparação com a estimativa de reservas provadas.

A ANP (2000) define que as reservas prováveis devem incluir:

- Reservas previstas a serem provadas por meio de perfuração de poços, onde não há um controle geológico sub-superfície adequado para classificar como reservas provadas;
- Reservas em formação que devem ser produtoras com base em suas características de perfis, entretanto não há dados de testemunhos ou testes de poços, bem como correlação com reservatórios provados na área;
- Incremento de reservas que poderiam ser classificadas como provadas devido ao adensamento de malha de perfuração se um espaçamento mais refinado estivesse sido aprovado pela ANP, na data da estimativa;
- Reservas relativas a métodos de recuperação suplementar de comprovada aplicação comercial quando o projeto ou piloto estiver planejado, porém não em operação, as características geológicas e hidrodinâmicas dos reservatórios são favoráveis à aplicação comercial do método em questão;
- Reservas de uma área de formação que deve estar separada da porção provada devido a falhamento e a interpretação geológica indica ser essa área estruturalmente mais alta do que a provada;
- Reservas atribuídas a trabalhos futuros de restauração, tratamento ou re-tratamento de poços, mudança de equipamentos, ou outros procedimentos mecânicos, onde essas técnicas não tenham sido testadas com sucesso em poços que apresentem comportamento similar em reservatórios análogos;

- Reservas que excedam àquelas classificadas como provadas quando se utiliza uma interpretação alternativa de desempenho ou de dados volumétricos.

Como mencionado de antemão, a SPE classifica as reservas prováveis como não provadas. São definidas pela SPE como reservas prováveis aquelas que são susceptíveis de serem provadas e são baseadas em razoável evidência de hidrocarbonetos produtíveis dentro dos limites de uma estrutura ou reservatório acima conhecido ou contatos de fluídos inferidos, mas definidos com menor grau de certeza devido ao controle do poço mais limitado e/ou falta de teste de produção conclusivos. (McGilvray & Shuck, 1998 e SPE/WPC, 1997)

Ainda para a SPE, as reservas prováveis indicam menos certeza de recuperação do que as reservas provadas, sendo a não recuperação mais provável do que a recuperação. Caso a abordagem probabilística seja empregada, deve-ser ter uma probabilidade de pelo menos 50% (P50) de que o volume real seja igual ou maior do que a soma das estimativas de reservas provadas e prováveis. (McGilvray & Shuck, 1998 e SPE/WPC, 1997)

3.1.4. Reservas Possíveis

As reservas possíveis segundo a ANP (2000) são aquelas cujas análises dos dados geológicos e de engenharia têm demonstrado uma incerteza maior em comparação com as estimativas de reservas prováveis.

A ANP (2000) define que as reservas possíveis devem ter:

- Reservas cujos limites estejam além do provável devido a controles geológicos sub-superfície sejam inadequados para classificá-las como prováveis;
- Reservas em formação que podem ser portadoras de hidrocarbonetos baseados nas características de perfis e análise de testemunhos, entretanto haja muitas incertezas quanto a sua produção a vazões comerciais;
- Incremento de reservas atribuídos a adensamento de malha de perfuração, porém sujeito a incertezas técnicas;

- Reservas relativas a métodos de recuperação suplementar quando o projeto ou piloto estiver planejado, mas não em operação, as características geológicas e hidrodinâmicas dos reservatórios são tais que existe uma razoável dúvida de que o projeto será comercial;
- Reservas de uma área de formação que parecem estar separadas da porção provadas devido a falhamento e a interpretação geológica indica ser esta área estruturalmente mais baixa que a provada;
- Recursos descobertos onde as estimativas de projeto indiquem alto risco econômico principalmente devido à insuficiência de mercado.

Segundo a SPE, as reservas possíveis são as reservas não provadas em que as análises dos dados geológicos e de engenharia demonstram menor probabilidade de serem recuperáveis do que as reservas prováveis. Essas reservas são baseadas em interpretação dos “logs” e outras evidências da saturação dos hidrocarbonetos.(McGilvray & Shuck, 1998 e SPE/WPC, 1997)

Quando a abordagem probabilística for empregada, deverá haver uma probabilidade de pelo menos 10% (P10) de que as quantidades atualmente recuperáveis serão iguais ou maiores do que a soma das estimativas de reservas provadas mais prováveis mais possíveis.

3.2. Métodos de Cálculo da Estimativa de Reserva

Para a estimar a reserva de óleo e gás tem-se diversos métodos disponíveis, que variam conforme as circunstâncias. Dentre os métodos existentes serão enfatizados nesse presente trabalho quatro métodos: por analogia, análise de risco, volumétrico e *performance* do reservatório.

3.2.1. Analogia

Esse método de estimativa é utilizado quando ainda não se fez perfurações na jazida. As únicas informações existentes do reservatório para a estimativa são provenientes dos métodos indiretos, como a sísmica, que não comprovam a existência de óleo ou gás na área (Thomas, 2001).

O método utiliza a sísmica e resultados de reservatórios localizados nas proximidades que devem ter características semelhantes às do reservatório em questão (Thomas, 2001).

Dados das características do reservatório como porosidade, saturação de água, espessura líquida do hidrocarboneto, volume da rocha e temperatura necessários para uma análise aprofundada da estimativa, vêm de campos próximos. Quando perfurações são realizadas, e o reservatório se mostra produtivo, o método de estimativa volumétrica é empregado (Crawford et. al., 2002).

3.2.2. Análise de Risco

Esse método é empregado antes da perfuração do poço pioneiro, da mesma forma do por analogia. As únicas informações são os resultados dos reservatórios, cujas características são semelhantes aos do reservatório em questão. (Thomas, 2001)

A diferença entre a análise de risco e por analogia é que, o primeiro emprega um tratamento estatístico dos dados, gerando resultados não como valor absoluto, e sim um intervalo de resultados possíveis. (Thomas, 2001)

3.2.3. Volumétrico

Para determinar o volume original por esse método, faz-se necessário obter certos dados como o volume total da rocha portadora de hidrocarbonetos (obtidos por meio de sísmica de reflexão), porosidade média das rochas e saturação dos fluídos (obtidos tanto por meio da interpretação dos perfis como por ensaios laboratoriais) e fator de formação do fluido (obtido por meio de análises feitas em laboratórios).

Esse método pode ser empregado para o cálculo de reservatórios de óleo e de gás. O volume original é expresso nas condições de superfície, por isso utiliza-se o fator de volume de formação. A fórmula desse método é expressa abaixo. (Thomas, 2001)

$$N = \frac{V_R \phi (1 - S_w)}{B_0} \quad (2)$$

onde :

N – Volume Original

V_R – Volume da Rocha reservatório

ϕ – Porosidade da Rocha

S_w – Saturação de Água

B_0 – Fator Volume de Formação

Com base na fórmula (2), pode-se obter o volume recuperável incluindo o fator de recuperação.

$$N_p = \frac{V_R \phi (1 - S_w) RF}{B_0} \quad (3)$$

onde :

N_p – Volume Original

V_R – Volume da Rocha reservatório

ϕ – Porosidade da Rocha

S_w – Saturação de Água

B_0 – Fator Volume de Formação

RF - Fator de Recuperação

3.2.4. Performance do Reservatório

O método de *performance* do reservatório é baseado no comportamento passado do reservatório para prever seu futuro. É necessário para a utilização dessa metodologia, dados históricos de produção e, em alguns casos, há a necessidade de informações sobre o mecanismo de produção do mesmo (Thomas, 2001). Nesse método ainda pode-se utilizar técnicas matemáticas ou ainda gráficos de análise de declínio de produção e balanço de materiais. (Crawford et. al., 2002)

Para a estimativa da reserva pelo método da performance do reservatório têm-se diversas técnicas, entretanto nesse trabalho serão brevemente comentadas três técnicas: a análise de declínio de produção, a equação de balanço de materiais e a simulação matemática de reservatórios.

3.2.4.1. Análise de Declínio de Produção

Essa técnica, segundo Thomas (2001), baseia-se no comportamento das vazões de produção do reservatório ao longo do tempo. Quando o material é retirado do reservatório, a pressão que existia inicialmente dentro do reservatório, tende a diminuir, que por sua vez acarreta em um declínio nas vazões de produção dos poços. Normalmente utiliza uma taxa da produção diária com o tempo. Outra forma de análise de declínio é a taxa diária de produção pela produção cumulativa.

Essa técnica utiliza apenas o histórico de produção do reservatório, não se importando com propriedades físicas do meio em que o reservatório se encontra.

3.2.4.2. Equação de Balanço de Materiais

Segundo Thomas (2001), essa técnica utiliza a relação entre o balanço de massa dos fluidos do reservatório com as reduções de pressão no seu interior. A idéia central dessa técnica é que a soma das massas ainda contidas nos reservatórios com a massa de material já retirado do mesmo deve ser igual a massa de material originalmente existente no meio poroso. Esse método é usado para estimar a quantidade de hidrocarboneto *in situ* (Crawford et. al., 2002).

Segundo a Crawford et. al. (2002), parte-se da hipótese que o relacionamento pressão-volume de um reservatório permanecem constante quando ele produz. Dessa forma é possível equacionar a expansão dos fluidos do reservatório com o esvaziamento dos fluidos do mesmo menos a injeção de qualquer fluido.

Como essa técnica fornece a relação entre a produção acumulada *versus* a queda de pressão, faz-se necessário o uso de outras equações que relacionem as produções acumuladas com vazões de produção e tempos.

3.2.4.3. Simulação Matemática de Reservatórios

Essa técnica, como o próprio nome diz, utiliza a simulação por meio de programas de simulações numéricas e matemáticas para analisar o reservatório.

O método da simulação matemática, segundo Thomas (2001), utiliza procedimentos de cálculo muito semelhante ao do balanço de materiais. Para a determinação do volume das reservas são utilizadas informações geológicas e geofísicas, características da rocha, do fluido, etc., de forma que se reproduza, com um certo grau de precisão, o histórico de produção, sendo assim possível prever o futuro, desde que esse histórico calculado represente satisfatoriamente o real.

Enquanto o método da equação de balanço utiliza somente uma fórmula, como o reservatório fosse representado por um único bloco, para determinar o volume do reservatório, o método da simulação matemática, normalmente, faz a partilha do bloco em fatias menores, cujas características diferem uma das outras, e ainda fornecem o resultado em função do tempo.

O grau de precisão do método de simulação matemática depende de dados (como característica da rocha, do fluido, da geologia, do histórico etc.) em quantidade satisfatória, além disso, é necessário que esses dados sejam de qualidade e confiáveis.

3.3. Abordagens Determinística e Probabilística.

A SPE/WPC (1997) define que o método de estimação é chamado de determinístico se a melhor estimativa de reserva é feita baseada em dados de engenharia, geológicos e econômicos conhecidos.

A ECR (estimação e classificação de reservas) é considerada determinística se:

- Utiliza o melhor valor estimado de cada parâmetro de *input* para calcular O/GIP (*Oil/Gas in place* – óleo/gás *in situ*) ou reservas;
- A classificação das quantidades calculadas como provadas, prováveis e possíveis baseadas em:
 - Julgamento profissional;

- Conjuntos geológicos das acumulações;
 - Estágio de desenvolvimento;
 - Qualidade e quantidade de dados geológicos e de engenharia;
 - Grau de incerteza na interpretação de tais dados;
 - Aplicabilidades e grau de incerteza refletido pelas analogias dos dados,
 - Cenário operacional e econômico
- Diretrizes organizacionais, corporativas, estatutárias ou outras para a classificação de reservas, dependendo do propósito da estimativa.

A SPE/WPC (1997) define que o método de estimação é chamado de probabilístico quando dados geológicos, de engenharia e econômicos conhecidos são usados para gerar uma série de estimativas e suas probabilidades associadas.

A ECR é considerada probabilístico se:

- Usa uma série ou uma fdp (Função densidade probabilidade) de valores para cada parâmetro de *input* para calcular uma série correspondente ou pdf de estimativa de O/GIP e/ou reservas;
- Classificação de várias quantidades dentro da série calculada como provada, provável e/ou possível, baseados nas fdc (Função densidade cumulativa) das quantidades calculadas, ou outras considerações.

Dependendo do propósito da estimativa, a ECR usando procedimentos probabilísticos pode incluir:

- Áreas perfuradas e não perfuradas;
- Segmentos de falhas perfuradas e não perfuradas;
- Áreas provadas como definidas pelos regulamentos da SEC;
- Cápsula de gás ou coluna de óleo, separadamente;
- As acumulações na totalidade (*in-toto*);
- Trecho com diferentes propriedades, ou;

- Poços, separadamente e/ou agregados, por um programa de desenvolvimento de perfuração.

A adequação de cada procedimento a ser empregado depende do propósito da estimativa, do grau de incerteza geológica e/ou engenharia, e do nível de risco monetário. O procedimento probabilístico tem sido empregado para identificar o mais elevado potencial e o menor risco. Um propósito igualmente importante é a quantificação do grau de incerteza. (Cronquist, 2001)

Quando se têm situações onde há um significativo grau de incerteza e/ou risco monetário, os procedimentos probabilísticos são, geralmente, considerado mais apropriados do que os determinísticos. Cronquist (2001) destaca as seguintes situações:

- Novas descobertas de acumulações *offshore*, especialmente naquelas áreas esparsamente desenvolvidas, onde pode haver um gasto considerável para desenvolvimento e produção;
- Acumulações profundas *onshore* em um cenário geologicamente complexo, especialmente em ambientes de alta pressão e temperatura;
- Acumulações onde fraturamento hidráulico massivo é necessário para estabelecer produção comercial, entretanto o custo desse fraturamento é substancial e o resultados são sujeitos a considerável incerteza;
- Projetos de recuperação melhorada de óleo, especialmente onde o método a ser empregado não tem demonstrado sucessos comerciais repetidos.

Para acumulações amplamente desenvolvidas em estágio maduro de produção onde não há expectativa de investimento adicional significativa, parece ser de pouco benefício fazer uso da estimativa de reservas probabilística. Se um investimento adicional significativa é considerado, e os resultados de tais investimentos são muito incertos, a abordagem probabilística é justificada.

Há três procedimentos mais usuais para o cálculo da estimativa probabilística: árvore de decisão, métodos paramétricos e simulação.

Se a abordagem probabilística for utilizada, deve utilizar uma probabilidade de 90% para as reservas provadas, 50% para as reservas provadas mais reservas prováveis, e 10% para as reservas provadas mais reservas prováveis mais reservas possíveis. (ANP, 2000)