

2 O Processo de Avaliação de Recursos de Petróleo Não Descobertos

Antes do processo de exploração de recursos não descobertos, são as atividades de prospecção de petróleo que identificam regiões que pela sua configuração comum justifiquem a realização do processo de exploração.

O processo de exploração pretende responder a duas questões essenciais: as áreas aprovadas pela prospecção contêm realmente acumulação de hidrocarbonetos? Se possuírem; são os volumes economicamente recuperáveis? Um projeto de desenvolvimento de uma área com um volume de hidrocarbonetos economicamente recuperáveis é um projeto que resulta em um VPL esperado positivo e um risco aceitável.

As equipes de exploração são compostas principalmente por geólogos e geofísicos, de modo, a verificar em detalhe se uma área estudada pode realmente possuir hidrocarbonetos com recuperação viável.

Segundo Hyne (2001), o papel do geofísico é interpretar dados obtidos por instrumentos especiais de medida para a obtenção de informações sobre a estrutura e a composição de rochas no subsolo. Já os geólogos, em seus estudos, pretendem reconstituir as condições de formação e acumulação de hidrocarbonetos em determinada região.

O processo de exploração de petróleo, segundo Rose (2004), é um conjunto de repetidas tentativas sobre condições de incertezas, o que exige um grande volume de capital investido no empreendimento. Entretanto a utilização da ciência e tecnologia ajuda a aumentar a eficiência destas tentativas. Algumas ciências e tecnologias utilizadas em exploração são, segundo Rose (2004):

- Estratigrafia – Subsida o avaliador na confirmação da presença das rochas reservatórios e da sua qualidade.
- Geoquímica – Permite verificar se os hidrocarbonetos migraram da área do prospecto avaliado, auxiliando na estimativa da probabilidade de realmente haver hidrocarbonetos.
- Geofísica – Auxilia na estimação do volume de hidrocarbonetos acumulados na trapa.
- Tecnologia de Perfuração – Reduz significativamente os investimentos com os prospectos na fase de testes.
- Tecnologia de Reservatório – Pode permitir o desenvolvimento e produção de um prospecto com hidrocarbonetos descobertos.

A probabilidade da ocorrência de certos fatores geológicos são determinantes para que existam acumulações de hidrocarbonetos em uma dada região, como (Rose, 2003; Schneidermann, 1997):

- Rocha recurso que possa gerar o petróleo;
- Rocha reservatório que possa conter os hidrocarbonetos;
- Uma trapa que é uma rocha que sela o reservatório;
- *Timing* que é o tempo necessário para a formação do hidrocarboneto e a sua migração.

Atualmente, praticamente todas as estimativas de valor econômico são baseadas no volume de hidrocarbonetos, nos riscos geológicos e na produtividade do reservatório. Esta última depende, principalmente das características geológicas dos hidrocarbonetos presentes, da natureza do reservatório e das características da trapa.

O processo de exploração de recursos não descobertos de petróleo é constituído por três principais atividades. Primeiramente, identificar anomalias geológicas que prenciem alguma probabilidade de conter hidrocarbonetos que possam ser comercialmente explorados. Em seguida, se a decisão tomada é a de seguir adiante com o projeto, a equipe de exploração deve estimar a chance de sucesso (i.e de existir hidrocarbonetos) e de lucratividade, adicionando os

documentos gerados a uma base de conhecimentos que apoiará novas avaliações. Para isso, devem-se verificar quais os prováveis tamanhos das reservas (definição da distribuição do volume), estimar a probabilidade de que um volume viável de hidrocarbonetos esteja presente nessas reservas (estimação da incerteza) e estimar a lucratividade do projeto (definir o VPL). A partir destas estimativas. E também de outras suposições como a curva de produção (i.e como a produção se dará desde instalação dos equipamentos até seu abandono) e o custo de extrair o petróleo (*lifting cost*).

A última atividade realizada pela equipe antes da construção do portfólio de exploração da empresa é a verificação, que tem o objetivo de reconhecer se as estimativas estão enviesadas. Informações enviesadas não permitem a construção de um portfólio otimizado.

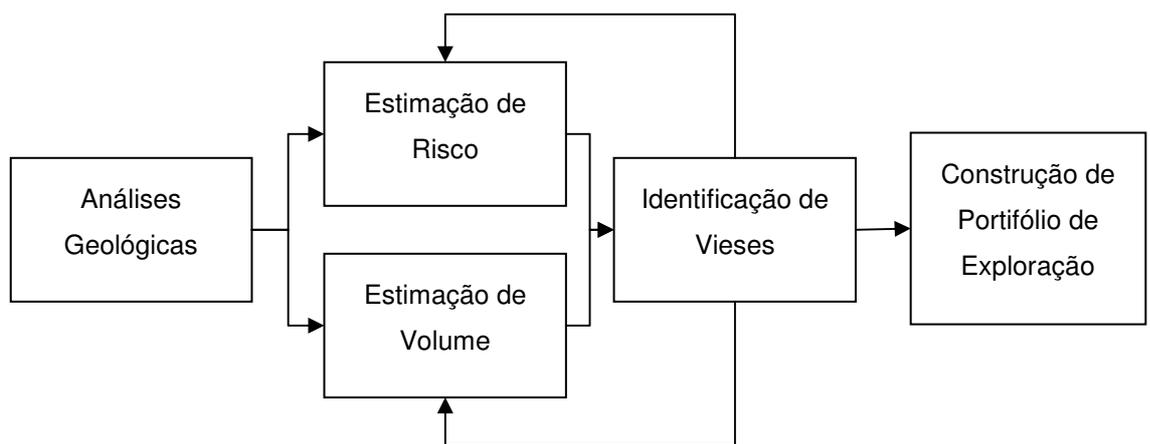


Figura 2.1– Fases do processo de exploração de recursos não descobertos

2.1 Definição da Estrutura Geológica

Antes de prosseguir na discussão sobre a exploração de hidrocarbonetos, se faz necessário esclarecer alguns conceitos geológicos. Segundo Scheneidermann (1997), a distribuição de hidrocarbonetos na crosta da Terra segue uma distribuição lognormal, típica para vários recursos naturais. Isto quer dizer que os hidrocarbonetos estão concentrados relativamente em poucas bacias, e que a tarefa de exploração não constitui um jogo sempre com chances iguais.

Schneidermann (1997) mostra que existem diferentes conceitos de elementos de exploração que são função do grau de conhecimento sobre o objeto de estudo:

- Estrutura de Bacia - Onde há um volume de rochas sedimentares capazes de conter ingredientes em potencial para gerar hidrocarbonetos: recursos, reservatório, trapa e *timing* apropriado. Só com o conhecimento sobre a estrutura das bacias não é possível realizar análise da viabilidade econômica.
- Sistema de Petróleo – É um volume de rochas sedimentares que contém hidrocarbonetos gerados por apenas uma rocha recurso. Esta definição requer manifestações explícitas de hidrocarbonetos, como amostras, ou produção pioneira. É aplicável em muitas bacias de fronteira por analogia.
- *Play* – É a parte elementar do sistema de petróleo, contém sempre uma ou mais acumulações de hidrocarbonetos identificados por características geológicas em comum, características de engenharia em comum ou as propriedades de fluxo e fluidez.
- Prospecto – representa uma acumulação individual em potencial, pertencente a um *play*.

2.2 Cálculo do Volume de Hidrocarbonetos

O volume de hidrocarbonetos é expresso através do produto de um número de parâmetros geológicos individuais. Cada um destes parâmetros deve ser representado por uma distribuição de probabilidades devido à incerteza presente. A distribuição geralmente é definida como triangular, lognormal, beta ou empírica (Rose, 2004; Schuenemeyer, 2002).

A distribuição do volume apresenta a distribuição de probabilidade de encontrar, no mínimo, um determinado volume de hidrocarbonetos que possam ser produzidos, supondo que ocorra sucesso geológico (existência de

hidrocarbonetos). Ou seja, normalmente é dada pela distribuição cumulativa complementar, também conhecida na indústria como curva de expectativa.

Um método numérico que pode ser utilizado para se encontrar esta distribuição de volumes é a simulação de Monte Carlo. As distribuições dos parâmetros são obtidas por um processo de eliciação de distribuições subjetivas. De posse destas distribuições, o método de Monte Carlo é realizado da seguinte forma. Um valor de cada parâmetro é sorteado segundo sua distribuição subjetiva e o volume calculado segundo a fórmula apropriada. Esse processo é repetido um grande número de vezes obtendo-se um histograma que se aproxima da distribuição de densidade de probabilidade do volume. A precisão da distribuição obtida (histograma de volumes gerados) serão maior quanto maior o número de replicações do processo de sorteio e cálculo.

Segundo Otis e Schneidermann (1997), um método de combinação alternativo é o método de três pontos que utiliza os percentis P_5 , P_{50} , e P_{95} , e através da utilização do estimador de Pearson-Tukey encontra a média e o desvio padrão das distribuições. Este método é utilizado considerando que as distribuições de parâmetros geológicos são lognormais.

Dependendo da distribuição de cada parâmetro pode ser possível se obter analiticamente a distribuição do volume. Uma metodologia analítica para o tratamento das distribuições lognormais será apresentada na seção 4.2 desta dissertação.

Nos capítulos seguintes será discutido o processo geral para eliciar dos especialistas a informação sobre os parâmetros (distribuições e outros detalhes) necessários para obter a distribuição do volume, bem como sua estrutura de apoio e os tipos de interferência que podem ocorrer ocasionando vieses nas definições das distribuições dos parâmetros de entrada do modelo de avaliação de volumes.

Dois aspectos receberão destaque na discussão a seguir: um deles se refere à forma de combinar a opinião de vários especialistas, o outro aborda o ajuste das descrições qualitativas dos parâmetros em curvas probabilísticas bem conhecidas. Ambos aspectos são decisivos quando se pretende obter resultados mais precisos e tanto quanto possível enviesados.