

## 2 Revisão Bibliográfica

Este capítulo tem por objetivo fazer uma revisão bibliográfica sobre os principais assuntos relacionados à atividade de estimativa de reservas.

As Seções 2.1, 2.2 e 2.3 irão familiarizar o leitor com os assuntos mais gerais sobre esta atividade. A Seção 2.1 mostrará como se deu a criação de um dos guias mais importantes sobre classificação de reservas, o guia SPE-PRMS (2007). A Seção 2.2 dará algumas definições de termos utilizados na indústria do petróleo e que servirão para uma melhor compreensão desta pesquisa. A Seção 2.3 detalhará o sistema de categorização e classificação de reservas e recursos apresentado no guia SPE-PRMS (2007).

As Seções 2.4, 2.5, 2.6 e 2.7 abordarão um assunto de grande importância para a atividade de estimativa de reserva, a avaliação econômica.

A Seção 2.4 apresentará as variáveis que compõem o fluxo de caixa. O fluxo de caixa é elaborado para que se avalie até quando o campo poderá produzir de forma econômica. A Seção 2.5 mostrará as fases da vida de um campo de petróleo. Esta seção mostrará também a importância de se realizar uma boa previsão dos custos operacionais. Na Seção 2.6 será feito um levantamento bibliográfico das metodologias determinísticas de estimativa do custo operacional. Por fim, na Seção 2.7 serão apresentadas outras metodologias que consideram a influência de fatores exógenos no comportamento desta variável.

### 2.1

#### **Histórico dos Critérios de Estimativa de Reservas**

Na tentativa de se uniformizar e padronizar a estimativa de reservas, critérios e orientações vem sendo elaborados e divulgados para a indústria há décadas. Segundo Harrel et al. (2005), procedimentos para estimar reservas são discutidos há mais de setenta anos. Porém, este assunto continua sendo objeto de debates e estudos até hoje. Isto ocorre, segundo os autores, em função de

históricas revisões nos volumes estimados, surgimento de tecnologias e novas leis regulatórias.

Os primeiros esforços para se padronizar a estimativa de reservas datam da década de 1930, quando a *Society of Petroleum Evaluation Engineers* (SPEE) elaborou um guia preliminar. Em 1987, a *Society of Petroleum Engineers* (SPE) aprofundou o trabalho prévio e publicou definições para todas as classes de reserva. As classes de reserva foram definidas de acordo com o grau de incerteza da recuperação do volume de misturas de hidrocarbonetos. No mesmo ano, a *World Petroleum Congress* (WPC) publicou de forma independente definições para reserva muito similares as já divulgadas.

Em 1997, a SPE e a WPC elaboraram um único documento que foi divulgado para todo o mundo. Já em 2000, a *American Association of Petroleum Geologists* (AAPG), em conjunto com a SPE e a WPC, desenvolveu um sistema de classificação de reservas e recursos petrolíferos. Posteriormente, foram acrescentados a este documento um guia para avaliação das reservas e um glossário com os termos utilizados.

Por fim, a SPE publicou em 2007 os padrões para estimativa de reservas e auditoria das informações. Atualmente, o documento completo chama-se SPE/WPC/AAPG/SPEE *Petroleum Resources Management System*, que será referenciado nesta pesquisa como SPE-PRMS (2007).

O SPE-PRMS (2007) é um guia internacional utilizado por muitas empresas de petróleo no mundo, tanto para controles internos, como também para estimativa e divulgação das reservas. Segundo Senturk (2011), o SPE-PRMS (2007), além de representar um guia mundial, provê orientações que levam à estimativa de reservas e recursos extremamente consistentes.

Contudo, é importante citar também a existência de outro critério de estimativa de reservas amplamente conhecido e utilizado pela indústria. Trata-se dos critérios adotados pela agência governamental americana *Security and Exchange Commission* (SEC). Vale destacar que, enquanto o SPE-PRMS (2007) é um guia, os critérios da SEC (2009) são regras que devem ser seguidas pelas empresas que os utilizam.

Empresas de capital aberto listadas em bolsas de ações dos Estados Unidos são obrigadas a estimar e divulgar as reservas segundo os critérios da SEC (2009). A versão preliminar deste documento é do ano de 1978. Com o passar de três

décadas, mudanças na indústria de óleo e gás fizeram com que a SEC atualizasse os critérios. A transformação ocorreu principalmente em função do desenvolvimento de novas tecnologias para explorar e produzir petróleo.

Assim sendo, após uma consulta pública às empresas do setor, os critérios foram modernizados e divulgados em 2009. Após esta atualização, os critérios SEC (2009) e SPE-PRMS (2007) tornaram-se mais similares.

Cabe citar que uma das principais mudanças nos critérios da SEC (2009) foi que a agência passou a permitir a utilização de métodos probabilísticos para estimar as reservas, o que antes era vetado. Esta alteração, que inclusive constitui parte da motivação para o desenvolvimento desta pesquisa, está fazendo com que as empresas do setor repensem e remodelem a forma como estimam as reservas.

Etherington (2009) destaca que atualmente muitas empresas seguem os dois critérios de estimativa de reservas e guardam em seus registros duas diferentes estimativas, SPE-PRMS (2007) e SEC (2009). A primeira, segundo Etherington (2009), é mais utilizada para decisões internas e gerenciamento de portfólio, enquanto que a segunda é utilizada para fins de atendimento de regras regulatórias.

## 2.2

### **Definições de Termos da Indústria do Petróleo**

Segundo o guia SPE-PRMS (2007), reserva é definida como o volume de petróleo que será recuperado de forma comercial, por meio de projetos de desenvolvimento em acumulações conhecidas de petróleo a partir de uma data. Além disso, quatro critérios devem ser satisfeitos: o volume do óleo, gás ou condensado deve ser descoberto, recuperável, comercial e remanescente.

Para melhor entendimento desta pesquisa, faz-se necessário apresentar outros termos que são definidos no guia SPE-PRMS (2007) e que são largamente utilizados na indústria de petróleo.

O termo petróleo refere-se à ocorrência natural de líquidos e gases que são constituídos predominantemente de hidrocarbonetos. O óleo é a porção do petróleo existente na fase líquida nas condições originais do reservatório e que permanece líquida nas condições de pressão e temperatura na superfície. O condensado é a fração líquida obtida pela passagem do gás pelo processo de

separação dos fluidos e que também permanece líquida nas condições de pressão e temperatura na superfície. Nesta pesquisa o condensado receberá a denominação de óleo. Gás natural é a porção de petróleo que existe na fase gasosa ou em solução no óleo nas condições originais de reservatórios e que permanece no estado gasoso nas condições atmosféricas de temperatura e pressão.

Outros importantes conceitos definidos pelo SPE-PRMS (2007) são volume de petróleo *in place* e eficiência de recuperação.

De uma forma geral, apenas uma parte do volume de petróleo original de uma jazida será recuperada. O volume de petróleo original é conhecido como volume *in place* e é definido como a quantidade de petróleo que existe originalmente no reservatório. A parcela do volume original que será recuperada é denominada eficiência de recuperação, que na maioria das vezes é representada em termos percentuais. Quando representada em termos absolutos, esta parcela a ser recuperada é conhecida como volume recuperável.

Conceitos como campo, reservatório e projeto também são definidos pelo SPE-PRMS (2007). Um campo de petróleo é uma área constituída por um ou mais reservatórios relacionados a uma mesma estrutura geológica e/ou condição estratigráfica. Como reservatório, entende-se uma formação rochosa de sub-superfície que contém acumulação de petróleo confinado por rochas impermeáveis e é caracterizado por um único sistema de pressão.

Já o projeto representa a decisão por produzir o petróleo do campo ou reservatório. O projeto deve ter um orçamento e deve estar associado a um cronograma de atividades, como por exemplo, instalação dos equipamentos de produção e entrada de operação dos poços.

## 2.3

### **Sistema de Categorização e Classificação de Reservas e Recursos**

Estimar o volume de petróleo que será recuperado é uma atividade que envolve alto grau de incerteza. Estas incertezas estão associadas ao nível de confiabilidade dos dados de geologia, geofísica e engenharia. Além disso, há incertezas quanto à economicidade e comercialidade do projeto. Associar o correto nível de incerteza a cada estimativa não é uma tarefa trivial, mesmo porque diferentes pessoas podem ter interpretações distintas.

Sendo assim, para Etherington e Ritter (2008), é fundamental que governos, investidores e produtores de petróleo tenham acesso a padrões e orientações consistentes e confiáveis de estimativa e classificação de reservas. Desta forma, as reservas no mundo todo serão apresentadas num mesmo formato e traduzirão da mesma forma os riscos e incertezas dos volumes divulgados. O guia SPE-PRMS (2007) representa um esforço para que todas as companhias se utilizem das mesmas definições e sigam um padrão global de comunicação das reservas.

Senturk (2011) também destacou que a inexistência de uma abordagem comum para toda a indústria levaria à impossibilidade de comparar as reservas das companhias de petróleo.

O sistema de classificação SPE-PRMS (2007) é representado graficamente pela Figura 1.

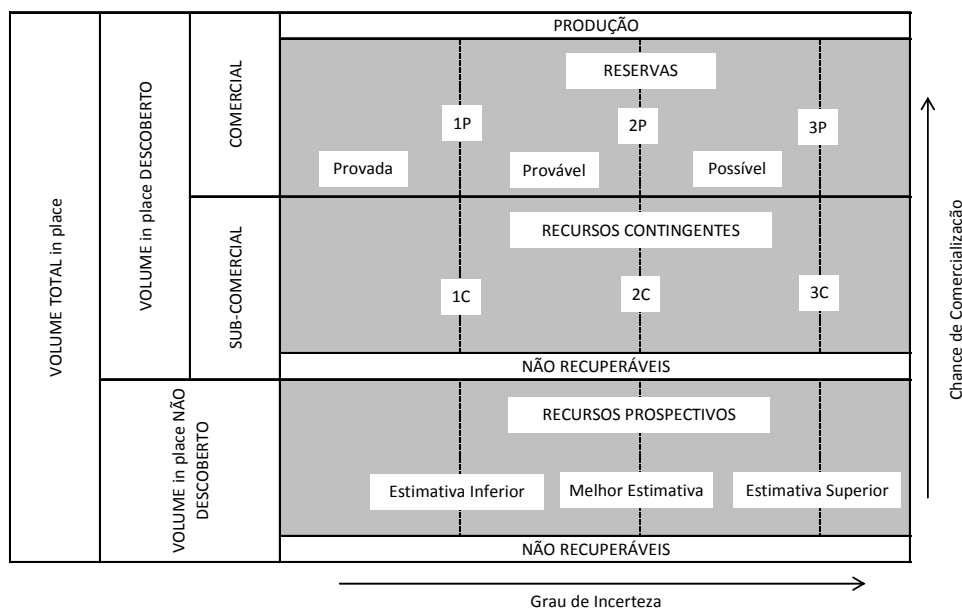


Figura 1: Sistema de Classificação de Reservas e Recursos SPE-PRMS  
(Fonte: Adaptado de SPE-PRMS, 2007)

O eixo vertical da Figura 1 divide o volume total *in place* em cinco categorias: produção, reservas, recursos contingentes, recursos prospectivos e volume não recuperável. Este eixo representa a chance de comercialidade, isto é, a chance com que o projeto será implantado e poderá ser considerado comercial.

O volume total de petróleo *in place* é primeiramente dividido em volume descoberto e não descoberto. O volume descoberto é aquele presente em acumulações já conhecidas de petróleo, enquanto que o volume não descoberto

advém de acumulações ainda não conhecidas. Por definição do SPE-PRMS (2007), para uma acumulação ser considerada descoberta, é necessário que poços exploratórios tenham estabelecido, por meio de testes, amostras ou perfis, a existência de quantidade significativa de hidrocarbonetos potencialmente recuperável.

O volume *in place* descoberto é dividido em três subcategorias: produção, reserva e recurso contingente. A produção é o volume acumulado de petróleo que já foi recuperado até determinada data. Reserva, como já citado neste capítulo, é definida como o volume de petróleo que será recuperado de forma comercial, por meio de projetos de desenvolvimento em acumulações conhecidas de petróleo a partir de uma data. Já recurso contingente é o volume que tem potencial para ser recuperado, entretanto, os projetos ainda não apresentam maturidade suficiente para serem considerados comerciais.

O volume *in place* ainda não descoberto é categorizado como recurso prospectivo. Como recurso prospectivo, entende-se o volume estimado de petróleo que será recuperado de acumulações não descobertas por meio de implantação de futuros projetos.

Por fim, o volume não recuperável, também presente neste sistema de classificação, é a porção do volume *in place*, descoberto ou não, o qual se estima que não seja recuperado pela implantação de projetos futuros. Este volume pode vir a ser considerado recuperável em circunstâncias futuras como, por exemplo, com o desenvolvimento de novas tecnologias.

O eixo horizontal da Figura 1 representa o nível de incerteza em relação à estimativa. Ou seja, este eixo reflete um intervalo de estimativas de volume potencialmente recuperável.

Deste modo, os volumes são classificados de acordo com o grau de incerteza. Assim, o SPE-PRMS (2007) recomenda que sejam feitas três estimativas para recurso prospectivo: estimativa inferior, melhor estimativa e estimativa superior. O mesmo ocorre para recurso contingente, que é dividido nas classes 1C, 2C e 3C. A classe 1C representa a estimativa mais conservadora, enquanto que a 3C representa a mais otimista, de modo cumulativo.

Para a reserva, o SPE-PRMS (2007) apresenta três classes: provada, provável e possível. Em termos incrementais, as classes são: 1P, 2P e 3P. A classe 1P representa o volume provado. A classe 2P é o somatório do volume provado e

provável. Já a classe 3P é o somatório do volume provado, provável e possível. De forma análoga ao recurso contingente, a classe 1P representa a estimativa mais conservadora e a 3P a mais otimista, de forma cumulativa.

De acordo com o SPE-PRMS (2007), as reservas também podem ser estimadas segundo uma abordagem probabilística. Neste caso, a incerteza no volume de reserva é representada por uma distribuição de probabilidade. Desta distribuição devem ser extraídos os seguintes valores:

- Estimativa conservadora (P90): deve haver pelo menos 90% de probabilidade de que o volume economicamente recuperável seja igual ou exceda esta estimativa.
- Estimativa realista (P50): deve haver pelo menos 50% de probabilidade de que o volume economicamente recuperável seja igual ou exceda esta estimativa.
- Estimativa otimista (P10): deve haver pelo menos 10% de probabilidade de que o volume economicamente recuperável seja igual ou exceda esta estimativa.

Não serão objeto de estudo desta pesquisa os recursos contingentes ou prospectivos. Serão considerados somente volumes categorizados como reserva.

## **2.4**

### **Estimativa de Volume Recuperável**

No sistema SPE-PRMS (2007) a classificação da reserva é feita com base no grau de incerteza em relação à recuperação do volume de óleo e gás. A estimativa deste volume recuperável pode ser realizada por meio de métodos probabilísticos ou determinísticos.

#### **2.4.1**

##### **Abordagem Determinística**

Na utilização de uma abordagem determinística, são feitas três estimativas de volume recuperável: estimativa inferior, melhor estimativa e estimativa

superior. Estas estimativas são baseadas em avaliações qualitativas e os volumes para cada nível de incerteza são estimados separadamente com a criação de cenários pessimista, realista e otimista. A cada um destes cenários, após a avaliação econômica, são atribuídas as classes 1P, 2P e 3P, respectivamente.

Ross (2001) definiu que este tipo de abordagem segue uma filosofia baseada em risco. Ou seja, não há quantificação da incerteza ao se estimar os volumes de reserva, no entanto, há um risco do volume estimado não ser recuperado.

Senturk (2011) apresentou os procedimentos a serem adotados quando da utilização da abordagem determinística.

Na abordagem determinística, Senturk (2011) mostrou que um único valor é utilizado para cada parâmetro de reservatório a fim de se calcular um único valor para o volume *in place*. Segundo o autor, os parâmetros de reservatórios comumente utilizados para calcular o volume *in place* são área e espessura do reservatório, porosidade e saturação de água inicial. A estes fatores propostos por Senturk (2011), podem ser acrescentados outros como fator volume de formação do óleo e do gás.

Uma vez calculado este volume, é aplicado um percentual de eficiência de recuperação para enfim ser estimado o volume recuperável. Este procedimento é realizado três vezes para a construção dos três cenários determinísticos. Após a avaliação econômica, para o cenário pessimista é atribuída a reserva 1P, para o cenário realista é atribuída a reserva 2P e para o cenário otimista é atribuída a reserva 3P.

Ainda de acordo com esta abordagem, mais de três cenários podem ser construídos, indo do mais conservador até o mais otimista. Segundo Swinkels (2001), o método de cenários consiste em um procedimento robusto que agrega diferentes categorias de reservas.

Swinkels (2001) também salienta que a agregação de diferentes cenários pode reduzir o intervalo de valores dos volumes de reserva. Isto ocorre em função da redução da incerteza principalmente quando os cenários são considerados independentes.



## 2.4.2

### Abordagem Probabilística

De acordo com o SPE-PRMS (2007), quando métodos probabilísticos são utilizados, são estimados o menor, melhor e maior volumes tais que: deverá ter pelo menos 90% de probabilidade do volume a ser recuperado ser igual ou exceder a menor estimativa, pelo menos 50% de probabilidade do volume a ser recuperado ser igual ou exceder a melhor estimativa e 10% de probabilidade do volume a ser recuperado ser igual ou exceder a maior estimativa. A cada uma dessas possibilidades são atribuídas as classes P90, P50 e P10.

Senturk (2011) mostrou o procedimento usualmente adotado para estimar a previsão de produção de óleo e gás segundo uma abordagem probabilística. Etherington (2009) e Ross (2001) também abordaram a filosofia de previsão de produção baseada em incerteza.

De uma forma geral, Senturk (2011), Etherington (2009) e Ross (2001) mostraram que, segundo esta abordagem de incerteza, são definidos intervalos de valores para os parâmetros de reservatórios tais como permeabilidade, viscosidade e transmissibilidade. Os autores supracitados enfatizaram as incertezas nos parâmetros dinâmicos de reservatórios. Contudo, para uma análise de incerteza mais completa, seria importante considerar as incertezas estáticas com a construção de cenários geológicos/geofísicos.

Cada parâmetro de reservatório é tratado como uma variável aleatória que é descrita por uma distribuição de probabilidade. Utiliza-se então um procedimento estocástico, como a Simulação de Monte Carlo (SMC), para que valores de cada parâmetro sejam sorteados aleatoriamente. Para cada conjunto de sorteio será calculado uma previsão de produção. Repetindo este procedimento em um número suficiente de vezes, ter-se-á como resultado uma distribuição de probabilidade para a produção futura de óleo e gás. Desta distribuição, extraem-se os valores de P90, P50 e P10.

Segundo Accioly (2005), a área de Exploração e Produção de petróleo vem se preocupando nas últimas décadas em avaliar e quantificar as incertezas e os riscos dos projetos. No princípio, o desempenho computacional se apresentou como um obstáculo para a utilização da técnica. Contudo, melhorias tecnológicas

recentes estão fazendo com que a SMC seja frequentemente utilizada na estimativa dos volumes recuperáveis.

A previsão de produção de óleo e gás estimada segundo esta abordagem constitui uma das variáveis de entrada para a estimativa probabilística de reservas. A avaliação probabilística de reservas é um assunto de grande destaque na indústria do petróleo. Carter e Morales (1998) e Gair (2003) apresentaram análises sobre este tipo de avaliação e destacaram pontos importantes sobre o assunto como agregação probabilística de reservas, efeito portfolio e a necessidade de se estabelecer correlações entre as variáveis. Carter e Morales (1998) ainda ressaltaram que o efeito portfolio na agregação de reservas pode causar um aumento de até 15% das reservas provadas. Deste modo, o guia SPE-PRMS (2007) recomenda que métodos de agregação probabilística não sejam utilizados além do nível de campo.

## 2.5

### **Avaliação Econômica**

A estimativa das reservas de óleo e gás requer necessariamente uma avaliação econômica. Tanto nas orientações SPE-PRMS (2007) como nos critérios SEC (2009), a definição de reserva considera as questões de comercialidade e economicidade. Para que a empresa declare um volume de hidrocarboneto como reserva, a mesma deve demonstrar comprometimento em implantar ou dar prosseguimento ao projeto de desenvolvimento que permita a produção dos fluidos.

Deve, portanto, haver um fluxo de caixa com a previsão das seguintes variáveis:

- Produção de óleo e gás
- Preços do óleo e gás
- Investimentos
- Custos operacionais

Kaiser e Yu (2010) consideraram todas estas variáveis, além das taxas governamentais, no estudo sobre economicidade de campos de petróleo. Macary

et al. (2000) apresentaram as variáveis que devem estar presentes no fluxo de caixa para avaliar o limite econômico de um campo. Dentre estas variáveis, os autores consideraram a produção, o preço do petróleo, os investimentos e custos operacionais.

Devem ser incluídos também no fluxo de caixa, taxas governamentais e impostos como, imposto de renda, contribuição social, royalties e participação especial, que também estão associados à atividade de produção de petróleo. Entretanto, estas variáveis não serão objeto de estudo desta pesquisa. O custo de se abandonar os poços e instalações no fim da vida do campo também não será considerado. Uma visão geral das taxas governamentais pode ser obtida em Pereira (2004).

Segundo as orientações SPE-PRMS (2007), a avaliação econômica deve ser realizada de acordo com a previsão feita pela própria empresa. Incluem-se na previsão, as condições futuras de preço que serão enfrentadas durante a vida do projeto e que podem ser diferentes das condições atuais. Já nos critérios SEC (2009), todas as empresas devem utilizar o mesmo preço de óleo e gás a fim de garantir a comparabilidade entre as diferentes companhias que atuam no setor. O preço a ser utilizado, segundo os critérios SEC (2009), é a média aritmética do preço do óleo ou gás do primeiro dia de cada um dos últimos doze meses que antecedem a divulgação das reservas.

O fluxo de caixa é construído para cada projeto ou campo e também para cada classe de reserva incremental: 1P, 2P e 3P ou P90, P50 e P10. A receita do fluxo de caixa é resultado do produto da produção dos fluidos e dos preços. Como despesas do fluxo de caixa têm-se os investimentos de capital e os custos operacionais. Os investimentos, de uma forma geral, são a perfuração e completação dos poços e construção e montagem das Unidades Estacionárias de Produção (UEP) no ambiente marítimo. Os custos operacionais podem ser divididos em cinco grandes grupos: custo da UEP, serviço de poço, logística, suporte em terra e exportação.

Uma vez elaborado o fluxo de caixa, o limite econômico pode ser determinado. Limite econômico, segundo as orientações SPE-PRMS (2007), é definido como a última vazão de produção que ainda mantém o fluxo de caixa nominal positivo. Esta vazão mínima de produção definirá o último ano de vida do projeto ou campo. Logo, a reserva será estimada por meio do somatório das

vazões de óleo e gás a partir do primeiro ano futuro de produção até o limite econômico.

## 2.6

### **Ciclo de Vida de um Campo e Limite Econômico**

O ciclo de vida de um campo de petróleo pode durar muitos anos. Em alguns casos, o campo pode encerrar a produção após cinquenta anos ou mais. As duas grandes fases da vida de um campo podem ser divididas em fase exploratória e de produção. Na fase exploratória, a perfuração do poço permite ou não a confirmação da existência de hidrocarbonetos. Uma vez confirmada, é realizada uma avaliação do potencial de desenvolvimento comercial da área. Accioly (2005) divide a fase de produção em quatro etapas: planejamento do desenvolvimento, desenvolvimento da produção, produção & operação e produção marginal.

No planejamento do desenvolvimento da produção, é realizado o estudo de viabilidade técnico e econômica (EVTE). É nesta etapa que os investimentos são definidos e avaliados.

A etapa de desenvolvimento da produção pode durar cerca de cinco anos, quando os poços são perfurados e completados. Ocorre também a instalação da UEP, do sistema de coleta e exportação da produção. Segundo Accioly (2005), é nesta etapa que cerca de 70% dos investimentos são desembolsados.

Responsável por garantir a rentabilidade do projeto, a etapa de produção e operação é a mais longa. Os investimentos declinam rapidamente e os custos operacionais passam a predominar.

Na última etapa, produção marginal, os custos operacionais também são predominantes. Assim, as receitas começam a se igualar aos custos operacionais já que a produção declinante atinge níveis muito baixos. Quando as receitas são suplantadas pelas despesas, ocorre o abandono do campo.

Assim, toda a vida do campo é analisada, podendo passar pelas quatro etapas previamente descritas. Assim, na maioria dos casos, o limite econômico encontra-se nas fases de produção e operação ou produção marginal e abandono. Nestas fases, os custos operacionais são predominantes e por isso, são fatores-chave para determinar o fim da vida econômica do campo, e, portanto, a reserva.

Uma previsão superestimada dos custos operacionais pode antecipar o limite econômico. Neste caso, a reserva seria subestimada e a empresa reportaria valores inferiores aos de uma estimativa mais correta. Por outro lado, se a previsão dos custos for demasiadamente conservadora, a reserva da companhia atingiria valores acima dos que esta realmente possui.

## 2.7

### **Modelagem Econômica**

A modelagem econômica de um projeto ou campo de petróleo é um assunto comentado e debatido na indústria petrolífera. Como já exposto anteriormente, dentre as variáveis econômicas presentes na modelagem, o custo operacional aparece como um fator determinante na estimativa de reservas. Portanto, modelagem econômica será definida nesta pesquisa como o processo de estimar os valores e realizar a previsão do comportamento dos custos operacionais.

Entretanto, segundo Bradley e Wood (1993), o aspecto econômico na estimativa de reservas ainda não é um assunto bem entendido e dominado pela indústria. Muita ênfase vem sendo dada às abordagens determinísticas de projeção de custo operacional. Em muitos casos, os autores se utilizam apenas das características dos campos para estimar este custo. Tais características são número de poços, lâmina d'água, magnitude do campo, método de recuperação e elevação, produção, entre outras.

Dentre os trabalhos publicados sobre estimativa do custo operacional pode-se considerar que há três diferentes abordagens determinísticas que são utilizadas para projeção de longo prazo.

A primeira abordagem é a do custo por poço constante, apresentada por Kuuskraa et al. (1977) e Garb e Larson (1987). A segunda abordagem, custo por barril constante, é apresentada com ressalvas por Sheldon (1953) e Garb e Larson (1987). Esta abordagem, segundo os autores, pode levar a erros, pois os custos fixos são ignorados. Na terceira abordagem, é considerado um custo por campo ou plataforma constante e foi apresentada por Farmer et al. (1984) e Attanasi e Haynes (1984).

Accioly (2005) observou que a modelagem dos custos operacionais costuma ser muito simplificada. De uma forma geral, não são utilizadas técnicas de análise

de risco e incertezas na avaliação econômica na fase de produção do campo. Para o autor, isto é surpreendente uma vez que esta fase corresponde à maior parte do ciclo da vida de um campo.

Por outro lado, nota-se que na fase exploratória muita ênfase é dada à análise de risco e incerteza. A utilização deste método também é crescente na área de previsão de produção de óleo e gás. Como mostra o trabalho de Jain e Raju (1998), o foco da análise de risco e incerteza na área de E&P está nas avaliações geológicas. Todavia os autores ressaltam que as flutuações das variáveis econômicas, como o preço do óleo e gás, afetam as companhias.

Assim, a análise de risco e incerteza nas previsões econômicas também tem papel relevante na avaliação das companhias. Segundo Ross (2001), no contexto de estimativa de volume de petróleo recuperável, risco pode ser definido como a probabilidade de um evento discreto ocorrer ou não. Já o conceito de incerteza refere-se ao intervalo de resultados possíveis da estimativa, ou seja, a distribuição de probabilidade.

Finch et al. (2002) apresentaram uma pesquisa realizada com vinte empresas da indústria do petróleo. Nesta pesquisa foram levantadas as técnicas que são utilizadas por estas empresas em diferentes atividades. Os autores notaram que nenhuma companhia se utiliza integralmente de uma abordagem probabilística. Ao invés disso, as empresas, em sua maioria, se utilizam da abordagem probabilística para avaliação de prospectos exploratórios, enquanto que para avaliação econômica da produção e estimativa de reservas, a abordagem determinística continua sendo predominantemente utilizada.

Assim, Finch et al. (2002) concluíram que os geólogos, de uma forma geral, usam e confiam na abordagem probabilística. Contudo, parece que não é dada importância à aplicação desta abordagem para outras variáveis, como por exemplo, dados econômicos.

Desta forma, percebe-se uma oportunidade de desenvolvimento de uma metodologia para avaliação econômica e estimativa de reservas que leve em consideração técnicas de análise de risco e incerteza.

Além disso, nota-se na literatura existente que as características dos campos e do processo de produção formam o único fator que é utilizado para estimar os custos de produção de óleo e gás.

Entretanto, a previsão do comportamento dos custos pode incorporar os efeitos dos fatores exógenos. De acordo com Bradley e Wood (1993), fatores como preço, maturidade das técnicas operacionais e fator de aprendizagem podem levar a mudanças na projeção dos custos operacionais.

## 2.8

### Dependência entre Custo Operacional e Outras Variáveis

A relação de dependência dos custos operacionais e outras variáveis é um assunto que vem ganhando destaque na indústria de óleo e gás. Uma das importantes questões na análise econômica de projetos de E&P é a modelagem da dependência entre as variáveis que compõem esta avaliação. Segundo Bradley e Wood (1993), uma variável determinante que deve ser considerada nesta relação de dependência é o preço do óleo.

Nystad (1981) foi um dos pioneiros a levantar a questão do papel do preço do óleo na previsão dos custos e batizou o fenômeno de *price-effect-cost-escalation* (PECE). O autor observou aspectos econômicos de 27 campos localizados no Mar do Norte. Foram analisados os custos e investimentos realizados assim como o perfil de produção destes campos.

O aumento na estimativa dos custos destes campos no decorrer do tempo também foi analisado. Aumento dos custos foi definido como a diferença entre a estimativa inicial e a estimativa em um dado instante de tempo posterior. As razões para o aumento do custo, segundo Nystad (1981), compreendem dois efeitos, batizados como efeito-preço e efeito-volume. Ou seja, o primeiro efeito, o efeito-preço, relaciona-se a um aumento dos custos operacionais em função do aumento do preço do óleo, segundo a visão do autor. Já o segundo efeito, o efeito-volume, explica que um aumento na estimativa das reservas pode levar, do mesmo modo, a um aumento dos custos.

Nystad (1981) se utilizou da regressão linear simples para encontrar uma correlação entre diferentes tipos de custo e o volume de reservas. Os tipos de custos considerados foram custos de estrutura, equipamento e instalação da plataforma, perfuração de poços de desenvolvimento, entre outros. O autor também ressaltou que o perfil de custo de cada campo pode variar em função da lâmina d'água, condições climáticas, distância da costa e mecanismo de

recuperação. Condições de reservatórios, como porosidade, permeabilidade, espessura, densidade do óleo e gradiente de pressão também devem ser consideradas.

Bradley e Wood (1993) se utilizaram do fenômeno *PECE*, apresentado por Nystad (1981), para considerar o efeito da mudança do preço do petróleo na previsão dos custos operacionais. Os autores explicitaram também que o cálculo do *PECE* depende de uma variável denominada módulo *PECE* e da variação do preço do óleo referenciado a um instante de tempo inicial.

Segundo Bradley e Wood (1993), o comportamento projetado dos custos operacionais varia em função de dois fatores. O primeiro relaciona-se às mudanças nas atividades de operação no curto prazo. Os autores chamaram este fator de direcionadores de custo. O segundo é caracterizado pelas forças econômicas de longo prazo, chamado de aceleradores de custo. Assim sendo, Bradley e Wood (1993) reforçam que forças internas e externas, ou fatores endógenos e exógenos, são agentes que modificam os direcionadores de custo ao longo do tempo, e que, portanto, modificam o comportamento dos custos.

Os direcionadores de custo para Bradley e Wood (1993) são compostos pelos custos de produção, como combustível e produtos químicos, custos estes que variam com a quantidade de poços e custos que são fixos no curto prazo. Os custos fixos do curto prazo podem aumentar ou diminuir ao longo do tempo.

Já os aceleradores de custo são compostos pelos preços de óleo e gás, idade dos equipamentos, maturidade do método de recuperação, tecnologia, filosofia de operação, política, nível de investimento e aprendizado. Dentre todos os aceleradores de custo, Bradley e Wood (1993) destacam a previsão do preço do óleo como o mais importantes para a previsão de longo prazo. A mudança do preço pode gerar uma reestruturação da indústria, levando a alterações no custo dos serviços.

Os autores ainda alertaram que estimar o módulo *PECE* para campos que já estão em operação pode ser complexo. Ao se analisar a tendência dos custos históricos de um campo, é difícil distinguir se a mudança dos custos é função da mudança nas atividades do campo ou da mudança no preço. Contudo, os dados fornecidos anualmente pela EIA (*Energy Information Administration*) podem servir de insumo para estimar o módulo *PECE*. Esta organização estima e divulga anualmente os custos operacionais de diferentes campos localizados nos Estados



Unidos da América (EUA). Nesta pesquisa serão utilizadas as informações contidas no relatório *Oil and Gas Lease Equipment and Operating Costs 1994 Through 2009* (2010).

Cordeiro e Amado (2008) também desenvolveram um estudo em que se procurou identificar estatisticamente a correlação entre o preço do petróleo e os custos operacionais da área de E&P. Segundo os autores, o aumento do preço do petróleo nos últimos anos gerou um aquecimento na indústria tornado-a mais rentável. Conseqüentemente observou-se alteração na demanda por serviços e materiais causando aumento nos custos de produção de petróleo.

Para melhor esclarecer a influência do preço nos custos, os autores realizaram testes de correlação, cujos resultados demonstraram que o custo de serviços de terceiros apresenta maior correlação com o preço quando comparado com os outros itens de custo.

Cordeiro e Amado (2008) concluíram que o melhor modelo para ser aplicado ao comportamento do custo de terceiros possui como variáveis explicativas o preço do petróleo do presente e com defasagem de seis meses. Os autores então recomendaram que ao elaborar projetos de desenvolvimento da produção deve ser levado em consideração o efeito de um aumento ou uma redução do preço do petróleo na estimativa dos custos operacionais. Assim sendo, Cordeiro e Amado (2008) concluíram que os preços, em conjunto com os direcionadores de custo, são fatores a serem considerados nas projeções.

Pereira (2010) mensurou o impacto da variação do preço do petróleo sobre a taxa diária de sondas de intervenção em poços em campos terrestres. Custos de intervenções em poços compreendem um dos mais significativos itens de custo operacional. Assim, o autor procurou contribuir para melhorar a projeção dos custos operacionais de projetos considerando a relação desta variável com o preço do petróleo.

Segundo Pereira (2010), modelos que se utilizam de histórico recente de tarifas de custo para compor a projeção deixam uma lacuna a ser preenchida. Esta lacuna é referente ao acoplamento das premissas corporativas do preço do petróleo ao custo operacional. O autor cita que quando o preço do petróleo declina ao longo do tempo, os custos operacionais deveriam ter comportamento semelhante em alguma medida e com alguma defasagem.

Por meio de análise de co-integração, Pereira (2010) verificou que o preço do petróleo e a taxa de sonda possuem uma relação estatisticamente significativa. O autor também analisou a defasagem média de tempo entre a variação do preço do petróleo e o impacto na taxa de sonda. Como resultado, foi encontrado que esta defasagem seria por volta de três meses.

Deste modo, Pereira (2010) recomendou que a relação entre o preço do petróleo e os custos operacionais deveria ser considerada nas projeções de longo prazo desta variável. O autor salientou ainda que a incorporação deste efeito pode vir a postergar o corte econômico das reservas de óleo e gás.

Barros et al. (2007) desenvolveram modelos para prever não os custos operacionais, mas sim investimentos em perfuração em campos de petróleo com diferentes lâminas d'águas. Os ajustes para estes modelos foram feitos para dois grupos de região: Golfo do México e "Todo Mundo". Os modelos elaborados foram de natureza causal e foram construídos por meio de regressão dinâmica. Devido à natureza causal, os autores buscaram diferentes variáveis exógenas que pudessem ser incorporadas ao modelo.

Barros et al. (2007) definiram que o preço do petróleo seria a variável mais relevante entre todas as variáveis candidatas que explicariam o comportamento das séries. No entanto, foi observado pelos autores que a oferta e demanda de petróleo podem influenciar o preço e por isso foram coletadas outras variáveis que refletissem este balanço. Dentre estas variáveis destacam-se o preço de ações, consumo de petróleo e índice de preço do consumidor.

Por fim, Barros et al. (2007) apresentaram os resultados da modelagem para séries de quatro diferentes patamares de lâminas d'água. Uma vez definidos os modelos, as previsões foram calculadas. Para se calcular as previsões, os autores lembraram que é necessário ter uma boa projeção das variáveis causais.

Accioly (2005), em sua tese de doutorado, também desenvolveu uma modelagem de dependência para os custos operacionais das plataformas de petróleo. Mas ao invés de considerar o preço do petróleo como variável explicativa do comportamento dos custos, o autor considerou outra importante variável, o volume de óleo produzido.

A proposta de Accioly (2005) se baseou no uso de cópulas que permitem a obtenção de distribuições multivariadas. Nesta metodologia, é possível primeiro definir as distribuições marginais das variáveis e em seguida definir a função de

dependência entre as mesmas. Esta função de dependência denomina-se função cópula e tem como papel ligar as distribuições marginais e definir o tipo de dependência existente.

Accioly (2005) ressaltou, portanto, a importância da modelagem de dependência por meio das cópulas que, segundo o autor, demonstrou ser um modelo competitivo com relação à normal multivariada.

Teixeira (2011) também abordou a questão da dependência entre as variáveis presentes na avaliação dos projetos de E&P. Assim como na tese do Accioly (2005), a dependência estudada pela autora foi entre o custo operacional e a produção. A modelagem desta dependência foi utilizada por Teixeira (2011) na avaliação probabilística de estimativa de reservas.

O exemplo mais intuitivo de dependência entre as variáveis, de acordo com a autora, é a relação existente entre a produção e o custo operacional variável. É esperado que o aumento da produção de petróleo acarrete aumento nos custos variáveis.

Teixeira (2011) propôs a criação de três cenários de produção: P90, P50 e P10. Para cada cenário são construídos fluxos de caixa que têm como dados de entrada, além da produção, os valores esperados dos preços do óleo e gás, investimentos, custos operacionais fixos e variáveis. Para cada uma destas variáveis econômicas são atribuídas distribuições de probabilidade.

A autora então sugere que se defina a correlação existente entre a produção e as variáveis econômicas. A correlação pode variar entre zero, inexistência de correlação, até um, correlação máxima. Após esta etapa, são gerados os resultados dos três fluxos de caixa por meio de simulação pelo método de Hipercubo Latino.

Na metodologia proposta por Teixeira (2011), as correlações farão com que na simulação por amostragem, os sorteios aleatórios sejam realizados em um intervalo pré-definido na distribuição de probabilidade associada ao custo variável. Assim, no cenário de produção pessimista, o sorteio do valor do custo variável se dará na região à esquerda da distribuição de probabilidade. Ou seja, ao invés do sorteio ocorrer em toda a distribuição de probabilidade, serão sorteados apenas valores baixos desta variável.

## 2.9

### Considerações Finais

Neste capítulo foi realizada uma revisão sobre os principais assuntos que estão relacionados ao processo de estimativa de reservas de óleo e gás. Dentre eles, podem ser citados os critérios de classificação e estimativa de reservas, estimativa do volume recuperável de petróleo, bem como a avaliação e modelagem econômica.

Sobre a estimativa de reserva, mostrou-se que segundo os critérios e guias internacionais duas diferentes abordagens podem ser utilizadas, as abordagens determinística e probabilística. A abordagem probabilística para avaliação das reservas constitui um dos temas centrais desta pesquisa.

Com relação à avaliação econômica das reservas, procurou-se mostrar todas as variáveis presentes neste processo, tais como a produção, preços de óleo e gás, investimentos e custos operacionais. Todas estas variáveis passam por um processo de estimação e projeção para toda a vida do campo.

Assim, foram apresentadas as fases que compõem as etapas de exploração e produção de um campo de petróleo. É possível perceber que por muitas vezes a vida econômica do campo encerra-se na fase final de produção e operação. Nesta fase, os custos operacionais aparecem como os maiores dispêndios. Por isso, são importantes para determinar o fim da vida econômica do campo e, portanto, as reservas.

Assim, neste capítulo foram apresentadas as metodologias que já foram propostas por diferentes autores para estimativa de longo prazo do custo operacional. Foram apresentadas metodologias simplificadas que levam em consideração apenas as características e atividades operacionais do campo para estimar o custo. Contudo, foram apresentadas também metodologias que consideram outros fatores para prever o comportamento do custo operacional.

Dentre os fatores que podem influenciar o comportamento do custo operacional, o preço do óleo aparece como uma importante variável explicativa. No entanto percebe-se que há uma lacuna na indústria quanto à consideração da dependência entre estas duas variáveis na atividade de estimativa de reservas. Além disso, abordagens probabilísticas para avaliação econômica da produção e estimativa de reservas são igualmente pouco utilizadas.

Sendo assim, com relação ao principal objetivo desta pesquisa, que é a elaboração de uma metodologia probabilística de estimativa de reservas que considere a dependência entre o preço do óleo e os custos operacionais, foram apresentadas as principais referências que balizarão a metodologia a ser proposta.