

## 2

### Revisão Bibliográfica

Neste capítulo é feita uma revisão bibliográfica das principais etapas da avaliação de reservas de óleo e gás.

Como a indústria do petróleo apresenta diversas particularidades, o objetivo deste capítulo é familiarizar o leitor com os principais termos, definições e processos da estimação e da agregação de reservas. Muitas definições apresentadas neste capítulo servirão para manter a coerência do trabalho nos demais capítulos.

Este capítulo se divide em seis seções. Na Seção 2.1 são apresentados alguns termos básicos utilizados na indústria do petróleo. A Seção 2.2 mostra as classificações de recursos segundo alguns órgãos nacionais e internacionais. Nas Seções 2.3 e 2.4 são descritos, respectivamente, os métodos de estimação de volumes recuperáveis e os métodos de avaliação econômica de recursos. A Seção 2.5 apresenta métodos para a agregação e identificação de correlações entre entidades de reservas. Por fim, a Seção 2.6 expõe as considerações finais sobre os métodos mais adequados para a estimação e agregação de reservas.

#### 2.1

##### Termos Básicos da Indústria de Petróleo

Para o melhor acompanhamento desta pesquisa, é necessário conhecer algumas definições e termos básicos utilizados na indústria de petróleo.

Nesta seção são apresentadas as definições segundo o SPE-PRMS (2007). Pode-se considerá-las como padrões internacionais, uma vez que foram definidas em conjunto pelas principais organizações internacionais de petróleo: Society of Petroleum Engineers (SPE), American Association of Petroleum Geologists (AAPG), World Petroleum Council (WPC) e Society of Petroleum Evaluation Engineers (SPEE).

Em paralelo, são também expostas as definições nacionais desses termos e conceitos básicos da indústria.

Primeiro é necessário esclarecer o significado do termo petróleo.

O petróleo é uma fonte energética utilizada em larga escala, sendo um fator chave para o desenvolvimento das economias mundiais. A Figura 1 apresenta o histórico da matriz energética mundial até o ano de 2009 e a previsão até 2030:

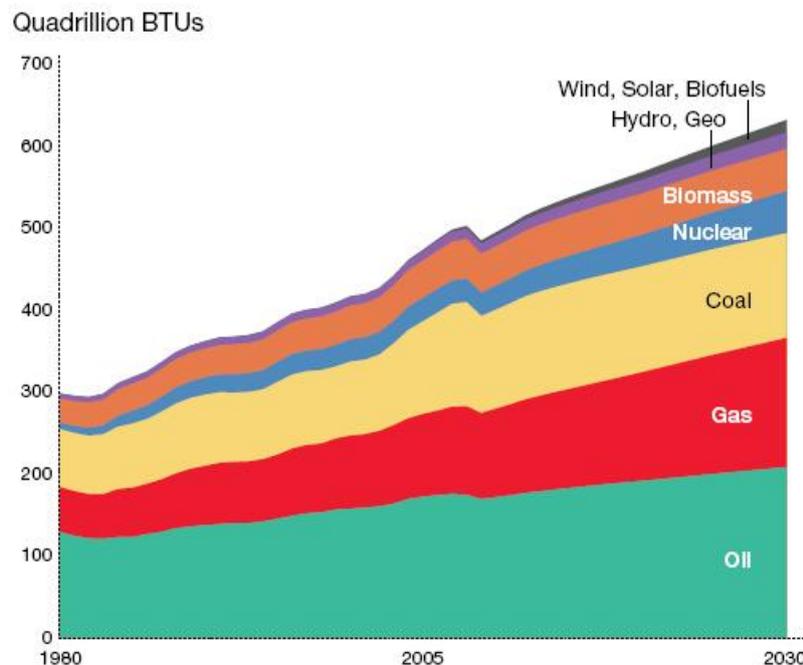


Figura 1: Previsão de Matriz Energética Mundial até 2030 (Fonte: Exxon Mobil, 2009)

Na Figura 1 nota-se que a porção correspondente ao petróleo (soma de óleo e gás) representa mais de 50% do total da matriz energética mundial.

Segundo o SPE-PRMS (2007), petróleo é a ocorrência natural de uma mistura de hidrocarbonetos nas fases gasosa, líquida e sólida. O petróleo também pode conter outros compostos que não sejam hidrocarbonetos, como o dióxido de carbono, o nitrogênio, o gás sulfídrico ( $H_2S$ ) e o enxofre. Em casos raros, o conteúdo de compostos que não sejam hidrocarbonetos pode ser maior do que 50%.

No Brasil, o termo petróleo é definido como toda mistura de hidrocarbonetos líquidos em seu estado natural, a exemplo do óleo cru e condensado (Brasil, 1997 - Lei de número 9.478, de 06/08/1997).

Por sua vez, hidrocarbonetos são definidos como compostos químicos constituídos apenas por carbono e hidrogênio tanto pelo SPE-PRMS (2007)

quanto pela mesma lei anterior. O óleo e o gás natural são exemplos de hidrocarbonetos.

O SPE-PRMS (2007) define gás natural como a porção de petróleo existente na fase gasosa ou em solução no óleo cru, em reservatórios naturais, e que permanece na fase gasosa nas condições atmosféricas de temperatura e pressão. O gás natural pode incluir alguma quantidade de compostos diferentes de hidrocarbonetos.

A lei número 9.478, de 06/08/1997, define gás natural, ou simplesmente gás, como toda mistura de hidrocarbonetos que permaneça em estado gasoso nas condições atmosféricas normais, extraída diretamente a partir de reservatórios petrolíferos ou gasíferos, incluindo gases úmidos, secos, residuais e gases raros.

Portanto, a definição internacional de petróleo engloba o óleo e o gás natural, enquanto no Brasil a definição de petróleo engloba apenas o óleo, uma vez que não considera os hidrocarbonetos gasosos em sua definição.

Um reservatório é definido pelo SPE-PRMS (2007) como uma formação rochosa sob a superfície terrestre contendo um acúmulo natural, individual e separado, de petróleo móvel, que é confinada por rochas/formações impermeáveis e caracterizada por um sistema único de pressão.

Pela mesma lei anterior, no Brasil, reservatório (ou depósito) é definido como uma configuração geológica dotada de propriedades específicas, armazenadora de petróleo ou gás, associados ou não. Do ponto de vista da recuperação de petróleo, um reservatório é definido como uma formação rochosa em subsuperfície que contém petróleo ou gás natural em condições de deslocamento no meio poroso, confinada por rochas impermeáveis, falhas geológicas selantes ou barreiras de água, e caracterizada por conter um único sistema hidráulico.

O principal papel das empresas exploradoras de petróleo é a extração de óleo e gás natural dos reservatórios - atividade que é desempenhada pelo setor de exploração e produção (E&P). É possível notar a importância desse setor para as empresas do ramo através dos planos de investimentos. A Petrobras, por exemplo, divulgou em seu plano estratégico para 2010-2014 investimentos bastante significativos em E&P, conforme ilustra a Figura 2.

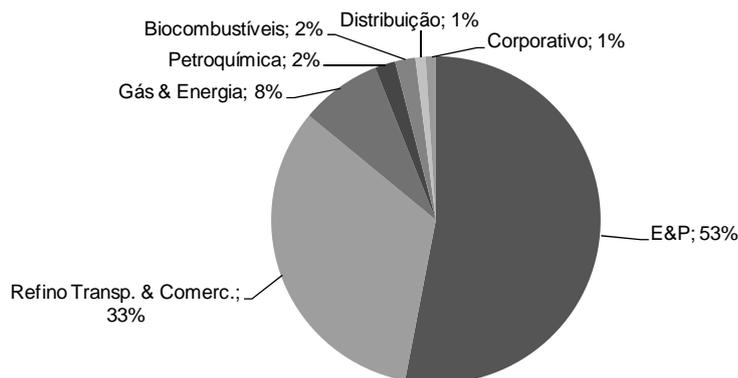


Figura 2: Previsão de Investimentos da Petrobras por Segmento de Negócio (Fonte: Petrobras, 2010)

Os reservatórios contêm quantidades de petróleo que são denominadas volumes *in-situ*. Esses volumes se subdividem em diversas classificações, que serão descritas na Seção 2.2.

Outras definições necessárias para a compreensão das demais seções são as de campo, projeto e propriedade.

Um campo é definido pelo SPE-PRMS (2007) como uma área consistindo de um único ou de múltiplos reservatórios agrupados por pertencer a uma mesma estrutura geológica e/ou condição estratigráfica. Em um campo, pode haver dois ou mais reservatórios separados verticalmente por camadas de rochas impermeáveis, separados lateralmente por barreiras geológicas locais, ou ambos.

A lei número 9.478, de 06/08/1997, define campo simplesmente como uma área produtora de petróleo ou gás natural, a partir de um reservatório contínuo ou de mais de um reservatório, a profundidades variáveis, abrangendo instalações e equipamentos destinados à produção.

O termo projeto, pela definição do SPE-PRMS (2007), representa a ligação entre a acumulação de petróleo e o processo de tomada de decisão, incluindo a alocação de orçamento. Um projeto pode, por exemplo, constituir o desenvolvimento de um único reservatório ou campo, ou um desenvolvimento incremental em um campo produtor, ou o desenvolvimento integrado de um grupo de campos e instalações de uma mesma entidade proprietária.

No Brasil não há definição formal para o termo projeto na indústria de petróleo.

Pelo SPE-PRMS (2007) uma propriedade é definida como um volume da crosta terrestre no qual uma entidade corporativa ou individual possui direitos contratuais para extrair, processar e comercializar uma porção definida de minerais (incluindo petróleo). É definida em geral como uma área, mas pode ter restrições estratigráficas ou de profundidade. Pode também ser chamada de concessão ou licença.

Também não há no Brasil uma definição formal para o termo propriedade na indústria de petróleo.

Por ultimo, faz-se necessária a definição dos termos recursos e reservas.

Segundo o SPE-PRMS (2007) o termo recursos compreende todas as quantidades de petróleo (recuperáveis ou não) ocorrendo naturalmente na ou sob a superfície terrestre, descobertas ou não, somadas às quantidades já produzidas. Ainda, o termo recursos inclui todos os tipos de petróleo existentes.

No Brasil, os recursos são volumes in-situ de petróleo e gás natural potencialmente recuperáveis, a partir de uma determinada data em diante (ANP, 2000 - Portaria ANP número 9, de 21/01/2000).

Pelo SPE-PRMS (2007), reservas são as quantidades de petróleo antecipadamente consideradas comercialmente recuperáveis pela aplicação de projetos de desenvolvimento em acumulações descobertas, a partir de uma determinada data em diante, sob condições definidas.

A ANP define reservas como sendo recursos descobertos de petróleo e gás natural comercialmente recuperáveis a partir de uma determinada data em diante (ANP, 2000).

As reservas das empresas de petróleo são seu maior patrimônio, sendo um dos principais fatores de avaliação pelos investidores.

Conforme mencionado na introdução deste trabalho, há um grande esforço internacional da indústria para criar um padrão para classificar e estimar reservas. Esse esforço se deve ao fato de haver diversos métodos para a classificação e estimação de reservas, que podem gerar resultados significativamente distintos. Para que as empresas do setor possam ser avaliadas e comparadas, as reservas devem ser estimadas sob as mesmas premissas.

Nas próximas seções são apresentados alguns padrões de classificação de recursos e as principais metodologias encontradas na literatura para a estimação de reservas.

## 2.2

### Classificação e Categorização de Recursos

O SPE-PRMS (2007) sugere um sistema de classificação para os recursos de petróleo apresentado graficamente na Figura 3:

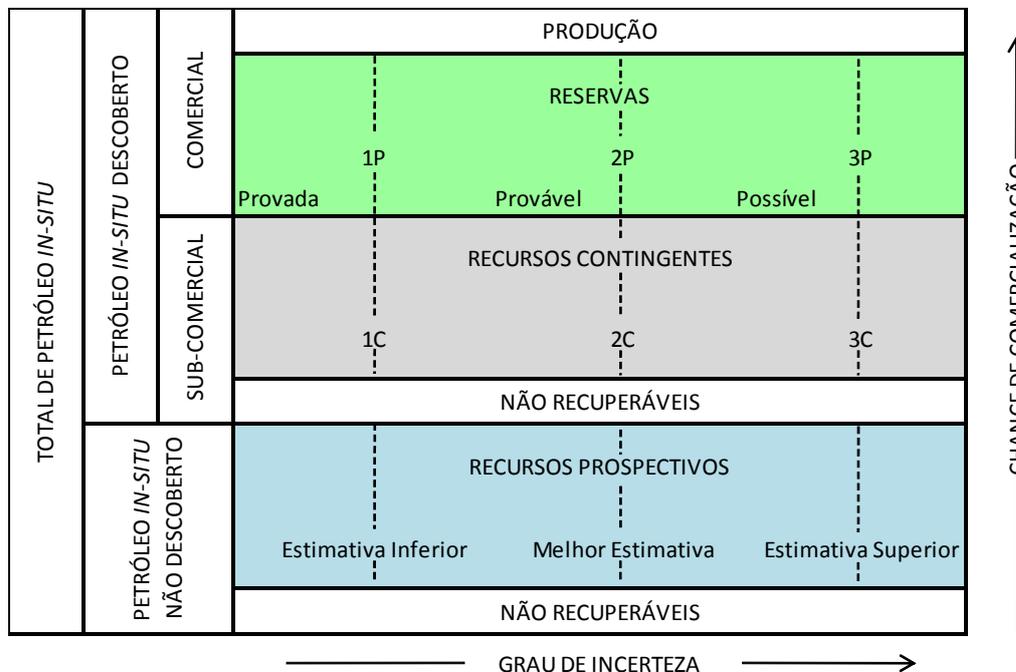


Figura 3: Representação Gráfica da Classificação de Recursos (Fonte: Adaptado de SPE-PRMS, 2007)

Os projetos são “classificados” segundo o eixo vertical de chance de comercialização, que representa a chance do projeto ser desenvolvido e atingir o status de comercialmente produtor. E, são “categorizados” conforme o eixo horizontal de grau de incerteza, que indica a variação nas quantidades estimadas como potencialmente recuperáveis por projeto.

Em relação à classificação (eixo vertical), o total de petróleo in-situ original pode ser dividido em descoberto e não descoberto. Para ser considerado descoberto, o recurso deve ter um ou mais poços exploratórios que tenham estabelecido, através de testes e amostras, a existência de quantidade significativa de hidrocarbonetos potencialmente móveis. No Brasil, a ANP considera também como petróleo descoberto volumes contidos em reservatórios que possam ser avaliados por correlações de perfis ou análise de testemunhos em reservatórios vizinhos e/ou geologicamente análogos (ANP, 2000).

Os recursos descobertos podem ser subdivididos em comerciais, onde estão classificadas a produção e as reservas, ou sub-comerciais, onde estão os recursos contingentes e os recursos descobertos não recuperáveis.

A produção pode ser definida como a quantidade acumulada de petróleo que já foi recuperada.

Para um recurso descoberto ser classificado como comercialmente recuperável, e conseqüentemente como reserva, a empresa deve demonstrar forte intenção de proceder com seu desenvolvimento em um determinado período de tempo e essa intenção deve estar baseada nos seguintes critérios:

- Evidências que garantam um cronograma razoável de desenvolvimento;
- Avaliação econômica dos projetos de desenvolvimento garantindo investimentos definidos e critérios de operação;
- Expectativa de mercado para absorver totalmente a produção ou no mínimo a quantidade necessária para justificar o desenvolvimento;
- Evidências de que as instalações necessárias para produção e transporte estão ou poderão ser colocadas disponíveis;
- Evidências de que questões legais, contratuais, ambientais, sociais e econômicas permitam a implementação do projeto de recuperação.

Ainda, por *benchmark*, o período de tempo considerado razoável para o início do desenvolvimento de um projeto é de 5 anos. Se o período for maior que isto, deve haver documentação clara justificando a classificação do projeto como reserva.

Os recursos contingentes podem ser definidos como quantidades de petróleo potencialmente recuperáveis de acumulações descobertas, mas cujos projetos não são considerados maduros o suficiente para o desenvolvimento comercial, devido a uma ou mais contingências. Nesta classe estão incluídos, por exemplo, projetos para os quais não há mercados viáveis, recursos cuja recuperação depende de tecnologia em desenvolvimento e recursos cuja análise ainda não é suficiente para avaliar sua comercialidade.

O petróleo in-situ não descoberto compreende uma parte que é considerada potencialmente recuperável e outra não recuperável.

Parte dos recursos (descobertos ou não) considerados não recuperáveis pode vir a se tornar recuperável no futuro se houverem mudanças nas circunstâncias comerciais ou se houver o desenvolvimento tecnológico necessário. Mas a parte

remanescente pode nunca ser recuperada devido a restrições físicas e químicas dessas formações.

Em relação à categorização (eixo horizontal), os volumes recuperáveis ou potencialmente recuperáveis podem ser representados por cenários determinísticos ou por distribuições de probabilidade.

Quando o grau de incerteza for representado por uma distribuição de probabilidade, devem ser fornecidos os seguintes valores:

- Estimativa inferior: deve haver pelo menos 90% de probabilidade (P90) de que a quantidade realmente recuperada seja igual ou exceda essa estimativa
- Melhor estimativa: deve haver pelo menos 50% de probabilidade (P50) de que a quantidade realmente recuperada seja igual ou exceda essa estimativa
- Estimativa superior: deve haver pelo menos 10% de probabilidade (P10) de que a quantidade realmente recuperada seja igual ou exceda essa estimativa

Os métodos determinísticos também devem fornecer as três estimativas (inferior, melhor e superior), porém estas serão baseadas em avaliações qualitativas das incertezas.

Essa mesma abordagem de incertezas deve ser aplicada a reservas, recursos contingentes e recursos prospectivos. Apesar de haver um alto risco de que recursos sub-comerciais e recursos não descobertos não sejam desenvolvidos, é útil considerar a variação nas quantidades potencialmente recuperáveis.

O uso de uma terminologia consistente promove clareza nos resultados de avaliação de recursos. A Tabela 1 resume a nomenclatura proposta pelo SPE-PRMS (2007):

Tabela 1: Terminologia Recomendada pelo SPE-PRMS (Fonte: Adaptado de SPE-PRMS, 2007)

Estimativa	Probabilidade da quantidade real ser maior ou igual à estimativa	Terminologia Probabilística	TERMINOLOGIA RECOMENDADA PELO PRMS		
				Para Reservas	Para Recursos Contingentes
Inferior	90%	P90	1P	Reserva Provada	1C
Melhor	50%	P50	2P	Reserva Provada + Provável	2C
Superior	10%	P10	3P	Reserva Provada + Provável + Possível	3C

A ANP define formalmente as categorias de reservas conforme descrição abaixo (ANP, 2000):

- Reservas Provadas: Reservas de petróleo e gás natural que, com base na análise de dados geológicos e de engenharia, se estima recuperar comercialmente de reservatórios descobertos e avaliados, com elevado grau de certeza, e cuja estimativa considere as condições econômicas vigentes, os métodos operacionais usualmente viáveis e os regulamentos instituídos pelas legislações petrolífera e tributária brasileiras.

- Reservas Prováveis: Reservas de petróleo e gás natural cuja análise dos dados geológicos e de engenharia indica uma maior incerteza na sua recuperação quando comparada à estimativa de reservas provadas.

- Reservas Possíveis: Reservas de petróleo e gás natural cuja análise dos dados geológicos e de engenharia indica uma maior incerteza na sua recuperação quando comparada com à estimativa de reservas prováveis.

Com a obtenção de dados adicionais do projeto, o grau de incerteza diminui e com isso parte das reservas avaliadas como possíveis e prováveis pode ser recategorizada para prováveis e provadas.

## 2.3

### Estimativa de Volumes Recuperáveis

Segundo Ross (2001), há duas filosofias fundamentalmente diferentes para o processo de estimação de volumes recuperáveis. Uma é baseada em risco e a outra é baseada em incerteza, e em geral são denominadas de “Abordagem Incremental” e “Abordagem Cumulativa” respectivamente.

No contexto da estimação de volumes recuperáveis de petróleo, risco pode ser definido como a probabilidade de um evento discreto ocorrer ou não, e incerteza como a faixa de resultados possíveis na estimação (distribuição de probabilidade).

Ambas as abordagens são válidas e a utilização de cada uma depende de diversos fatores, sendo apenas formas diferentes de pensar sobre o mesmo problema. Essa diferença se justifica pela forma que a indústria se desenvolveu, refletindo variações entre ambientes *onshore* e *offshore*, tamanho das

propriedades, concessões ou descobertas, legislação, entre outros fatores (Ross, 2001).

### 2.3.1

#### Filosofia Baseada em Risco - Abordagem Incremental

Segundo Ross (2001), nessa abordagem, a quantidade de reservas para cada classe (1P, 2P e 3P) é estimada deterministicamente como um volume discreto. Não há incerteza associada a esse volume, porém, há um risco do volume não ser apresentado e/ou recuperado. Esse risco pode estar associado à presença do petróleo, à ocorrência do projeto de desenvolvimento necessário para a recuperação do petróleo, ou a ambos.

Para exemplificar essa abordagem, um reservatório é ilustrado na Figura 4. A região onde há um elevado grau de certeza sobre o volume recuperável é considerada provada. Essa área pode, por exemplo, ser uma região que compreende poços atualmente produtores. A área provável é uma região que apresenta maior incerteza em relação ao desenvolvimento e à recuperação dos recursos que a área provada. A área possível compreende uma região onde existe ainda mais incerteza de desenvolvimento/recuperação do que na área provável.

A Figura 4 apresenta uma exemplificação da abordagem incremental:

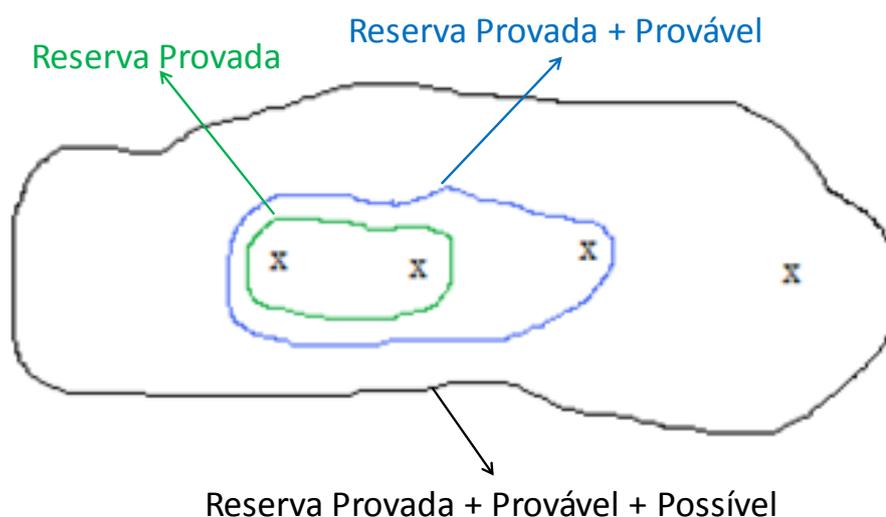


Figura 4: Representação da Abordagem Incremental

Ainda como exemplo, se houver um grande reservatório de gás numa região onde não há mercado consumidor, a probabilidade do projeto de desenvolvimento ser iniciado num período de tempo razoável é baixa. Nessa situação, algumas empresas ou países classificariam todo o volume associado a esse reservatório como possível, refletindo o risco de não desenvolvimento. Como todo o volume é classificado em uma única classe de reservas, esta abordagem se opõe à identificação de qualquer incerteza associada ao volume recuperável. Porém, essa incerteza deve ser substancial, uma vez que o reservatório ainda não foi desenvolvido.

### 2.3.2

#### **Filosofia Baseada em Incerteza - Abordagem Cumulativa**

Segundo Ross (2001), na abordagem cumulativa probabilística, considera-se a faixa de possíveis valores e probabilidades associadas (distribuições de probabilidade) a cada parâmetro de entrada da estimação de recursos e, através de simulações, obtém-se a distribuição dos volumes recuperáveis.

Etherington (2009) ilustra a quantificação da incerteza na Figura 5. Nela, os parâmetros estáticos (área, espessura, porosidade, saturação de hidrocarbonetos e fator volume de formação) e dinâmicos (fator de recuperação) do reservatório estão representados por distribuições de probabilidade. Estes parâmetros são utilizados como dados de entrada numa simulação de Monte Carlo, que como resultado traz o gráfico da distribuição do volume recuperável do reservatório, tendo no eixo horizontal os volumes e no eixo vertical a probabilidade de ocorrência de cada um desses volumes. A curva de linha pontilhada representa a densidade de probabilidade do volume recuperável e a curva de linha contínua apresenta a distribuição acumulada descendente (probabilidade de ocorrência de valores maiores ou iguais ao determinado no eixo x). No quadro à esquerda, podem ser observados os valores obtidos de média, desvio-padrão e os diversos percentis da curva acumulada descendente.



1. Produção de óleo e de gás;
2. Taxas e impostos;
3. Preços de óleo e preços de gás;
4. Custos operacionais fixos (OPEX Fixo);
5. Custos operacionais variáveis (OPEX Variável);
6. Investimentos de capital (CAPEX).

Para a aquisição das previsões de produção, uma das abordagens apresentadas no item 2.3 deve ser utilizada. As taxas e impostos serão calculados com base nessas previsões de produção.

Para a determinação das previsões de custos operacionais fixos e variáveis e investimentos de capital, é preciso que especialistas definam um plano de desenvolvimento previsto para esses recursos.

A análise econômica pode ser realizada de forma determinística ou probabilística.

Segundo Hooper III (2001), a análise econômica probabilística em conjunto com a análise probabilística de volumes recuperáveis permite que os tomadores de decisão compreendam melhor os resultados possíveis associados à exploração.

Diferentes cenários de reservas, como, por exemplo, combinações de área do reservatório e fator de recuperação, podem gerar a mesma quantidade de reservas, mas podem requerer investimentos significativamente diferentes. O autor defende que se deve considerar na análise não somente os resultados possíveis de reservas, mas também os resultados econômicos possíveis para esses diversos cenários, e para tal, deve-se levar em conta as incertezas relacionadas a fatores geológicos e econômicos.

Hooper III (2001) descreve a criação de um modelo econômico baseado em planilhas, para o cálculo do fluxo de caixa descontado, realizado através de simulação de Monte Carlo, com o objetivo de avaliar projetos de exploração.

As principais vantagens destacadas para o uso de planilhas foram a rapidez na análise, o estabelecimento de dependências entre as variáveis e a facilidade de customização do modelo.

Newendorp (1983) diferencia cinco categorias de avaliação de reservas. Os modelos de níveis 1, 2 e 3 são determinísticos. Os modelos de nível 4 são aqueles que avaliam volumes recuperáveis probabilisticamente e fatores econômicos

deterministicamente, e os de nível 5 aqueles que avaliam ambos probabilisticamente.

Nos modelos de nível 5, para cada iteração do cálculo probabilístico de reservas, são considerados cenários de desenvolvimento e produção e recursos de capital adequados. Através dessa abordagem, endereça-se individualmente cada configuração de reservas. Por exemplo, um reservatório com espessura pequena e extensão lateral grande pode ter as mesmas reservas de um reservatório com espessura grande e extensão lateral pequena. Porém, os dois podem necessitar de investimentos de capital bem diferentes. Os modelos de nível 5 reconhecem essas diferenças.

## 2.5

### Agregação de Reservas

Uma vez que cada entidade de reservas tenha suas reservas calculadas a diferentes níveis de incerteza, pode-se agregá-las em uma supra entidade de reservas de interesse. Por exemplo, pode-se agregar todas as reservas de uma companhia para reportar as reservas totais a órgãos reguladores ou acionistas.

Esta seção descreve os principais métodos de agregação de reservas encontrados na literatura.

#### 2.5.1

##### Método Determinístico

Consiste na adição direta das reservas das entidades consideradas, para um mesmo nível de incerteza. Considerando-se duas entidades de reservas A e B, temos:

$$P90_A + P90_B = P90_{A+B}$$

$$P50_A + P50_B = P50_{A+B}$$

$$P10_A + P10_B = P10_{A+B}$$

Suas vantagens são a simplicidade operacional e a facilidade de rastrear e auditar as agregações feitas através deste método. Contudo, este é um método

conservador e despreza potenciais ganhos de efeito portfólio para o nível de incerteza P90.

## 2.5.2

### Métodos Probabilísticos

Uma vez que as reservas são dadas a diferentes níveis de incerteza, pode-se imaginá-las como ativos individuais com diferentes riscos. Assim como ações, elas podem ser combinadas em uma carteira ou portfólio e, segundo Markowitz (1952), uma carteira de ações sempre possui risco menor ou igual à soma dos riscos das ações que a compõem.

Particularmente para a indústria de petróleo, o P90 da agregação probabilística pode ser representativamente maior do que a soma aritmética dos diferentes P90. De forma equivalente, o P10 da agregação probabilística pode ser menor do que a soma determinística dos P10. A média (ou valor esperado) não se altera e, como em geral o P50 se aproxima da média, não há diferença significativa entre o P50 da agregação probabilística e a soma aritmética dos P50. As variações observadas em P90 e P10 são comumente denominadas “efeito portfólio”. O efeito portfólio representa a redução no desvio-padrão da curva probabilística das reservas agregadas. Quanto maior e mais diversificado o portfólio, maior é o efeito portfólio (Etherington et al, 2001). Assim, considerando duas entidades de reservas A e B e realizando-se a agregação probabilística das entidades podemos observar que:

$$P90_A + P90_B \leq P90_{A+B}$$

$$P50_A + P50_B \cong P50_{A+B}$$

$$P10_A + P10_B \geq P10_{A+B}$$

Etherington et al. (2001) representaram na Figura 6 o efeito portfólio gerado pela agregação probabilística de entidades de reservas. No gráfico são apresentadas duas curvas de distribuição acumulada descendente: a linha pontilhada identifica a soma aritmética ou determinística das entidades de reservas

e, a linha contínua, a agregação probabilística considerando completa independência entre as entidades de reservas.

A dependência ou correlação entre entidades de reservas influencia de forma significativa a agregação probabilística. A correlação identifica eventuais riscos compartilhados pelas entidades. Se houver total independência entre as entidades, ou seja, não houver riscos comuns a elas, a agregação probabilística irá gerar um maior efeito portfólio. Já para entidades de reservas que estejam fortemente positivamente correlacionadas, isto é, sujeitas às mesmas condições e riscos, as desigualdades se aproximam para as igualdades e, portanto, não apresentam efeito portfólio. A identificação das correlações geraria cenários intermediários de efeito portfólio.

A Figura 6 apresenta no eixo horizontal o volume recuperável estimado e no vertical as probabilidades associadas. A região sombreada destaca o efeito portfólio que gera um ganho de reservas no percentil P90 (P90 probabilístico > P90 determinístico) e uma perda de reservas no percentil P10 (P10 probabilístico < P10 determinístico).

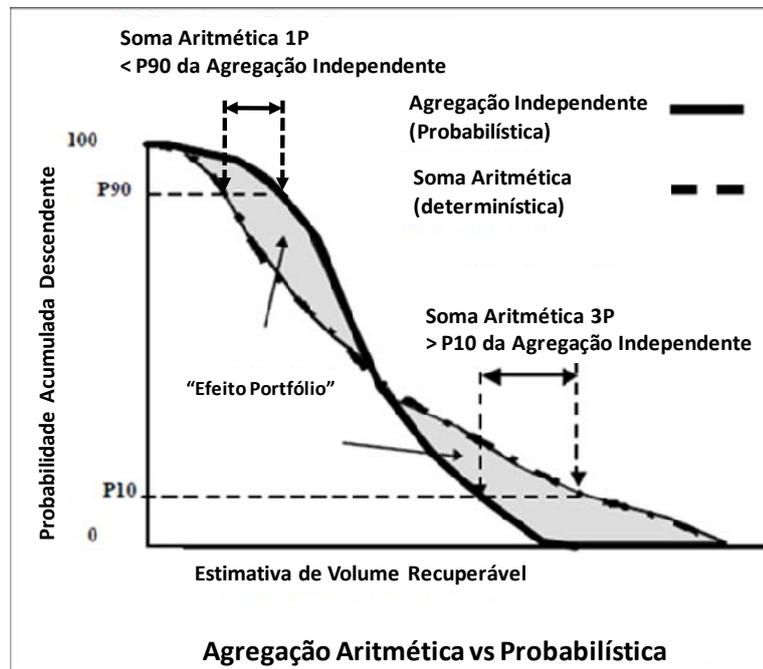


Figura 6: Efeito Portfólio da Agregação Probabilística (Fonte: Adaptado de Etherington et al., 2001)

Segundo Carter e Morales (1998), o ganho em reservas provadas (percentil P90) com a agregação probabilística pode chegar a 15% das reservas agregadas deterministicamente. A seguir serão apresentados os principais métodos de agregação probabilística encontrados na literatura.

### 2.5.2.1

#### Métodos de Amostragem

O principal método de amostragem utilizado é a simulação de Monte Carlo. A simulação de Monte Carlo é, em geral, um procedimento computacional que nos permite simular sistemas físicos, matemáticos, químicos, biológicos ou de outras áreas da ciência que tenham leis capazes de serem traduzidas numa linguagem matemática (Gavancho, 2001).

Dadas duas entidades de reservas A, B e suas respectivas curvas de distribuição de probabilidades, a soma por simulação de Monte Carlo consiste em sortear um valor aleatório dentro da distribuição de A, outro dentro da distribuição de B e somá-los, gerando uma nova distribuição  $S_{A+B}$  com o resultado de diversos sorteios. A partir da análise de frequência de S, obtém-se as probabilidades associadas a cada valor de  $S_{A+B}$  e, particularmente, pode-se obter P90, P50 e P10.

Conduzida desta forma, a agregação é dita independente, pois presume que não há correlação entre as entidades de reservas A e B. A simulação de Monte Carlo também pode ser utilizada quando há correlação entre entidades de reservas.

A determinação das correlações entre pares de entidades tem o objetivo de quantificar os riscos compartilhados pelas duas entidades. Se, por exemplo, as entidades A e B apresentam uma correlação forte, isto indica que se houver sucesso na exploração de A, a probabilidade de também se obter sucesso na exploração de B é alta.

O tratamento de correlações é de grande importância para evitar superestimação das reservas provadas (P90) e subestimação das reservas possíveis (P10) geradas pelo efeito portfólio da agregação. No item 2.5.3 serão apresentadas as formas de identificação e quantificação de correlações entre pares de entidades de reservas encontradas na literatura.

Após a quantificação do coeficiente de correlação entre as entidades A e B é preciso considerá-lo durante os sorteios dos valores a serem somados. O

coeficiente de correlação entre um par de entidades de reservas é dado por um valor no intervalo  $[-1,1]$ , onde 1 significa correlação total, sendo o resultado similar ao da agregação determinística, 0 é a independência total e -1 representa duas entidades com comportamentos exatamente opostos.

O procedimento para agregação via Monte Carlo considerando correlação entre entidades consiste em sortear um valor aleatório dentro da distribuição de probabilidade da entidade A e sortear outro valor aleatório dentro da distribuição de B, porém dentro de uma faixa determinada pelo coeficiente de correlação. Por exemplo, se há uma correlação forte entre A e B e foi sorteado um valor alto para A, será sorteado um valor para B dentro de uma faixa restrita de sua distribuição, cujo tamanho será determinado pela correlação, contendo os valores mais altos da distribuição. Em seguida somam-se os dois valores sorteados, repete-se todo o procedimento diversas vezes e está criada uma nova distribuição  $S_{A+B}$  e, a partir dessa distribuição, pode-se obter os percentis P90, P50 e P10.

Ainda em métodos de amostragem, existe a técnica de Hipercubo Latino, que consiste na estratificação da amostragem com o objetivo de gerar amostras sem repetição. O número de estratificações da distribuição de probabilidade acumulada é igual ao número de iterações realizadas. Sendo assim, apenas uma amostra é extraída de cada estratificação.

A amostragem por Hipercubo Latino recria mais fielmente as funções de distribuição de probabilidade com menos iterações que o método de Monte Carlo, e evita o fenômeno de aglomeração (*clustering*), em que ocorre o sorteio de valores muito próximos na distribuição de probabilidade.

As Figuras 7 e 8 ilustram, respectivamente, os métodos de amostragem de Monte Carlo e de Hipercubo Latino com cinco iterações. Ambas apresentam curvas de distribuição acumulada. No eixo vertical estão as probabilidades e no horizontal os valores correspondentes a essas probabilidades. Na Figura 7, são sorteados valores aleatórios de probabilidade, podendo haver com isso a ocorrência de *clustering*. Já na Figura 8, a distribuição é estratificada em cinco faixas, conforme o número de iterações definido, e é sorteado um valor de probabilidade em cada estratificação. Com isso, evita-se a incidência do fenômeno de *clustering*.

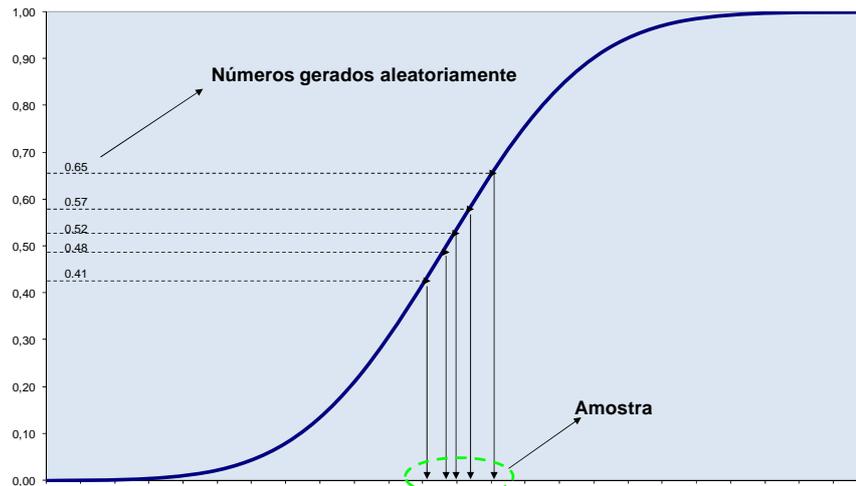


Figura 7: Método de Monte Carlo com Ocorrência de *Clustering*

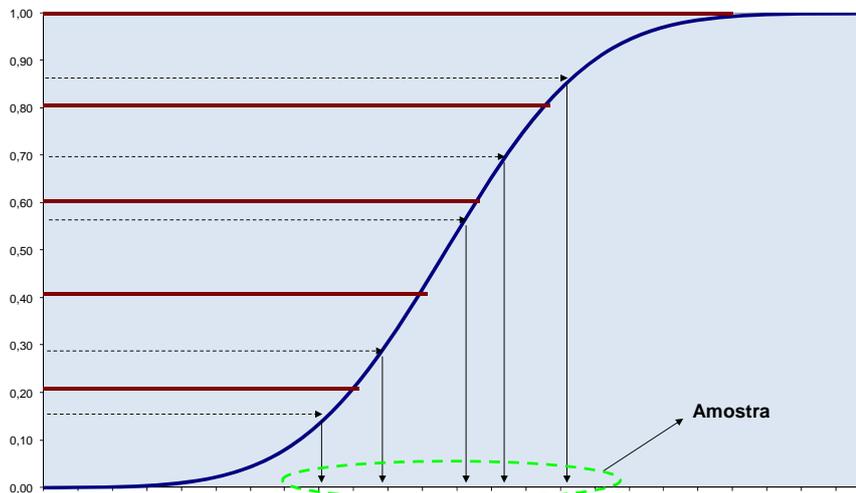


Figura 8: Método de Hipercubo Latino

De acordo com Packham e Schmidt (2009), o método do Hipercubo Latino é apropriado para simulações com eventos raros (grande incerteza) e menor amostragem. Adicionalmente, segundo estudo realizado por Saliby e Moreira (2002), o método do Hipercubo Latino apresenta melhores resultados que o método de Monte Carlo, como maior velocidade de convergência e maior exatidão nos resultados.

O método de simulação por Hipercubo Latino, assim como o método de Monte Carlo, também permite com facilidade considerar as correlações entre entidades de reservas.

### 2.5.2.2

#### Métodos Analíticos

Os métodos analíticos utilizam expressões algébricas e fundamentos estatísticos para agregar reservas. Assim como os métodos de simulação por amostragem, podem considerar correlações entre as entidades. Como dados de entrada são necessárias as equações das curvas de distribuição das entidades. Essas distribuições de entrada são somadas e, como resultado, fornecem a descrição algébrica ou a equação da curva da soma.

Com base no Teorema Central do Limite, Capen (2001) defende que a distribuição de qualquer entidade de reservas é sempre aproximável por uma distribuição lognormal, pois provém de um produtório de muitas variáveis independentes como porosidade, área do reservatório, espessura do reservatório. Capen (2001) afirma que para a realidade de uma indústria petrolífera, a quantidade de lognormais a serem somadas é insuficiente para o resultado se aproximar de uma normal, mas que este resultado pode ser aproximado por outra lognormal, com média e variância iguais respectivamente às somas das médias e das variâncias das distribuições consideradas.

A principal vantagem de se trabalhar presumindo que as curvas de distribuição sejam lognormais é a facilidade de se obter a descrição completa da curva a partir de apenas dois percentis. Porém, este método proposto por Capen (2001) não trata a correlação entre entidades de reservas. Outro ponto negativo é que não há na literatura consenso sobre haver uma forma padrão das curvas de distribuição de reservas de petróleo e sobre qual seria essa distribuição padrão.

Van Elk et al. (2000) defendem que as entidades seguem distribuição normal e propõem um novo método onde são consideradas as correlações entre entidades. Primeiro é necessário obter os parâmetros das distribuições normais de cada entidade de reservas a ser agregada e seu diagrama de tornado. O diagrama de tornado é uma ferramenta para visualização da sensibilidade das reservas daquela entidade à variação de um parâmetro como porosidade, permeabilidade, espessura.

A partir da análise dos diagramas de tornado, especialistas podem determinar como a variação em um dado parâmetro, como, por exemplo, a espessura do reservatório de uma entidade A influi no mesmo parâmetro de outra

entidade B e, a partir dessas comparações e análises de regressão, é possível calcular o coeficiente de correlação entre A e B. Tendo a correlação entre as entidades e presumindo que sigam distribuições normais, é possível somá-las algebricamente.

Como a comparação par a par de cada parâmetro é muito trabalhosa, Van Elk et al. (2000) propuseram uma simplificação por proximidade e similaridade: entidades próximas geograficamente e com aproximadamente a mesma idade geológica podem ser agregadas deterministicamente em uma única supra-entidade. Assim, avaliam-se apenas as correlações entre os pares de supra-entidades.

Uma desvantagem deste método se refere ao uso dos diagramas tornado. Segundo Van Elk et al. (2008), para se comparar dois diagramas tornados é preciso que eles tenham sido construídos sob as mesmas premissas. Além disso, a comparação par a par de cada parâmetro é tão custosa que os mesmos sugerem a simplificação de proximidade e similaridade. Por fim, há a falta de consenso quanto a utilizar ou não a distribuição normal como representativa da distribuição das entidades de reservas.

### 2.5.2.3

#### **Método dos Cenários ou Árvore de Decisão**

Swinkels (2001) cita o método dos cenários, também conhecido como método da árvore de decisão. A árvore é construída a partir da principal ou maior entidade de reservas. Ramifica-se em três cenários: o otimista, o mais provável e o pessimista. No final de cada ramo há uma representação da segunda entidade de reservas mais importante. A partir de cada representação, faz-se uma nova ramificação em três cenários, sendo que as probabilidades associadas agora são dependentes de todos os cenários considerados anteriormente.

A questão das correlações entre entidades de reservas é tratada através das probabilidades associadas a cada ramo. A Figura 9 apresenta uma representação do método dos cenários, considerando-se três entidades de reservas N, M e S, e correlações fracas entre essas entidades. Por exemplo, dado que a primeira ramificação tem igual probabilidade de ocorrência para os três cenários (33%), e considerando que ocorreu o cenário superior (reservas pessimistas para a entidade

N), o autor atribui probabilidade ligeiramente aumentada para o ramo superior da entidade M, ou seja, atribui 45% de probabilidade de um cenário pessimista ocorrer para as reservas da entidade M dado que houve um cenário pessimista para N e há dependência, ainda que fraca, entre as entidades. A Figura 10 apresenta a mesma representação para as entidades N, M e S, porém agora considerando correlação alta entre elas. Tomando o mesmo exemplo dado acima, observa-se que Swinkels (2001) atribui uma probabilidade bastante aumentada para o ramo superior (cenário pessimista para as reservas de M), 67%.

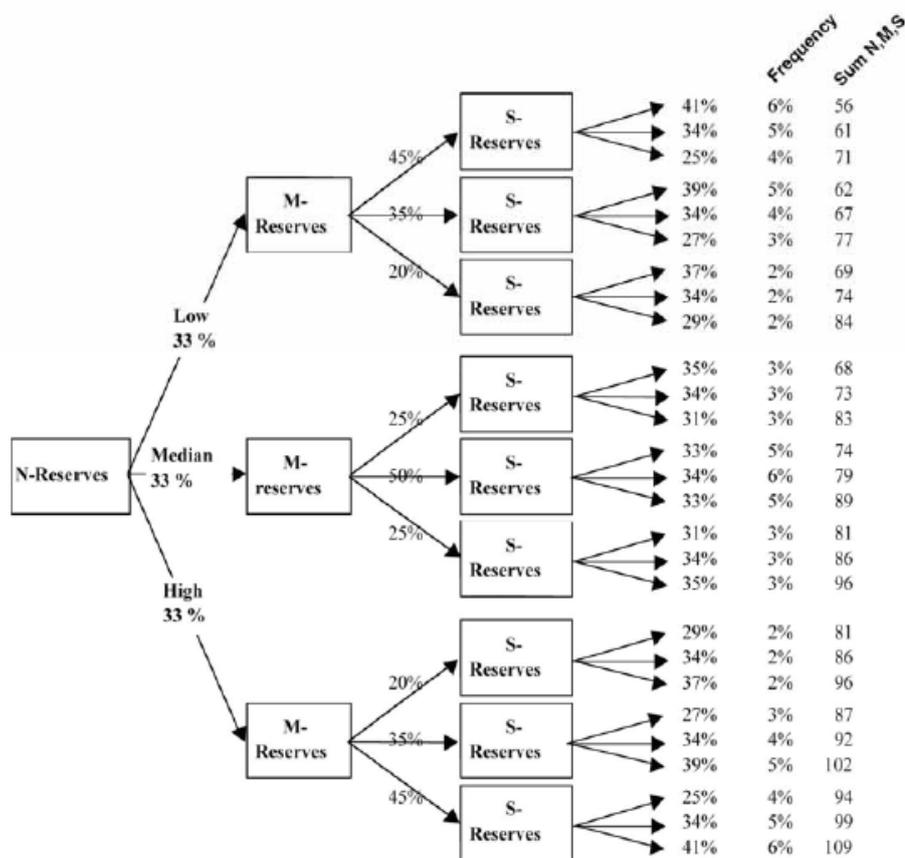


Figura 9: Árvore de Decisão para Baixa Correlação (Fonte: Swinkels, 2001)

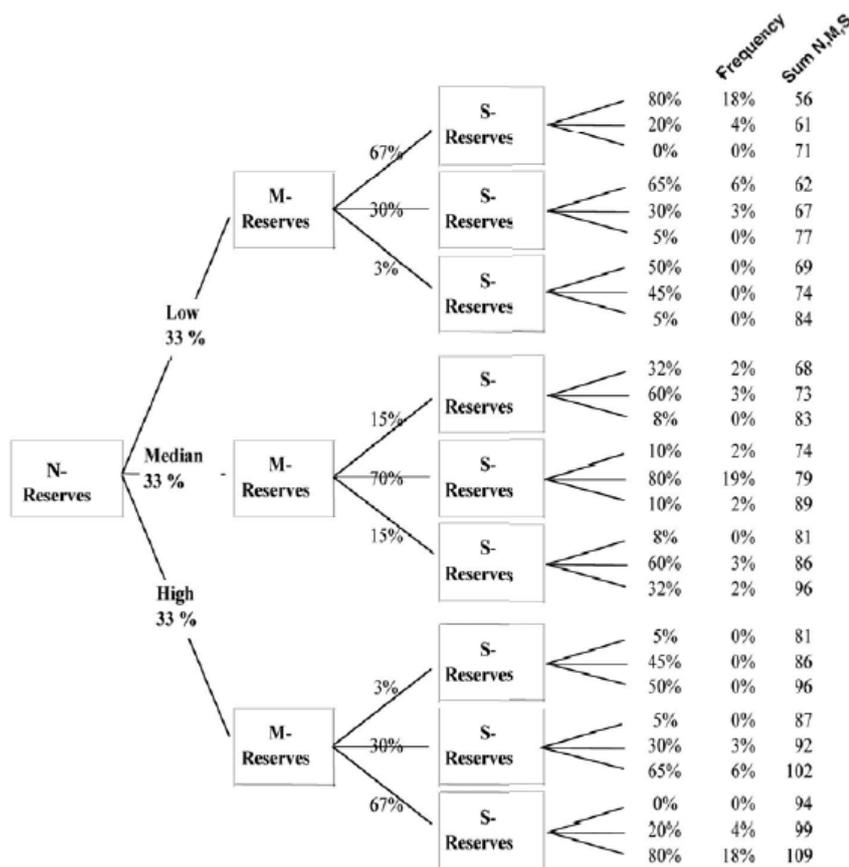


Figura 10: Árvore de Decisão para Alta Correlação (Fonte: Swinkles, 2001)

Essas probabilidades são definidas pelo tomador de decisão, sendo portanto de caráter subjetivo.

Além da subjetividade para a atribuição de probabilidades a cada ramo, há ainda o crescimento exponencial de nós e ramos, o que dificulta a manutenção da consistência lógica na atribuição das probabilidades aos ramos após poucos passos.

### 2.5.3

#### Correlações entre Entidades de Reservas

Observa-se que alguns dos métodos de agregação probabilística expostos consideram as possíveis correlações entre entidades de reservas. Conforme citado, a determinação das correlações par a par tem o objetivo de quantificar os riscos compartilhados por duas entidades, e com isso evitar superestimação das reservas provadas (P90) e subestimação das reservas possíveis (P10) geradas pelo efeito portfólio na agregação.

Carter e Morales (1998) apresentam na Figura 11 uma comparação entre os resultados da agregação determinística e da agregação probabilística com diferentes tratamentos para as correlações entre entidades (campos). A linha horizontal identificada pelo valor 0% corresponde à agregação determinística dos campos da esquerda para a direita. As linhas vermelhas representam a agregação probabilística com total independência entre os campos. A linha vermelha superior corresponde ao ganho percentual de P90 comparado a agregação determinística, que no total alcança 14,8%. A linha vermelha inferior corresponde à perda no percentil P10. As linhas azuis representam a agregação probabilística considerando o agrupamento dos campos. Dentro do mesmo grupo a correlação entre os campos é considerada total e entre os grupos é considerada zero (total independência). O ganho percentual no percentil P90 alcança 11,7% para esse cenário. Por último, as linhas pretas representam um cenário também de agrupamento de campos. A correlação é considerada total entre integrantes do mesmo grupo, porém as correlações entre grupos de campos são identificadas através da experiência de especialistas. Nessa situação, o ganho percentual em P90 chega a 9,3%.

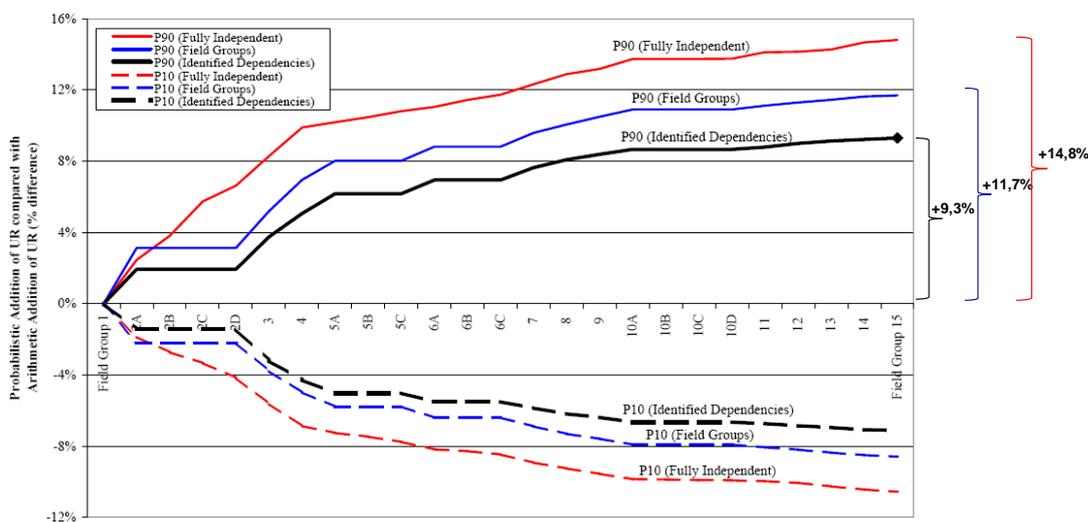


Figura 11: Comparação entre Agregação Determinística e Probabilística com Diferentes Tratamentos de Correlações (Fonte: Carter e Morales, 1998)

Alguns métodos para mapeamento e quantificação das correlações entre pares de entidades de reservas foram encontrados na literatura e são apresentados nesta seção.

Todos os autores pesquisados concordam que é preciso em alguma etapa do processo a participação ativa de especialistas, um recurso que pode ser considerado caro e limitado.

O número de comparações necessárias  $n(n-1)/2$  (onde  $n$  é igual ao número de entidades) é bastante alto e com apenas 10 entidades já são realizadas 45 comparações. Diversos métodos de simplificação para a obtenção das correlações foram encontrados. A partir dos trabalhos de Gair (2003), Delfiner & Barrier (2004), Capen (2001), Carter e Morales (1998), Van Elk et al. (2000), Van Elk et al. (2008), foram identificadas as principais formas de tratamento das correlações:

- Comparação direta de cada par de entidades por especialistas que atribuem valores para o coeficiente de correlação;
- Avaliação por especialistas dos principais parâmetros de cada par de entidades por meio dos diagramas de tornado;
- Polarização das correlações em 0 (independência total) e 1 (correlação total);
- Atribuição de valores de coeficiente de correlação específicos para cada nível qualitativo de correlação, como, por exemplo, os valores “0,1 – 0,3 – 0,5” para correlações consideradas “fraca – média – forte”;

Nas duas primeiras correntes, as principais dificuldades seriam obter a concordância entre especialistas e manter a coerência lógica quando comparando um número muito grande de pares de entidades.

As duas últimas correntes induzem ao mesmo erro: a discretização ou, no seu extremo a polarização, pode implicar em inconsistência estatística. Por exemplo, se uma entidade A tem correlação 0,6 com B e B tem correlação 0,5 com C, na polarização, pelo arredondamento esses valores saltam para 1. O que significa que A é totalmente dependente de B, este de C e, portanto, A e C deveriam apresentar correlação 1 também. Contudo, se antes A e C apresentavam correlação 0,3, agora apresentam 0 e, por conseguinte, há erro de consistência.

## 2.6

### Considerações Finais

A estimação probabilística de reservas pode gerar variações – segundo Carter e Morales, até 15% comparado ao que se obteria avaliando deterministicamente as reservas provadas. Diversos métodos precisam ser escolhidos para que em conjunto o processo de avaliação probabilística possa ser conduzido dentro da realidade de dados disponíveis na indústria e evitando subestimação ou superestimação de reservas, já que esse é um número de suma importância na determinação do valor de uma companhia petrolífera.

Neste capítulo foi feita uma revisão das principais etapas que compõem o processo de avaliação e agregação de reservas de óleo e gás.

Nas Seções 2.1 e 2.2 foram apresentadas as definições, classificações e categorizações de recursos de petróleo segundo as organizações SPE, AAPG, WPC, SPEE e ANP.

Já na Seção 2.3 foram expostas as duas principais abordagens para estimação de volumes recuperáveis de óleo e gás: a abordagem incremental e a abordagem cumulativa.

O objeto da presente pesquisa, que é a estimação probabilística de reservas, é por natureza baseado em incerteza. Desta forma, a estimação de recursos deveria ser sempre expressa como uma faixa de valores.

Ainda, a filosofia baseada em incerteza suporta métodos determinísticos e probabilísticos, ao contrário da baseada em risco, que só suporta métodos determinísticos.

Portanto, a abordagem cumulativa é a mais apropriada para a estimação de reservas de uma entidade de reservas.

A Seção 2.4 apresentou a importância de também se considerar incertezas associadas a fatores econômicos na avaliação de reservas.

A Seção 2.5 revisou os principais métodos de agregação de reservas encontrados na literatura. Explicou as vantagens da agregação probabilística e principalmente a possibilidade de ganho de reservas provadas devido ao efeito portfólio.

Em relação à agregação das reservas das entidades, o método de simulação por Hipercubo Latino permite a obtenção da curva de distribuição de

probabilidade da agregação das entidades com menor esforço computacional. Além disso, por se tratar de um método de amostragem, aceita distribuições de probabilidade para os dados de entrada.

Uma grande barreira à agregação probabilística é a obtenção dos coeficientes de correlação entre entidades. Conforme exposto, a determinação das correlações é trabalhosa e os métodos vistos na literatura necessitam da avaliação de especialistas, recurso caro e escasso.