

## **Estudo Comparativo dos Critérios de Mensuração das Reservas Provasdas, segundo SPE/WPC e SEC: o Caso da PETROBRÁS**

### **Autores**

**JORDÃO RIBEIRO MOREIRA**

PMIRPGCC - UNB/UFPB/UFPE/UFRN

**JORGE KATSUMI NIYAMA**

Universidade de Brasília

**DUCINELI RÉGIS BOTELHO**

PMIRPGCC - UNB/UFPB/UFPE/UFRN

### **RESUMO**

Este trabalho de pesquisa tem como objetivo comparar os critérios de avaliação e classificação das reservas provadas de petróleo, segundo a *Society of Petroleum Engineers* e *World Petroleum Council* (SPE/WPC) e a *Securities and Exchange Commission* (SEC) nas demonstrações contábeis da Petrobrás. A metodologia do trabalho consiste em uma pesquisa bibliográfica especializada, com uma investigação das definições de reservas da SPE/WPC, dos diversos normativos internacionais que regulam os procedimentos contábeis para as empresas produtoras de óleo e gás, e de uma análise documental dos relatórios elaborados pela Petrobrás e submetidos à SEC e a CVM. Como resultado da pesquisa, foi identificado que a SEC apresenta diversas restrições, por exemplo, quanto aos critérios de determinação do menor contato conhecido de hidrocarboneto. Os dados coletados dos relatórios da Petrobrás revelaram uma variação crescente nos últimos cinco anos em favor das reservas avaliadas pelos critérios da SPE/WPC, chegando a uma variação a 11,6% para as reservas de óleo, líquidos de gás natural (LGN) e condensado em 2004, com relação às mesmas reservas avaliadas pelos critérios da SEC. Esses números caracterizam uma posição conservadora por parte da SEC, que não considera as evoluções tecnológicas dos últimos trinta anos quanto aos métodos de mensuração da capacidade das reservas e conseqüentemente, com reflexos potenciais no seu *financial reporting*.

### **1. INTRODUÇÃO**

Vários estudos ao longo dos anos têm discutido a terminologia utilizada na classificação das reservas de petróleo das empresas produtoras de óleo e gás. Faz-se necessária uma definição clara e objetiva do termo “petróleo”. A *Society of Petroleum Engineers* (SPE, 1997, tradução nossa) define o petróleo como “[...] líquidos e gases naturais que são predominantemente formados de compostos de hidrocarboneto.” Para tornar esse conceito ainda mais claro, Summers (2003, p. 799) define o termo hidrocarboneto como “um composto

químico que consiste de hidrogênio e carbono, como o carvão e o gás”.

Por outro lado, o petróleo também pode conter outras substâncias além dos hidrocarbonetos, conforme a SPE (1997) exemplifica que átomos de enxofre, oxigênio e nitrogênio estão combinados com o carbono e o hidrogênio nos compostos de hidrocarboneto.

O petróleo desperta o interesse da economia mundial por ser uma das maiores fontes de energia do mundo. Dessa forma, o petróleo torna-se um precioso ativo para as empresas produtoras de óleo e gás, conforme afirmam Harrel e Gardner (2003, p.1) “Para virtualmente todos os produtores de óleo e gás, seus ativos são basicamente reservas de *hidrocarboneto* que possuem através de várias formas de direitos sobre reservas minerais ou contratos e que produzem receita de produção e venda”.

Contudo, embora as reservas de petróleo sejam ativos substanciais no balanço patrimonial de uma empresa produtora de óleo e gás, o petróleo se encontra comumente preso nos poros das rochas, a centenas de metros abaixo da superfície. De acordo com as definições da SPE (1997, tradução nossa), “a quantidade exata de óleo e gás que pode ser produzida a partir de um reservatório natural não pode ser medida com precisão”.

Por esse motivo, para evitar que cada empresa adote seus próprios critérios, e com isso, apurem números conceitualmente não comparáveis entre si, algumas entidades vêm estudando uma maneira de classificar, avaliar e reportar as reservas de petróleo de maneira uniformizada. Harrel e Gardner (2003, p. 2) destacam as principais entidades que vêm trabalhando nesse sentido, dentre essas entidades, pode-se destacar: a *Society of Petroleum Engineers* (SPE), em conjunto com o *World Petroleum Council* (WPC), e a *United States Securities and Exchange Commission* (SEC). Enquanto a SPE é uma organização de caráter científico e profissional, a SEC atua como um regulador do mercado de títulos dos Estados Unidos e suas normas têm força de lei.

Com relação à classificação das reservas de petróleo, a SPE (1997, tradução nossa) afirma que “a terminologia utilizada na classificação das substâncias derivadas do petróleo e das várias categorias de reservas tem sido objeto de muito estudo e discussão ao longo dos anos”. Tentativas de se padronizar a terminologia de reservas vêm desde a década de 30. Harrel e Gardner (2003) apresentam um histórico sobre a evolução das definições de reservas, destacando o Instituto de Petróleo Americano (API) como a primeira entidade a apresentar uma classificação para o petróleo e várias categorias de reservas.

Desde então, os avanços tecnológicos permitiram métodos de avaliação de reservas cada vez mais sofisticados e precisos, o que intensificou a necessidade de uma nomenclatura melhorada, que fosse consistente para os profissionais que lidam com a terminologia de reservas.

A SPE e o WPC estudaram de forma independente as reservas de petróleo, e em 1997,

coincidentalmente, criaram semelhantes conjuntos de definições para as reservas. Essas entidades logo perceberam que trabalhando juntas, as suas definições poderiam ser combinadas em um único sistema, que poderia ser utilizado pela indústria mundialmente, com resultados mais satisfatórios quanto ao critério de mensuração.

Todavia, a SEC possui força de Lei e a autoridade para determinar o tratamento contábil que deve ser dado às reservas de petróleo. A SEC, em 1978, em consonância com as leis de mercado de títulos e a Lei de Política e Conservação de Energia de 1975, emitiu o Regulamento S-X (*Accounting Rules – Form and Content of and Requirements for Financial Statements*) que incluía normas de contabilidade financeira e divulgação de informações para atividades ligadas à produção de óleo e gás. Ou seja, existem dois conjuntos de definições para reservas, um elaborado pela SPE/WPC e outro emitido pela SEC, sendo que os critérios da SEC são obrigatórios para as empresas que negociam no mercado de ações dos Estados Unidos.

As definições elaboradas pela SEC e SPE, embora semelhantes, não são idênticas, conforme Harrel e Gardner (2003, p.1) afirmam: “uma ligeira comparação dessa definição [desenvolvida pela SEC] com as definições de reserva de petróleo desenvolvidas pela SPE/WPC (1997) revela pouca diferença, se alguma, na forma de avaliar as reservas de petróleo; na maioria dos casos, a diferença na estimativa de volume-capacidade dos dois sistemas deveria ser irrelevante”.

Porém, o regulamento S-X foi criado em consonância com a Lei de Política e Conservação de Energia de 1975, ou seja, é uma norma com vigência há cerca de três décadas. Desde então, as tecnologias de avaliação de reservas avançaram muito, conforme Harrel e Gardner (2003) afirmam que naquele tempo, as avaliações de reservas por métodos probabilísticos não eram amplamente reconhecidas ou apreciadas nos Estados Unidos. Esses e outros fatores continuam criando inúmeros problemas não-resolvidos quanto à aplicação das definições de 1978 às novas realidades tecnológicas de hoje.

Com a finalidade de observar os efeitos que as diferenças entre os critérios de avaliação de reservas de petróleo da SEC e SPE podem causar no âmbito da indústria petrolífera nacional, foi selecionada a Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobrás, como exemplo. Segundo a Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) (2000) “dentro dos setores de infra-estrutura no Brasil, a indústria de petróleo é aquela que se organizou e se desenvolveu ao redor de uma única empresa.” Mesmo com a aprovação da Lei 9.478 (Lei do Petróleo) que inicia uma nova era na indústria de petróleo nacional com o fim do monopólio da Petrobrás, ainda assim, é uma empresa que atua de forma integrada e especializada nos segmentos de exploração, produção, transporte, petroquímica, refino e comercialização de óleo, gás e energia. Criada em 1953, é hoje a 15ª maior companhia de petróleo do mundo, segundo os critérios da publicação *Petroleum Intelligence Weekly*.

Em 2004, de acordo com a *Amex Oil Index* (XOI), as ações das empresas petrolíferas

registraram variação média positiva de 28%, enquanto os títulos da Petrobrás (ADRs) negociados na Bolsa de Valores de Nova Iorque (PBR e PBRA) valorizaram-se 36% e 35,8%, respectivamente. No Brasil, a Bolsa de Valores de São Paulo (Bovespa) encerrou o ano com valorização média de 17,8%, enquanto as ações da Petrobrás ON e PN registraram alta de 26,6% e 27,2%, respectivamente.

Para que a Petrobrás possa negociar suas ações na Bolsa de Nova Iorque e na Bovespa, precisa cumprir as exigências da SEC e da Comissão de Valores Mobiliários (CVM), respectivamente. Essas exigências incluem uma estimativa do volume de petróleo que pode ser extraído dos reservatórios naturais nos anos futuros; entretanto, os relatórios são exigidos com base em critérios distintos: os da própria SEC e os da SPE/WPC.

Diante dessas considerações, este trabalho de pesquisa tem como objetivo comparar os critérios de avaliação e classificação das reservas provadas de petróleo, segundo a *Society of Petroleum Engineers* e *World Petroleum Council* (SPE/WPC) e a *Securities and Exchange Commission* (SEC) nas demonstrações contábeis da Petrobrás.

A pesquisa foi delineada quanto aos objetivos, quanto aos procedimentos e quanto à abordagem do tema. Com o objetivo de estudar as características das reservas de petróleo do ponto de vista contábil, foi escolhido o delineamento, quanto aos objetivos, de pesquisa explicativa. Ou seja, o foco da pesquisa será explicar as diferenças que podem ocorrer entre as reservas provadas de petróleo avaliadas pelos critérios da SPE (Definições de 1997) e SEC (Regulamento S-X).

Quanto aos procedimentos, este trabalho será realizado sob o delineamento de pesquisa tanto bibliográfica como documental, pois busca extrair informações de normas e estudos internacionais sobre o assunto, assim como de relatórios emitidos pela Petrobrás sobre a situação de suas reservas de petróleo.

As diferentes definições de reservas de petróleo são baseadas em critérios subjetivos, não sendo possível calcular de forma precisa o valor de uma reserva, nem exatamente quando deverá ser classificada em uma categoria ou outra. Seguindo essa linha de pensamento, o trabalho será realizado, quanto ao enfoque do tema, sob o delineamento de pesquisa qualitativa, visto que objetiva identificar as diferenças entre as definições e normas internacionais e seus possíveis efeitos sobre os relatórios contábeis da Petrobrás, sob o ponto de vista teórico.

A estrutura deste trabalho está dividida em quatro partes com a finalidade de atingir o objetivo proposto. Após esta introdução, a segunda parte versará sobre os principais conceitos teórico-contábeis inerentes à definição, avaliação e evidenciação de reservas de petróleo, segundo os estudos da SPE/WPC e a SEC. Em seguida, será apresentado um estudo histórico dos relatórios contábeis da Petrobrás, que demonstram a situação de suas reservas de petróleo e como essas demonstrações se comportam diante da observância das definições da SPE ou das normas da SEC. Finalmente, a quarta parte apresentará as considerações finais sobre os

principais aspectos que permeiam o assunto estudado.

## **2 RESERVAS DE PETRÓLEO, SEGUNDO AS NORMAS DA SPE/WPC VERSUS SEC**

De acordo com a SPE (1997, tradução nossa): “reservas são aquelas quantidades de petróleo que se espera ser comercialmente recuperada de reservatórios conhecidos, até uma determinada data futura”. Ou seja, todo aquele petróleo que pode ser extraído, processado e comercializado, gerando receita para a companhia.

Entretanto, conforme afirma a SPE (1997), toda estimativa de reserva envolve algum grau de incerteza, diretamente proporcional ao nível de informações geológicas confiáveis à disposição da empresa. Por esse motivo, tornou-se necessário criar um sistema de classificação de modo a separar as informações sobre reservas de acordo com o grau de incerteza associado. A SPE (1997) classifica as reservas de petróleo em três principais categorias, de acordo com o nível de incerteza: Reservas Provadas, Reservas Prováveis e Reservas Possíveis.

### **2.1 Classificação em reservas provadas e não-provadas**

Segundo a SPE (1997), o termo “reserva provada” se refere àquele volume de petróleo que, através da análise de dados geológicos e de engenharia, pode-se estimar, com razoável certeza, ser comercialmente recuperável. Essa definição será descrita com maiores detalhes ao compará-la com a definição equivalente da SEC.

Sobre as reservas não-provadas, a SPE (1997) define: “[...] são baseadas em dados geológicos ou de engenharia similares aos utilizados para reservas provadas. Mas incertezas técnicas, contratuais, econômicas ou normativas impedem que sejam classificadas como provadas.” As reservas não provadas ainda podem ser classificadas como reservas prováveis ou reservas possíveis.

As reservas não-provadas podem ser estimadas assumindo condições econômicas futuras diferentes das que prevalecem na data da estimativa. A SPE (1997) afirma que os efeitos de possíveis avanços nas condições econômicas e desenvolvimento tecnológico podem ser expressos pela alocação de quantidades de reservas às categorias de reservas prováveis e possíveis.

Reservas prováveis são reservas não-provadas, cuja análise de dados geológicos e de engenharia indica uma probabilidade de sucesso superior à probabilidade de insucesso no processo de recuperação, conforma as definições da SPE (1997). Caso métodos probabilísticos sejam utilizados, deve haver pelo menos 50% de chance de que as quantidades realmente extraídas igualem ou superem a soma das estimativas para reservas provadas e não-provadas.

Finalmente, reservas possíveis, ainda de acordo com as definições da SPE (1997), são aquelas reservas não-provadas, cuja análise de dados geológicos e de engenharia sugerem ser menos passíveis de serem recuperáveis do que as reservas prováveis. Neste contexto, quando métodos probabilísticos forem utilizados, deve haver uma chance de pelo menos 10% de que as

quantidades realmente recuperadas igualem-se ou superem as reservas provadas somadas às prováveis e possíveis.

Tanto as reservas provadas quanto as não provadas podem ser categorizadas, quanto ao grau de desenvolvimento e produção de seus reservatórios, em desenvolvidas ou não-desenvolvidas. As reservas desenvolvidas ainda podem ser classificadas em produtivas e não produtivas.

## 2.2 Diferenças entre as os critérios da SEC *versus* SPE/WPC

A U.S. SEC (1978, § 210.4-10), define reservas provadas através do Regulamento S-X, a saber:

Reservas provadas de petróleo e gás são os volumes estimados de petróleo bruto; gás natural e líquidos de gás natural, cujos dados geológicos e de engenharia demonstrem com **razoável grau de certeza**, poderem ser exploradas em anos futuros a partir de reservatórios conhecidos, sob condições econômicas e operacionais existentes, i.e., com preços e custos da data da estimativa. Os preços levam em consideração apenas as alterações nos preços contratualmente previstas, mas não reajustes baseados em condições futuras.

A SPE/WPC (1997) define reservas provadas, calculadas deterministicamente, conforme segue:

Reservas provadas são aquelas quantidades de petróleo que, por análise de dados geológicos e de engenharia, pode-se estimar, com **razoável certeza**, serem comercialmente recuperáveis, até uma determinada data, de reservatórios conhecidos e sob condições econômicas, métodos operacionais e os regulamentos governamentais. Reservas provadas podem ser categorizadas em desenvolvidas ou não-desenvolvidas.

O termo “razoável certeza” está presente em ambas as definições apresentadas. Porém, nenhuma das duas especifica o nível de certeza necessário para que seja considerado razoável. Harrel e Gardner (2003, p.2) afirma que esse termo tem sido utilizado pela SPE nas definições de reservas desde 1964. É um termo que vem sobrevivendo há mais de 40 anos e ainda é a chave para a classificação de reservas provadas nas metodologias determinísticas tradicionais.

A SPE (1997), apresenta uma explicação para o termo “razoável certeza”, conforme segue:

Se métodos determinísticos forem utilizados, o termo razoável certeza pretende expressar um alto grau de confiança de que as quantidades serão recuperadas. Se métodos probabilísticos forem utilizados, deve haver pelo menos 90% de chance de que as quantidades realmente recuperadas se

igualem ou excedam as estimativas.

Entretanto, Harrel e Gardner (2003, p.2) ressaltam que o uso do modelo P90 (pelo menos 90% de chance de sucesso) não é o bastante para equacionar o termo “razoável certeza”: “[...] e este permanece como um dos mais vexatórios problemas na estimativa, uso, entendimento e evidenciação das reservas provadas de óleo e gás” (tradução nossa).

“Comercialidade” é uma condição expressa, ou implicada em ambas as definições, mas sem um guia de como o termo ‘comercialmente’ é definido. A prática da SEC tem sido aceitar estimativas de reservas com fluxos de caixa líquidos positivos, independente da taxa de retorno associada. A SEC espera no entanto que a companhia divulgadora irá prosseguir com as ações necessárias para garantir a produção tempestiva das reservas reportadas. Muitos outros usuários das estimativas de reservas tipicamente impõem alguns padrões de comercialidade, geralmente uma taxa mínima de retorno ao invés de exigir simplesmente fluxos de caixa positivos.

O termo *current economic and operating conditions* (condições operacionais e econômicas correntes) é rigorosamente interpretado pela SEC como sendo os preços e custos à data da estimativa, mesmo sendo que os custos operacionais devem refletir “custos médios” aproximados para a data da estimativa efetiva. Essa terminologia é parecida com a empregada nas definições da SPE/WPC, mas há uma diferença, pois as interpretações usuais da terminologia da SPE permitem períodos significativamente mais longos para determinar custos e preços médios apropriados.

### **2.2.1 Projeção de Preços para Óleo e Gás**

Ambas as definições consideram a utilização de preços futuros fixos, baseados em condições econômicas ou operacionais atuais. As definições da SPE/WPC permitem ao avaliador alguma latitude em determinar como isso pode ser determinado e ainda sugere que o uso de um período médio, apropriado aos propósitos da avaliação, seja utilizado. Entretanto, a posição da SEC não permite uma interpretação a respeito, mas exige rigidamente, no preenchimento de formulários, que a companhia utilize preços vigentes, tipicamente em 31 de dezembro.

Segundo Harrel e Gardner (2003, p. 3), em 1978, a maioria das vendas de gás nos Estados Unidos e no mundo foram feitas em contratos de preço definido. Alterações sazonais e outras flutuações relacionadas ao mercado não ocorreram, exceto por certos contratos ajustados pela inflação. A maior parte do petróleo bruto foi vendido através de pontos de mercado local sobre mudanças periódicas mas irregulares nos preços anunciados.

Nos Estados Unidos, a maior parte do gás é agora vendido pelos produtores através de pontos de mercado bem desenvolvidos que cresceram continuamente nos últimos 20 anos. A posição da SEC é que o preço de mercado físico para o gás vendido em 31 de dezembro é o preço apropriado mesmo que o produtor tenha vendido gás em um contrato de dezembro mas

com um preço negociado em novembro. Esse preço de fim de ano deve ser utilizado para todos os propósitos – ou seja, para projeções de receita e para o cálculo dos limites econômicos e das reservas.

Harrel e Gardner (2003) não recomendam o uso de nenhum dos dois métodos acima para ser utilizado em estimativas de reservas, mas afirmam que dentre as opções é preferível basear-se em um preço médio do que em um preço específico para uma determinada data (como 31 de dezembro por exemplo).

De fato, ao comparar os preços médios anuais com os preços em 31 de dezembro para o petróleo bruto, pode-se observar uma variação que vai desde 23,2% negativos a 33,3% positivos. O gráfico 1 a seguir ilustra essa variação desde 1990 até 2004.

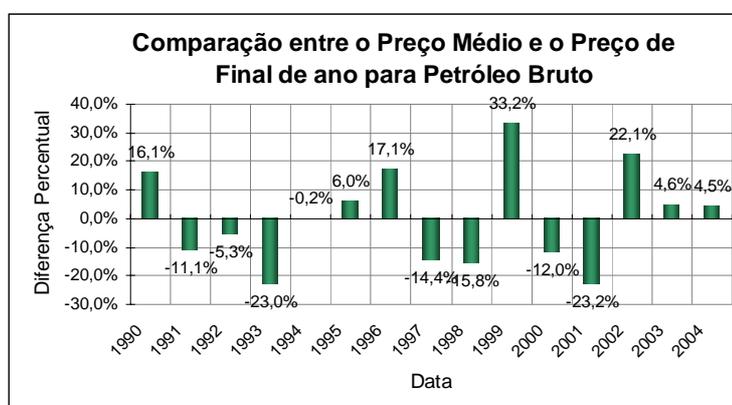


Gráfico 1 – Comparação entre o Preço Médio Anual e o preço em 31 de Dezembro para Petróleo Bruto

Fonte: EIA, 2005

Conforme gráfico 1, em 1999, por exemplo, o preço do barril do petróleo foi de USD 25,76 em 31 de dezembro, enquanto que o preço médio naquele ano foi de USD 19,34. A diferença resultante de USD 6,42 representa uma variação positiva em relação ao preço de fim de ano de 33,2%. As demais variações de 1990 a 2004 estão representadas no gráfico 1. Harrel e Gardner (2003) afirmam que as conseqüências dessas variações nas estimativas de reservas podem ser significativas e potencialmente podem levar investidores e demais interessados ao erro de informação.

A justificativa da SEC para o uso dos preços de fim de ano (em 31 de dezembro) é que este método é necessário para que haja uma consistência entre os produtores nos cálculos de uma “medida padrão” para os valores de óleo e gás.

## 2.2.2 Principais diferenças encontradas

As definições de reserva provada de óleo e gás, segundo a SPE/WPC e a SEC, apresentam diversos pontos de divergência quanto aos critérios de classificação em casos específicos.

Uma das principais diferenças encontradas refere-se ao preço utilizado para o cálculo do

valor estimado das reservas. A SEC obriga as empresas a empregar os preços em 31 de dezembro, ao passo que a SPE recomenda o uso de preços médios anuais.

Outro aspecto observado foi o tratamento conservador da SEC ao determinar a linha do menor hidrocarboneto conhecido, desprezando um possível volume de reserva detectável através de tecnologias modernas, mesmo que com razoável confiabilidade. Já os critérios da SPE/WPC admitem o uso dessas tecnologias.

Item Observado	Definições SPE/WPC	Definições SEC
Preços com base na média anual	Recomendável	Não Permitido
Preços com base em 31 de dezembro	Não Recomendável	Obrigatório
Determinação do menor contato conhecido de hidrocarboneto com base em dados geoestatísticos	Admissível	Não Admissível
Uso de estruturas análogas como base para determinar o valor de reservas	A cargo do avaliador	Admissível <sup>(1)</sup>
Testes de Formação	Não Obrigatório	Obrigatório
Informações com data além da data de apuração da reserva	Admissível	Não Admissível

Quadro 1 – Principais Diferenças entre as Definições de Reserva Provada de Óleo e Gás, segundo SPE/WPC e a SEC

Fonte: Os autores

Nota: (1) Admissível se a estrutura análoga for igualmente favorável ou melhor do que a estrutura original

Para se ter uma idéia geral sobre os principais pontos de divergência encontrados para os dois conjuntos de definições, o quadro 1 apresenta um resumo dos itens principais observados e suas características, segundo as definições da SPE/WPC ou a SEC.

### 3 ESTUDO NAS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS DA PETROBRÁS

Neste item serão coletados, analisados e interpretados dados sobre as reservas provadas da Petrobrás, de modo a correlacioná-los com a base teórica que sustentou a pesquisa. As informações sobre as reservas provadas da Petrobrás estão basicamente presentes em três relatórios: a) Relatório Anual (ao público em geral); b) Relatório de Informações Anuais (submetido à CVM); c) Formulário 20-F (submetido à SEC).

#### 3.1. Informações submetidas à CVM

Os relatórios submetidos à CVM devem estar de acordo com as definições da ANP, que correspondem aos critérios de classificação de reservas provadas de óleo e gás da SPE/WPC. As informações a seguir foram extraídas do último relatório anual emitido até a presente data: o Relatório Anual de 2004.

As reservas provadas de óleo, condensado e gás natural da Petrobrás, no Brasil, chegaram a 13,02 bilhões de boe (barris de óleo equivalente) (pelo critério ANP/SPE), registrando um aumento de 3,3% em relação a 2003. Essa marca foi alcançada pela incorporação de 1,02 bilhão de boe durante o ano, enquanto o volume produzido foi de 0,60 bilhão de boe. Com isso, o índice de reposição de reservas provadas (IRR) chegou a 170%. Esse

resultado significa que a Companhia incorporou um volume de óleo equivalente 1,7 vez maior que o produzido no ano. A relação reserva/produção (R/P) aumentou para 21,7 anos.

O gráfico 2 representa a evolução histórica dos volumes de reserva provada da Petrobrás, em bilhões de boe, nos últimos 5 anos. As barras azuis ou maiores representam o óleo (incluindo LGN e condensado) e as barras vermelhas ou menores representam o gás.

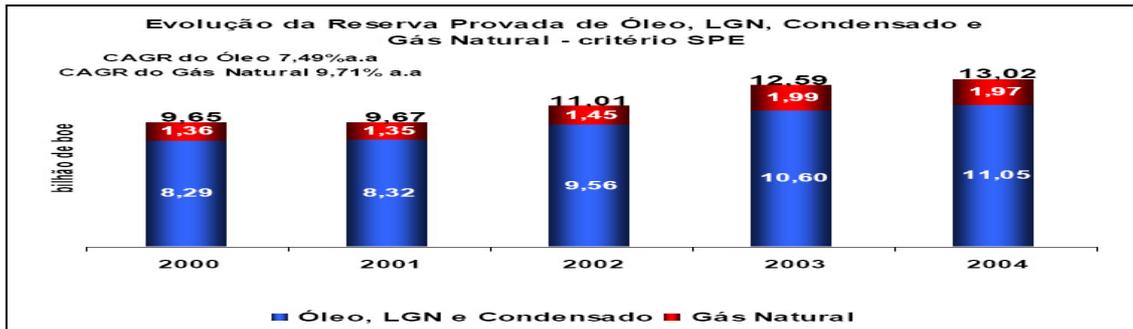


Gráfico 2 – Evolução das Reserva Provadas de Óleo, LGN(1), Condensado e Gás Natural da Petrobrás – Período de 2000 a 2004 (critério SPE/ANP)

Fonte: Informações Anuais, 2004

Nota: (1) Líquido de gás natural

O volume de reserva provada teve a contribuição de descobertas ocorridas nos últimos anos. Ou seja: novos campos que tiveram a viabilidade comercial declarada recentemente e que totalizam uma incorporação de 0,39 bilhão de boe. Outro fator que colaborou para esse resultado foi a comprovação de 0,63 bilhão de boe de reserva provada nos campos existentes, em dezembro de 2003.

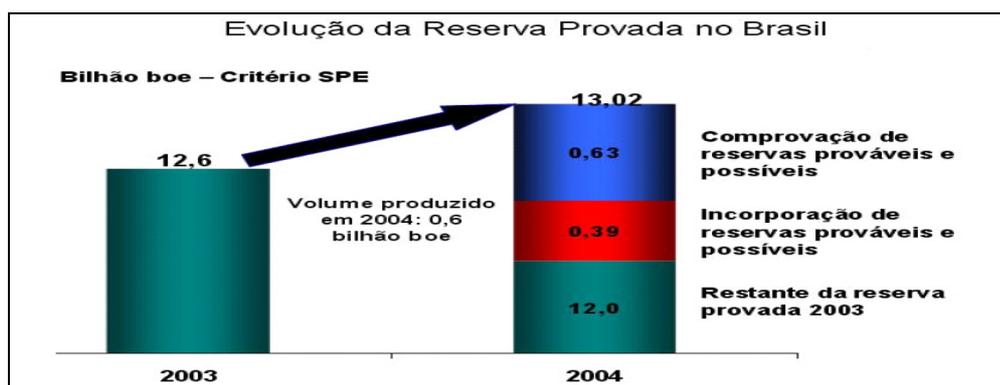


Gráfico 3 - Evolução da Reserva Provada no Brasil – 2004 (critério SPE/ANP)

Fonte: Informações Anuais, 2004

O gráfico 3 apresenta as variações de volume nas reservas, que são relativamente insignificantes em relação à grandeza total. A coluna da esquerda representa o volume de reserva provada da Petrobrás em 2003, na ordem de 12,6 bilhões de boe. Como em 2004 foram produzidos 600 milhões de boe, o volume restante da reserva é de 12,0 bilhões de boe. A barra vermelha representa as incorporações, que atingiram a marca de 0,39 boe. E a barra azul

representa o volume de reservas prováveis e possíveis que, graças à obtenção de dados mais precisos, passaram a ser consideradas reservas provadas.

As incorporações em campos existentes resultam da transformação de reservas prováveis e possíveis em reserva provada, pela continuidade do desenvolvimento. Decorrem, também, do processo de gerenciamento de reservatórios, com a otimização da recuperação de petróleo em alguns deles.

### 3.2 Informações submetidas à SEC

As reservas provadas, dentre outras informações, são apresentadas à SEC através do formulário 20-F, anualmente. As informações a seguir foram extraídas do formulário confeccionado em 2004.

Pelos critérios da SEC, a reserva provada da Petrobrás atingiu 10,57 bilhões de boe, um crescimento de 1,6% em relação a 2003. Pelo critério SEC, a apuração é limitada aos volumes a serem produzidos no período dos contratos de concessão das áreas em desenvolvimento e em produção, além do volume de gás natural referente aos contratos de comercialização assinados até o momento da apuração. O índice de reposição de reservas foi de 128%, e a relação reserva/produção, de 17,6 anos.

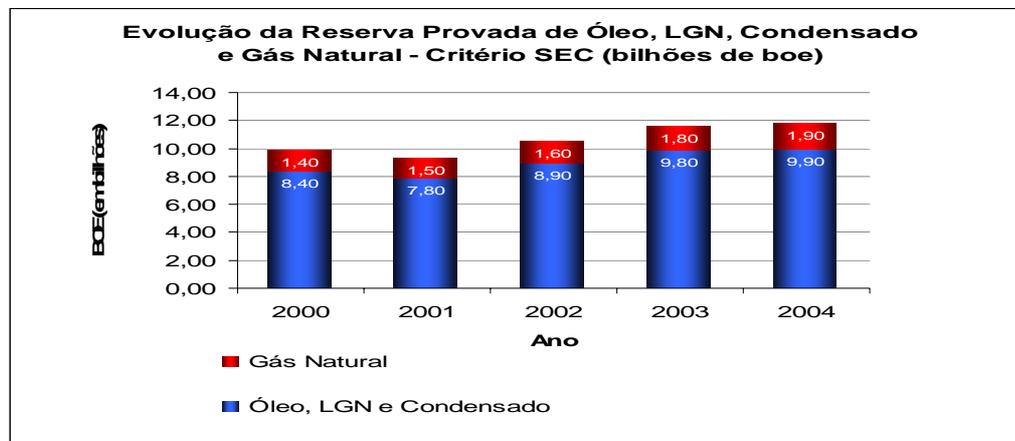


Gráfico 4 – Evolução da Reserva Provada de Óleo, LGN, Condensado e Gás Natural da Petrobrás – Período de 2000-2004 (critério SEC)

Fonte: Relatório Anual, 2004

O gráfico 4 representa a evolução das reservas provadas de óleo e gás nos últimos 5 anos, segundo os critérios da SEC. As barras azuis representam o óleo (incluindo o gás natural líquido e condensado) e as barras vermelhas representam as reservas de gás. Pode-se perceber que a variação no valor das reservas de gás natural foi pequena, mas a variação no valor do petróleo como um todo foi sensível. Na seção de análise dos dados, os valores serão comparados com os informados à CVM.

### 3.3 Informações disponibilizadas ao público em geral

Além do relatório de informações anuais, submetido à CVM e o formulário 20-F,

submetido à SEC, a Petrobrás ainda elabora o relatório anual, destinado ao público em geral, que consolida as principais informações contábeis e financeiras sobre a empresa no exercício anterior, além de apresentar os objetivos e metas para os próximos anos. As informações incluem dados sobre as reservas provadas da empresa, tanto pelas definições da SPE/WPC quanto pela SEC. Os dados a seguir foram extraídos do relatório anual de 2004.

A Petrobrás apresenta em 2004 um total de reservas, segundo os critérios da SEC, na ordem de 11,6 bilhões de boe, sendo 9,8 bilhões em óleo e gás natural líquido e 1,6 bilhões em gás natural, conforme pode ser verificado no quadro 1:

<b>RESUMO OPERACIONAL – 2004</b>	
RESERVAS PROVADAS (bilhões de barris de óleo equivalente – boe) <sup>(1)(2)</sup>	11,8
Óleo e condensado (bilhões de barris)	9,9
Gás natural (bilhões de boe)	1,9
PRODUÇÃO MÉDIA DIÁRIA (mil boed) <sup>(1)(3)</sup>	2.020
Óleo e LGN (mil bpd)	1.661
Terra	407
Mar	1.254
Gás natural (mil boed)	359
Terra	217
Mar	142

Quadro 2 – Resumo Operacional da Petrobrás - 2004

Fonte: Relatório Anual, 2004

Nota: (1) Inclui informações do exterior, correspondentes à parcela Petrobrás nas associações.

(2) Reservas provadas são medidas de acordo com o critério da SEC.

(3) Na produção de gás natural não está incluído o LGN.

O quadro 2 reproduz as principais informações contidas no resumo operacional apresentado no relatório anual 2004 da Petrobrás. Essas informações incluem o volume de reservas segundo os critérios da SEC. Os dados apresentados no relatório anual estão de acordo com as informações contidas tanto do relatório de informações anuais da CVM quanto do formulário 20-F da SEC. Conclui-se que os dados relevantes para o andamento da presente pesquisa estão contidos nos relatórios submetidos à SEC e à CVM.

### 3.4 Análise dos dados

Nesta seção serão tratados os dados referentes às reservas provadas da Petrobrás, extraídos dos relatórios submetidos à SEC e CVM, de 2000 a 2004. O objetivo será quantificar a variação entre os valores totais de reservas de óleo e gás, de forma absoluta e relativa.

Em 2004, a variação absoluta no volume de reservas provadas de óleo, LGN e condensado foi positiva, na ordem de 1,15 bilhão de boe, ou seja: o volume total de reserva

segundo os critérios da SPE superou o mesmo volume avaliado pelos critérios da SEC naquela quantidade de barris de óleo equivalente. A variação absoluta correspondente às reservas de gás natural foi de 70 milhões de boe, resultando numa variação total de 1,22 bilhão de boe.

Essa mesma análise foi realizada para os últimos cinco anos (de 2000 a 2005), e os resultados podem ser representados através do gráfico 5.

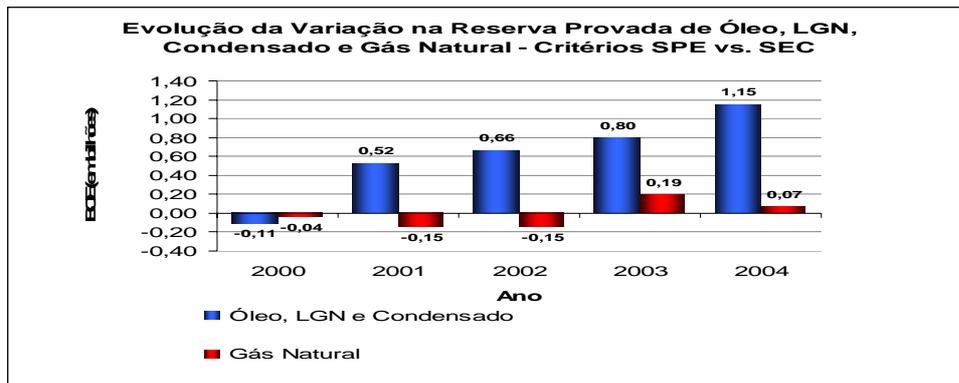


Gráfico 5 – Diferenças entre Reservas Provadas avaliadas pelos Critérios da SEC e da SPE – Período de 2000 a 2004

Fonte: Os autores

O gráfico 5 representa um histórico das variações absolutas entre os valores de reservas provadas de óleo, líquidos de gás natural, condensados e gás natural, segundo os critérios da SEC e SPE/WPC. Os valores positivos representam situação favorável para os critérios da SPE. De forma análoga, os valores negativos representam situação favorável para os critérios da SEC.

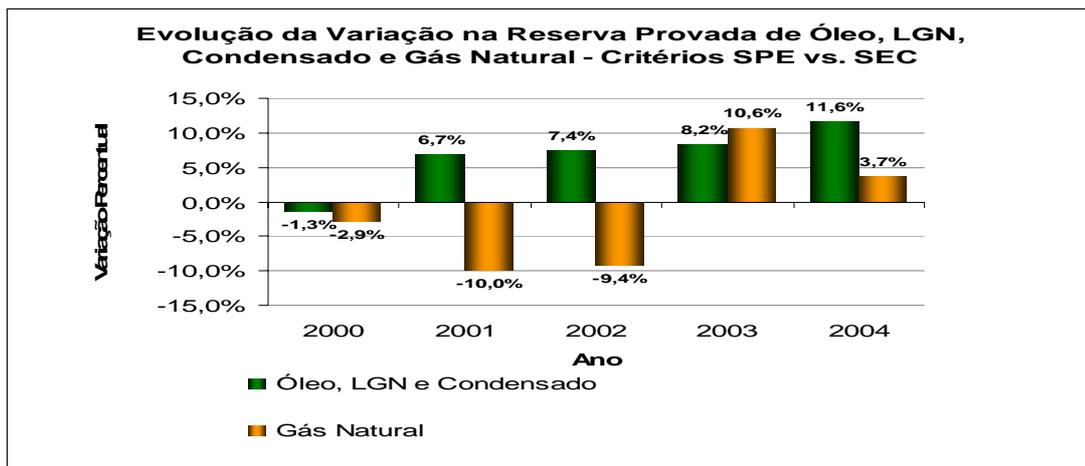


Gráfico 6 – Diferenças relativas entre Reservas Provadas avaliadas pelos critérios da SEC e da SPE – Período de 2000 a 2004

Fonte: Os autores

O gráfico 6 representa um histórico das variações percentuais relativas entre os valores de reservas provadas de óleo, líquidos de gás natural, condensados e gás natural, segundo os critérios da SEC e SPE/WPC. Como pode ser observado, em 2004 as reservas provadas de óleo, líquidos de gás natural e condensados, avaliadas pela SPE, superaram as mesmas reservas

avaliadas pela SEC em 11,6%. As reservas de gás natural avaliadas pela SPE foram 3,7% maiores do que as avaliadas pela SEC.

Uma análise dos gráficos 5 e 6 mostra uma curva ascendente em favor das reservas avaliadas pelos critérios da SEC. Embora em 2000 os critérios da SEC tenham superado os da SPE, com o passar dos anos, as reservas avaliadas pelos critérios dessa entidade vêm superando cada vez mais as reservas avaliadas pela SEC.

Há uma tendência de que essa diferença continue aumentando com o passar do tempo, visto que a tecnologia se aperfeiçoa a cada dia, e enquanto a SPE é favorável à utilização de tecnologias avançadas no processo de avaliação de reservas, a SEC não admite o uso de qualquer informação que não seja, segundo seus critérios, de caráter definitivo.

Em 2004, a evolução no volume de reservas provadas de óleo e gás da Petrobrás, pelos critérios da SPE, foi da ordem de 1,02 bilhão de boe, conforme pode ser visualizado no gráfico 3. Essa evolução, se avaliada pelos critérios da SEC, resulta em um incremento de volume de 800 milhões de boe, resultando numa diferença de 220 milhões de barris de óleo equivalente entre os dois critérios.

#### **4 CONSIDERAÇÕES FINAIS**

Diferenças significativas entre as reservas provadas, avaliadas pelos critérios da SEC e SPE/WPC surgem, principalmente, quanto à definição do contato inferior conhecido de hidrocarboneto, além dos critérios de projeção de preços e abrangência dos volumes até as datas de vencimento dos contratos.

A análise dos dados mostra que a posição da SEC quanto ao assunto é mais conservadora do que a SPE/WPC. Porém, considerando as finalidades distintas das duas entidades, percebe-se que esse conservadorismo por parte da SEC é uma consequência direta do cumprimento rigoroso dos princípios contábeis geralmente aceitos. No Brasil, há um princípio que reflete essa posição, o Princípio da Prudência, dentre os Princípios Fundamentais de Contabilidade, editados pelo Conselho Federal de Contabilidade. Entretanto, a CVM adota a posição da ANP, que por sua vez está de acordo com as definições de classificação de reservas provadas de óleo e gás da SPE/WPC.

Por outro lado, muitas tecnologias, utilizadas hoje em dia na indústria petrolífera, geram resultados confiáveis, que podem servir de base para a avaliação de reservas provadas de óleo e gás, como as definições da SPE/WPC já admitem. Dessa forma, pode-se concluir que uma revisão das definições estabelecidas pela SEC, há quase trinta anos, deve ser realizada face às mudanças tecnológicas, em busca de um padrão mais moderno e adequado.

Outras pesquisas poderão realizar um estudo mais aprofundado sobre o tema, de modo a ampliar a base de informações sobre as diferenças entre os dois critérios, que poderão servir de base para a criação de um novo conjunto de definições de modo a atender os interesses das

empresas produtoras de óleo e gás e, ao mesmo tempo, dos investidores e do governo.

## REFERÊNCIAS

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS **Relatório Anual** [S.l]: ANP, 2000. Disponível em: <[http://www.anp.gov.br/conheca/relatorio\\_anual.asp](http://www.anp.gov.br/conheca/relatorio_anual.asp)>. Acesso em: 18 nov. 2005.

ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION. **Annual Energy Review 2004**. Washington DC: EIA: 2005. Disponível em: <<http://www.eia.doe.gov/aer>>. Acesso em: 28 nov. 2005.

HARRELL, D. R.; GARDNER, T. L. **Significant Differences in Proved Reserves Volumes Estimated Using SPE/WPC Reserves Compared to United States Securities and Exchange Commission (SEC) Definitions**. In: SPE ANNUAL TECHNICAL CONFERENCE AND EXHIBITION, 2003, Denver. Disponível em: <[http://www.spe.org/elibinfo/eLibrary\\_Papers/spe/2003/03ATCE/00084145/00084145.htm](http://www.spe.org/elibinfo/eLibrary_Papers/spe/2003/03ATCE/00084145/00084145.htm)>. Acesso em: 24 set. 2005.

PETROBRÁS. **Formulário de Informações Anuais 20-F**. Rio de Janeiro: Petrobrás, 2005. Disponível em: <[http://www2.petrobras.com.br/publicacao/imagens/2410\\_form\\_20f\\_2004\\_completo\\_portugues.pdf](http://www2.petrobras.com.br/publicacao/imagens/2410_form_20f_2004_completo_portugues.pdf)>. Acesso em: 21 nov. 2005.

PETROBRÁS. **Informações Anuais 2004** [Submetidas à CVM]. Rio de Janeiro: Petrobrás, 2005 [Atualizado em: 24 jun. 2005]. Disponível em: <[http://www2.petrobras.com.br/publicacao/imagens/\\_2359\\_ian\\_31mar2005\\_atualiz\\_jun05.pdf](http://www2.petrobras.com.br/publicacao/imagens/_2359_ian_31mar2005_atualiz_jun05.pdf)>. Acesso em: 21 nov. 2005.

PETROBRÁS. **Relatório Anual 2004**. Rio de Janeiro: Petrobrás, 2005. Disponível em: <[http://www2.petrobras.com.br/ri/port/ConhecaPetrobras/RelatorioAnual/pdf/Petrobras\\_RA04\\_port.pdf](http://www2.petrobras.com.br/ri/port/ConhecaPetrobras/RelatorioAnual/pdf/Petrobras_RA04_port.pdf)>. Acesso em: 21 nov. 2005.

SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS; WORLD PETROLEUM COUNCIL. **About Oil and Gas: Petroleum Reserves and Resources Definitions**. [S.l]: SPE, 1997. Disponível em: <<http://www.spe.org>>. Acesso em: 2 set. 2005.

SUMMERS, Della (Dir.) **Longman Dictionary of Contemporary English**. new ed. Harlow (England): Pearson Education Limited, 2003.

UNITED STATES SECURITIES AND EXCHANGE COMMISSION. **Regulation S-X, Rule 4-10: Financial Accounting and Reporting for Oil and Gas Producing Activities Pursuant to the Federal Securities Laws and the Energy Policy and Conservation Act of 1975**. Washington, DC: U.S. SEC, 1978. Disponível em: <<http://www.sec.gov>>. Acesso em: 24 set. 2005.