



UNIFACS

UNIVERSIDADE SALVADOR

LAUREATE INTERNATIONAL UNIVERSITIES

**UNIFACS UNIVERSIDADE SALVADOR
MESTRADO EM ENERGIA**

PEDRO PAULO MENDONÇA VASCONCELLOS

**GERENCIAMENTO DE RESERVAS PETROLÍFERAS: UMA ANÁLISE DOS
FATORES QUE INFLUENCIAM O INDICADOR R/P**

Salvador
2015

PEDRO PAULO MENDONÇA VASCONCELLOS

**GERENCIAMENTO DE RESERVAS PETROLÍFERAS: UMA ANÁLISE DOS
FATORES QUE INFLUENCIAM O INDICADOR R/P**

Dissertação apresentada ao Mestrado em Energia da UNIFACS Universidade Salvador, Laureate International Universities, como requisito parcial para obtenção do grau de Mestre.

Orientador: Prof. Dr. Paulo Sergio de Mello Vieira Rocha.

Salvador
2015

FICHA CATALOGRÁFICA

(Elaborada pelo Sistema de Bibliotecas da UNIFACS Universidade Salvador, Laureate International Universities)

Vasconcellos, Pedro Paulo Mendonça

Gerenciamento de Reservas Petrolíferas: Uma análise dos fatores que influenciam o indicador R/P. / Pedro Paulo Mendonça Vasconcellos. – Salvador, 2015.

80 f. : il.

Dissertação apresentada ao Curso de Mestrado em Energia da UNIFACS Universidade Salvador, Laureate International Universities, como requisito parcial para a obtenção do grau de Mestre.

Orientador: Prof. Dr. Paulo Sérgio de Mello Vieira Rocha.

1. Companhia de petróleo – aspectos econômicos. 2. Petróleo - reservas. 3. Companhia de petróleo - lucratividade. I. Rocha, Paulo Sérgio de Mello Vieira, orient. II. Título.

CDD: 621.042

TERMO DE APROVAÇÃO

GERENCIAMENTO DE RESERVAS PETROLÍFERAS: UMA ANÁLISE DOS FATORES QUE INFLUENCIAM O INDICADOR R/P

Dissertação apresentada ao Mestrado em Energia da UNIFACS Universidade Salvador, Laureate International Universities, como requisito parcial para obtenção do título de Mestre, pela seguinte banca examinadora:

Paulo Sergio de Mello Vieira Rocha – Orientador _____
Doutor em Petroleum Engeneering pela University of Texas at Austi (UTS, Estados Unidos)
UNIFACS Universidade Salvador, Laureate International Universities

Paulo Roberto Britto Guimarães _____
Doutorado em Engenharia Química pela University of Leeds, Inglaterra
UNIFACS Universidade Salvador, Laureate International Universities

George Batista Câmara _____
Doutor em Engenharia Industrial pela Universidade Federal da Bahia - UFBA
Universidade Salgado de Oliveira

George de Souza Mustafa _____
Mestre em Engenharia Química pela Universidade Federal da Bahia – UFBA
UNIFACS Universidade Salvador, Laureate International Universities

Roberto José Batista Câmara _____
Mestre em Regulação da Indústria de Energia pela UNIFACS Universidade Salvador, Laureate International Universities
UNIFACS Universidade Salvador, Laureate International Universities

Salvador, 23 de outubro de 2015.

À minha família.

AGRADECIMENTOS

À Deus, em primeiro lugar, por iluminar os meus caminhos.

À minha esposa Jara e meus filhos Henrique e Giovanna por tornarem esse caminho mais tranquilo.

Aos meus pais, Roberto e Maria do Socorro Vasconcellos, por serem um exemplo de dedicação, foco e persistência e por me ensinarem que para se ter resultados honestos muito esforço é necessário.

Ao Prof. Dr. Paulo Rocha, pela amizade, orientação, incentivo, confiança e apoio.

Ao meu sogro, Dr. Ildes Ferreira e meu tio Pedro Humberto, que me ajudaram na Dissertação, revisando-a com seus comentários pertinentes.

Ao Prof. Dr. Luis Pontes, pelas aulas de revisão metodológica.

À todas as pessoas que contribuíram diretamente ou indiretamente para a execução dessa dissertação de mestrado. Muito Obrigado!

*“O começo de todas as ciências é o
espanto de as coisas serem o que são”.
(Aristóteles)*

RESUMO

O gerenciamento de reservas petrolíferas é feito através de indicadores, tendo a relação R/P, que indica em quantos anos o reservatório pode produzir caso nenhuma reserva seja descoberta, com produção constante. Essa relação sendo baixa significa que a reserva será consumida em pouco tempo e sendo alta, será consumida ao longo de muitos anos. Geralmente o último caso ocorre em campos recém-descobertos ou quando estrategicamente este campo não é colocado em produção. Conforme Hayhow e Lemee (2000), antes de 1985 a indústria do gás natural do Canadá foi solicitada a manter os níveis de reservas elevados para exportação mantendo a relação R/P de 20 anos. Após a desregulamentação em 1985, a produção de gás dobrou e as reservas praticamente se mantiveram sem muitas descobertas, fazendo com que a relação R/P passasse para 10 anos em 1999, mantendo-se neste patamar ao longo de muitos anos. Essa manutenção da relação R/P é um indicativo que existam relações econômicas fortes, que maximizam o valor presente líquido, encorajando a indústria a desenvolver reservas para manter esta relação. Uma pergunta que deve ser sempre feita é se tem como comprovar este indicativo. Realmente existe um valor de R/P, otimizado, que maximize o valor presente líquido (VPL)? Quais são os fatores que influenciam e como modificá-los? Neste contexto, o presente trabalho irá analisar os fatores que influenciam na relação Reserva Produção otimizada (R/P), onde o Valor Presente Líquido (VPL) é máximo, tendo-se sempre como ponto de partida a coleta de informações sobre preço do petróleo, custos variáveis, taxas de desconto, investimento por poço e vazão por poço e de algumas premissas, como declínio exponencial, custos fixos que não foram analisados e perfuração de novos poços não incorpora óleo novo, para com isso realizar as análises e identificar os fatores que mais influenciam nesta relação e conseqüentemente determinar o valor de R/P otimizado. Como resultado, foi demonstrado que o R/P otimizado varia com o preço do petróleo e com a produtividade, barris por dia do poço, não sofrendo influência da taxa, ou seja, o R/P otimizado é alterado quando a produtividade q e os custos/preços são alterados. Uma vez encontrado o valor de R/P otimizado e tendo em mãos o R/P atual do reservatório, é possível focar as ações com o objetivo de atingir o R/P otimizado que trará o maior VPL.

Palavras-chave: Companhia de petróleo – aspecto econômico. Petróleo - reservas. Companhia de petróleo – análise de indicadores.

ABSTRACT

The management of oil reserves use indicators, such as ratio R / P , which indicates how many years the reservoir can produce if no reserve is discovered with constant production. This ratio being low means that the reserves will be consumed in a short time and being high, will be consumed over many years. Usually the latter case occurs in newly discovered fields or when strategically this field is not producing. As Hayhow and Lemee (2000), before 1985 the natural gas industry in Canada has been asked to maintain high levels of reserves for export maintaining the R / P ratio of 20 years. Following deregulation in 1985, the gas production doubled without many discoveries, being R / P relationship around 10 years in 1999 and remained at this level over many years. This maintenance of the relationship R / P is an indication that there are strong economic relations that maximize the net present value, encouraging the industry to develop reserves to maintain this relationship. A question that should always be asked is whether this indication can be proved. Is there a R / P optimized that maximize the net present value (NPV)? What are the factors that influence and how to modify them? In this context, this paper will examine the factors that influence the Reserve to production optimized ratio (R / P), where the Net Present Value (NPV) is maximum, having always as a starting point the collection of petroleum pricing information, variable costs, discount rates, investment per well and flow rate per well and some assumptions, such as exponential decline, fixed costs that were not analyzed and drilling new wells does not include new oil, to thereby perform the analyzes and identify factors that influence this relationship and thus determine the value of R / P optimized. As a result, it was demonstrated that the R / P optimized varies with the oil price and productivity barrels per day from the well, not being influenced by discount rate, ie, the R / P optimized changes when productivity q , costs / price change. Once found the value of R / P optimized and having in hands the current R / P , it is possible to focus the actions in order to achieve the R / P that will bring the greatest NPV.

Keywords: Oil Company - economics. Oil - reserves. Oil company - profitability.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Fluxograma da metodologia adotada	17
Figura 2 - Sistema de classificação de reservas e recursos	20
Figura 3 - Estrutura do topo do reservatório.....	23
Figura 4 - Mapa estruturas do reservatório	24
Figura 5 - Mapa estruturas do reservatório estratificado verticalmente.....	24
Figura 6 - Ilustração das extremidades e de área de máxima drenagem.....	25
Figura 7 - Declínio exponencial de produção com o tempo	26
Figura 8 - Metodologia de classificação recomendada por V.E. McKelvey	34
Figura 9 - Status dos projetos e risco comercial.....	36
Figura 10 - Classificação por Categorias: não descoberta, descoberta sub-comercial e descoberta comercial	39
Figura 11 - Terminologia usada para volumes descobertos baseado na certeza técnica das classes	40
Figura 12 - Compara as definições da Federação Russa com as definições da SPE	42
Figura 13 - Compara as definições do Sistema Chinês com as definições da SPE ..	43
Figura 14 - Compara as definições do Sistema da Noruega com as definições da SPE	44
Figura 15 - Compara as definições do Sistema dos Estados Unidos com as definições da SPE	45
Figura 16 - Compara as definições do Sistema UNFC 2004 com as definições da SPE	46
Figura 17 - Classificação de recursos	47
Figura 18 - Pareto das variáveis que afetam o resultado	55
Figura 19 - Valor presente x Quantidade de poços	59
Figura 20 - Produção x Produção acumulada. Um reservatório com vários desenvolvimentos.....	59
Figura 21 - Relação R/P otimizado versus a taxa de desconto	61
Figura 22 - Relação R/P otimizado versus lucro por Mcf	61
Figura 23 - Relação R/P otimizado versus q/c	62
Figura 24 - Relação VPL número de poços, variando taxa de desconto.....	64
Figura 25 - Relação VPL R/P, variando taxa de desconto	65
Figura 26 - Relação VPL R/P, variando custo	66
Figura 27 - Relação VPL R/P, variando preço.....	67
Figura 28 - Relação VPL Quantidade de Poços, variando preço	68
Figura 29 - Relação R/P Quantidade de Poços, variando preço	68

Figura 30 - Relação VPL R/P, variando taxa.....	69
Figura 31 - Relação VPL Quantidade de Poços, variando taxa	70
Figura 32 - Relação R/P Quantidade de Poços, variando taxa,	70
Figura 33 - Relação VPL R/P, variando produtividade (barris/dia)	71
Figura 34 - Relação VPL Quantidade de Poços, variando produtividade (barris/dia)	72
Figura 35 - Relação R/P Quantidade de Poços, variando produtividade (barris/dia)	72

LISTA DE QUADROS

Quadro 1 - Parâmetros geológicos, de engenharia e operacionais típicos	28
Quadro 2 - Casos de redução nas reservas.....	31
Quadro 3 - Comparação dos parâmetros e critérios entre as regulações e agências de proteção ao investidor.	38

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANP	Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
API	American Petroleum Institute
AQUI	Atividade do aquífero
bbf	Barril
Bcf	Bilhões de pés cúbicos
c	custo por poço, \$
CEO	Chief Executive Officer
CSA	Canadian Security Administrators
d	taxa de declínio anual, decimal
DCF	Fluxo de caixa descontado, \$
D_i	Declínio exponencial, %
DOE	Delineamento de Experimentos (Design of Experiments)
DOU	Diário Oficial da União
e	exponencial
ECOSOC	<i>Economic and Social Council</i>
EIA	U.S. Energy Information Administration
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
i	inicial
IBP	Instituto Brasileiro de Petróleo, Gás e Biocombustíveis
Mcf/d	Milhares de pés cúbicos por dia
MMBOE	Barrel of Oil Equivalents = Milhões de barril de óleo equivalente
MPH	Milhas por hora
MPV	Matéria-prima vegetal
NEB	Conselho Nacional de Energia
NPD	Norwegian Petroleum Directorate
N_{pmax}	Produção acumulada de óleo máxima volume recuperável
OPEP	Organização dos Países Exportadores de Petróleo
opt	Otimizado
p	Preço, \$/Mcf
P	Produção anual, Bcf
PRO	China Petroleum Reserves Office

PV	valor presente, \$
PVT	Pressão-volume-temperatura
q	Vazão, Mcf/d
q _e	Vazão no limite econômico, Mcf/d
q _i	Vazão inicial, Mcf/d
q(t)	Vazão em determinado tempo, Mcf/d
r	taxa de desconto, decimal
R	reserva, Bcf
RF	Russian Ministry of Natural Resources
R/P	Relação reserva produção, anos
SEC	US Security and Exchange Commission
SORP	US Statement of Recommended Practices
SPE	Society of Petroleum Engineers
t	tempo, anos
UNECE	Economic Commission for Europe
UNFC	United Nations Framework Classification
USD	United States Dollar
USGS	United States Geological Survey
VPL	Valor Presente Líquido
w	poço de gás

SUMÁRIO

INTRODUÇÃO	16
CAPÍTULO 1 RESERVAS E SUAS CLASSIFICAÇÕES: UMA DISCUSSÃO INTRODUTÓRIA	19
1.1 CATEGORIAS DE ESTIMATIVAS DE RESERVAS.....	21
1.2 ERROS NOS CÁLCULOS DAS RESERVAS: PRINCIPAIS TIPOS.....	22
1.3 SISTEMA DE GERENCIAMENTO DE RECURSOS DE PETROLEO (PRMS)...	32
1.4 COMPARAÇÃO DOS SISTEMAS DE CLASSIFICAÇÕES ENTRE PAÍSES.....	33
CAPÍTULO 2 GERENCIAMENTO DE RESERVAS	49
2.1 GERENCIAMENTO DE INCERTEZAS.....	52
2.2 INDICADORES DE RESERVAS.....	56
CAPÍTULO 3 RELAÇÃO RESERVA - PRODUÇÃO	58
CAPÍTULO 4 ESTUDO DE CASO	63
CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES	74
REFERÊNCIAS	76
BIBLIOGRAFIA CONSULTADA	78

INTRODUÇÃO

Desde a fundação da Petrobras, em 1953, a produção brasileira de petróleo vem crescendo em maior ou menor velocidade. Os maiores crescimentos estão sempre associados a descobertas de novas províncias petrolíferas como bacia Potiguar, bacia de Campos, *offshore* raso, *offshore* profundo, pré-sal, fazendo com que as reservas provadas de petróleo aumentem de 14 para 29 bilhões de barris entre 2012 e 2020, com investimento médio de R\$ 2 bilhões de reais por ano neste período. Os investimentos previstos estão na ordem de US\$ 450 bilhões de dólares no Brasil somente no pré-sal, conforme Guimarães (2013), tornando cada vez mais importante o gerenciamento estratégico para a exploração destas reservas.

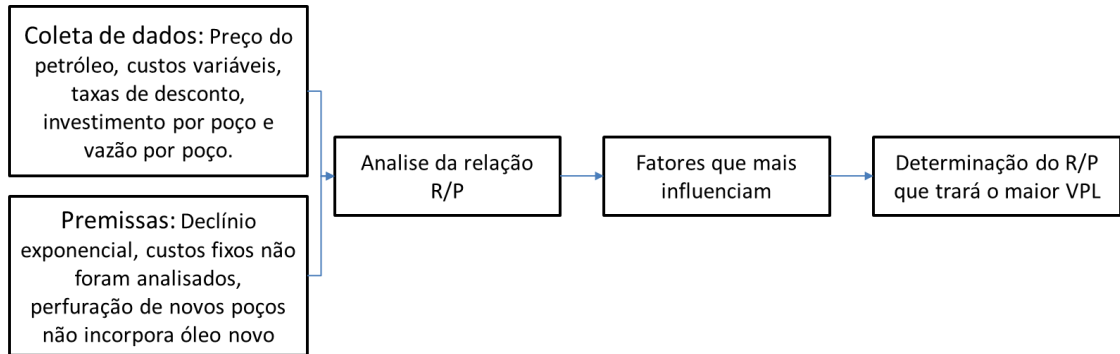
Este gerenciamento das reservas é feito com o auxílio de indicadores, onde podemos destacar o indicador que mede a relação entre a reserva e a produção, R/P, indicando em quanto tempo a reserva poderá ser explorada. Este indicador está associado à um valor presente líquido (VPL) e quando este é máximo, pode-se dizer que o R/P está otimizado.

Existe um consenso entre os engenheiros de petróleo das diversas companhias petrolíferas que um valor de R/P de 10 anos é um número ótimo e, de certa forma, as grandes companhias buscam esse valor. Mas, será que esse valor é realmente o otimizado ou será que existe um outro valor que traz um VPL maior? Será que existem fatores que modificam essa relação R/P? Essas são algumas questões que serão respondidas ao longo do trabalho que tem como objetivo analisar os fatores que influenciam a relação Reserva Produção otimizada (R/P), o que possibilitará identificar ações para maximizar o lucro.

Para atingir o objetivo do trabalho, inicialmente foi feita uma pesquisa bibliográfica, buscando a literatura mais nova sobre o assunto, incluindo uma coleta de dados e informações, tais como: preço do petróleo, custos variáveis, taxas de desconto, investimento por poço e vazão por poço e adotadas algumas premissas: declínio exponencial, custos fixos não foram analisados, perfuração de novos poços não incorpora óleo novo. Em seguida, são realizadas algumas análises acerca da relação R/P, identificando os fatores que mais influenciam esta relação e

determinando o R/P que trará o maior VPL. O fluxograma abaixo representa o que foi descrito logo acima.

Figura 1 – Fluxograma da metodologia adotada



Fonte: Elaboração própria do autor deste estudo (2015).

Este trabalho está organizado em quatro capítulos:

No primeiro capítulo, são apresentados os conceitos e as classificações das reservas. Em seguida, os métodos de estimativas destas e os principais tipos de erros susceptíveis de ocorrer. Em seguida, apresenta-se uma comparação do sistema de classificação das reservas entre os países: Brasil, Canadá, Rússia, China, Noruega e Estados Unidos.

No segundo capítulo, aborda-se como as reservas são acompanhadas e gerenciadas, demonstrando os elementos chave do processo de gerenciamento; em seguida, demonstra-se como é feito o gerenciamento das incertezas dos parâmetros do reservatório, suas classificações e como a metodologia Delineamento de Experimentos (DOE) é usada para identificar quais são os principais parâmetros que contribuem para o resultado.

No terceiro capítulo a discussão se volta para a relação reserva produção (R/P) e sua importância como indicador para as companhias de petróleo no uso do desenvolvimento estratégico e como é calculado o R/P otimizado, que maximiza o valor presente líquido; são demonstrados, também, os fatores que influenciam essa relação e como podem ser modificados. Comenta-se, ainda, sobre outros indicadores que são usados em conjunto para uma análise mais completa.

O quarto capítulo é dedicado para um estudo de caso onde em um reservatório hipotético, é determinada a relação reserva produção otimizada onde o

valor presente líquido é máximo e são realizadas algumas análises de sensibilidade a parâmetros para verificar como Valor Presente Líquido (VPL), R/P e quantidade de poços se comportam com a variação no preço do petróleo, taxa de desconto e produtividade do poço.

CAPITULO 1 RESERVAS E SUAS CLASSIFICAÇÕES: UMA DISCUSSÃO INTRODUTÓRIA

A demanda por materiais derivados de petróleo cresceu tanto no Brasil que em 2013 a administradora de informações de energia dos Estados Unidos - *Energy Information Administration* (EIA) contabilizou que o Brasil foi o oitavo maior consumidor de petróleo do mundo e a terceira maior das Américas, atrás apenas dos Estados Unidos e Canadá (EIA, 2014). Paralelo a esse aumento no consumo, o Brasil tem aumentado também o total de petróleo produzido e de acordo com a Empresa de Pesquisa Energética (EPE, 2014), este aumento foi de 36% na última década. E para conseguir aumentar a quantidade de petróleo produzido, as companhias fazem voluptuosos investimentos para descobrir novas reservas.

Conforme PRMS 2011, Reserva é a quantidade estimada de petróleo que se consegue produzir de um determinado reservatório e comercializar, sendo o grande patrimônio de uma companhia. As reservas podem ser classificadas em provadas, prováveis ou possíveis, a depender do grau de certeza de serem produzidas.

Segundo a ANP (2014), Reserva é a quantidades de Petróleo e Gás Natural estimadas de serem comercialmente recuperáveis através de projetos de exploração de Reservatórios descobertos, a partir de uma determinada data, sob condições definidas. Para que volumes sejam classificados como Reservas, os mesmos devem ser descobertos, recuperáveis, comerciais e remanescentes, na data de referência do BAR, com base em projetos de exploração. Os volumes de Reserva são categorizados de acordo com o nível de incerteza.

Recursos contingentes são aquelas quantidades de petróleo estimada, em uma determinada data, potencialmente recuperável de acumulações conhecidas, porem os projetos aplicáveis não são considerados maduros suficientes para o desenvolvimento comercial por uma ou mais contingências (HAYHOW ; LEMEE, 2000), podendo incluir, por exemplo, projetos com mercados ainda não viáveis, dependentes de desenvolvimento de tecnologia ou a avaliação da acumulação correspondente não é suficientemente clara para declarar a sua comercialidade.

O petróleo não descoberto (não foi comprovado através da perfuração de poço), originalmente no reservatório corresponde à quantidade estimada em uma

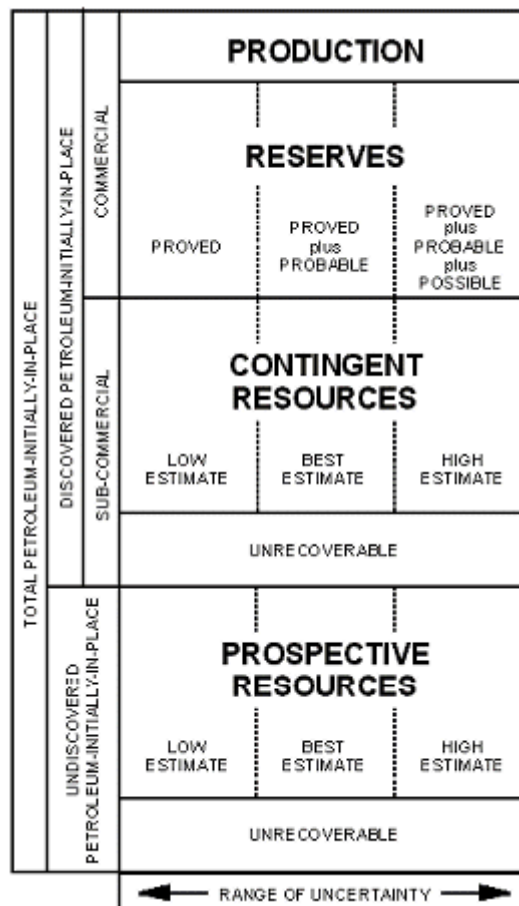
determinada data, contidas em acumulações que ainda serão descobertas e podem ser classificadas como recursos futuros.

Irrecuperável é aquela porção do volume de petróleo original que não será recuperada por razões físico químicas representadas pelas interações entre os fluidos e a rocha.

Portanto, o petróleo que poderá ser produzido do subsolo pode ter diversas classificações e a decisão de classificar em um tipo ou outro depende basicamente da confiança em que o mesmo seja produzido e comercializado. Será mostrado no próximo capítulo o processo para estimar estas reservas.

A Figura 2 sumariza os conceitos que acabaram de ser mencionados. No eixo vertical, pode ser observado a economicidade. Quanto mais na parte superior da tabela, maior a chance de ser produzido o petróleo. Já na parte horizontal, pode ser observada a faixa de incerteza e quanto mais para esquerda da tabela, menor é a incerteza. Em um mesmo reservatório, o petróleo pode ter diversas classificações.

Figura 2 - Sistema de classificação de reservas e recursos



Fonte: SPE (2000).

1.1 CATEGORIAS DE ESTIMATIVAS DE RESERVAS

Segundo a SPE, o processo, tanto determinístico quanto probabilístico, de estimativas de reservas é dividido em categorias: analogia, volumétrico, baseado na performance incluindo balanço de materiais, curva de declínio e; modelagem do comportamento de reservatórios. As análises iniciais são normalmente realizadas com dados de projetos análogos ou estimativas volumétricas. Depois que a produção se inicia e os dados da produção e pressão se tornam disponíveis, os métodos baseados na performance podem ser utilizados.

O método de estimativa por analogias precede à perfuração do primeiro poço a penetrar na jazida, poço descobridor. As estimativas são feitas a partir dos dados sísmicos e resultados de reservatórios localizados nas proximidades com características semelhantes. Reservatórios análogos são formados pelo mesmo tipo de processo de sedimentação, pressão, temperatura, possuindo propriedade dos fluidos semelhantes.

O método de análise volumétrica leva em consideração as propriedades do fluido e da rocha na estimativa do petróleo que será recuperado, como: Volume total da rocha portadora de hidrocarbonetos (sísmica de reflexão), porosidade média da rocha (interpretações de perfis), saturações dos fluidos (interpretações de perfis), fator volume de formação do fluido (análise de laboratório).

O método de balanço de materiais é feito através de uma relação que associa o balanço de massa dos fluidos do reservatório com as reduções de pressão no seu interior. A equação é escrita em função das propriedades da rocha e do comportamento do fluido em função da pressão, do histórico de produção e é particularizada para cada caso. Deve-se relacionar a produção acumulada com a queda de pressão observada. Ao se encontrar essa equação, admite-se que é capaz de descrever o comportamento futuro do reservatório. A estimativa de produção corresponderá à queda de pressão que ocorrerá no reservatório.

O método que usa a curva de declínio envolve a análise do comportamento da pressão enquanto os fluidos estão sendo produzidos. A relação entre a produção dos fluidos com o tempo e a produção acumulada fornecem informações importantes para a estimativa do volume recuperável, fazendo com que se consiga atingir

estimativas altamente confiáveis (PRMS, 2011). Também, tendências de alguns indicadores como: razão gás óleo, razão água óleo, razão condensado gás e o acompanhamento da pressão podem ser extrapolados até a condição de limite econômico com o objetivo de estimar as reservas.

O método de modelagem do comportamento de reservatórios consiste em realizar uma simulação do reservatório com a utilização de softwares e propriedades dos fluidos e da rocha, como variáveis de entrada. Primeiramente são inseridas as propriedades do reservatório no simulador, montando assim o modelo. Depois são adicionados os poços com suas características, profundidade, diâmetro, zona de canhoneio, produtividade. Por fim, executa-se o modelo e analisa-se as curvas de pressão, vazão dos fluidos e indicadores como: razão gás óleo, razão água óleo. Com base nessa análise, é feito o ajuste de histórico do reservatório que consiste em um longo trabalho de refinar o modelo de forma que os resultados da simulação reflitam o histórico observado real do reservatório. Uma vez feito o ajuste de histórico corretamente, são realizadas novas simulações para avaliar como deve ser realizada a produção que trará o maior resultado econômico, identificando conseqüentemente a reserva.

Contudo, para todos os métodos citados acima, a componente econômica é muito importante, sempre tendo que ser levada em consideração, pois existe uma produção mínima que atinge o limite econômico, ou seja, a produção mínima onde é viável continuar com a produção.

1.2 ERROS NOS CÁLCULOS DAS RESERVAS: PRINCIPAIS TIPOS

Ao longo do processo de estimativa de reservas, desde a prospecção inicial feita pelos geólogos, até as análises feitas pelos engenheiros de reservatório, erros são cometidos. Esses erros são inerentes ao processo, pois tanto os geólogos quanto os engenheiros estão trabalhando com informações que muitas vezes são obtidas indiretamente, através de interpretações. Conforme equação de recuperação de petróleo para declínio exponencial (PRMS, 2011), $q(t) = q_i e^{-D_i t}$ (1), os erros na determinação da vazão/recuperação no tempo estão relacionados à vazão inicial e a determinação do declínio exponencial. Os fatores que influenciam direta ou indiretamente a vazão / recuperação são: porosidade e permeabilidade da rocha,

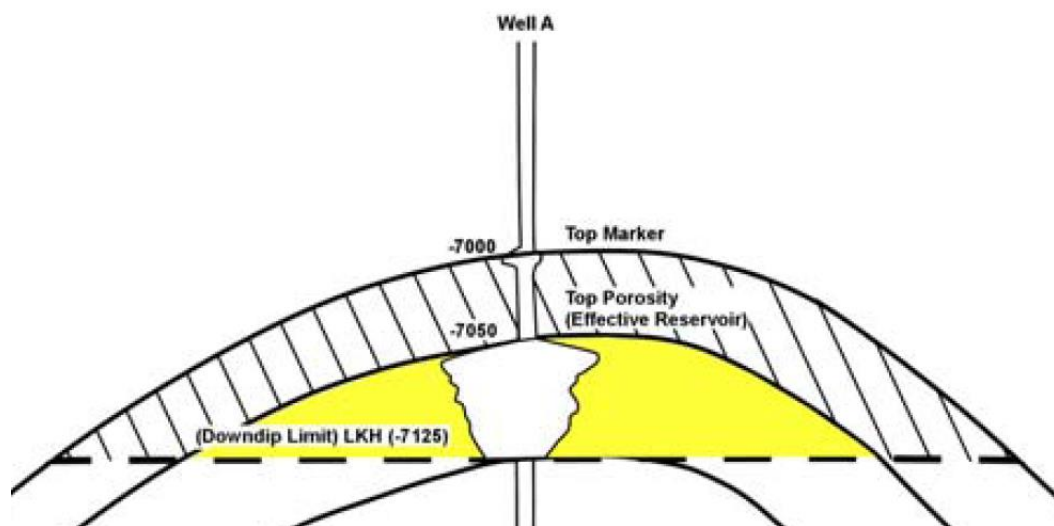
saturação de óleo e razão volume formação de óleo, dentre outros; e os erros na determinação das características da rocha e fluido podem ser divididos em duas categorias: Geociência e Engenharia (HARREL; HODGIN; WAGENHOFER, 2004).

No campo da geociência pode-se ter erros do tipo (HARREL; HODGIN; WAGENHOFER, 2004): Mapeamento de superfície; Reservatórios estratificados verticalmente e Mapas de espessura.

Os mapas estruturais de topo e de base de um reservatório são os mais comuns construídos por geocientistas e são chamados de mapas de superfície. A definição destes mapas é crucial para uma estimativa precisa do volume de petróleo contido no reservatório.

O erro mais comum dos mapas estruturais de topo é a definição incorreta da localização do topo do reservatório, levando a erros no cálculo do volume, como pode ser observado na Figura 3, pela parte hachurada, onde foi considerado como sendo o topo 7000 pés e na realidade deveria ser 7050 pés.

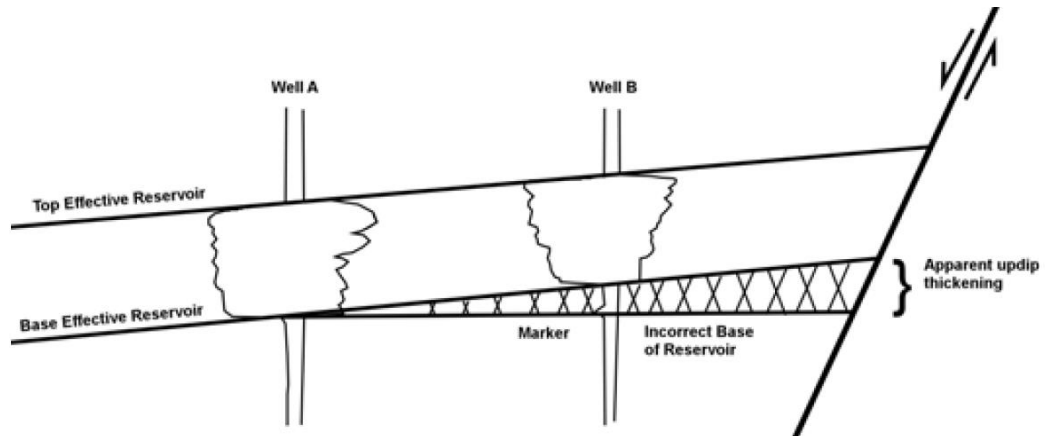
Figura 3 - Estrutura do topo do reservatório



Fonte: Harrel, Hodgins e Wagenhofer (2004).

O erro mais comum dos mapas estruturais da base é a definição incorreta da localização da base do reservatório como pode ser observado na Figura 4 pela parte hachurada e da mesma forma, afeta o cálculo do volume.

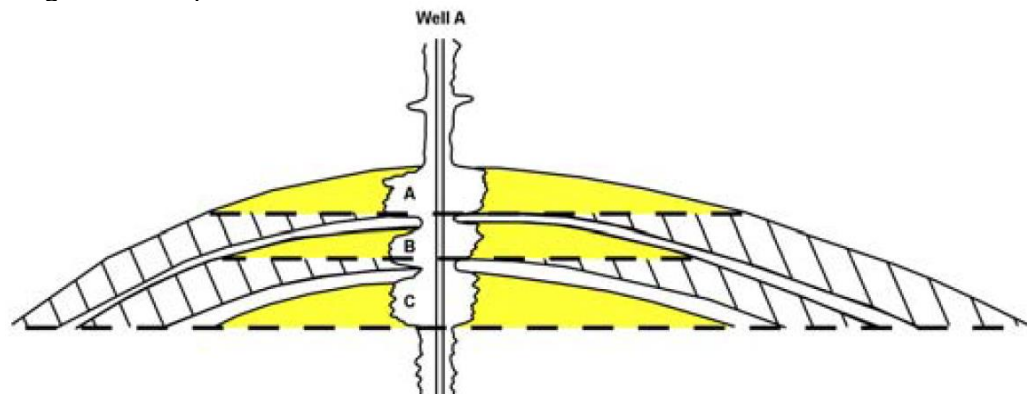
Figura 4 - Mapa estruturas do reservatório



Fonte: Rietz e Usmani (2009).

O erro mais comum dos reservatórios estratificados verticalmente é considerá-los como sendo um único reservatório quando na realidade são três distintos, conforme pode ser ilustrado na Figura 5 pela área pintada. A parte hachurada é o erro em volume de óleo quando somente um reservatório é considerado, ao invés de três.

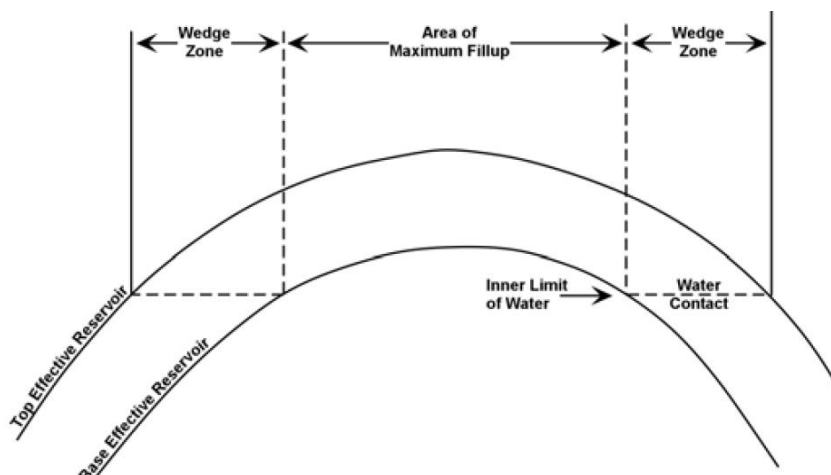
Figura 5 - Mapa estruturas do reservatório estratificado verticalmente



Fonte: Rietz e Usmani (2009).

O erro mais comum nos mapas de espessura pode ocorrer em duas partes do reservatório: extremidades do reservatório e área de máxima drenagem, conforme pode ser observado na Figura 6.

Figura 6 - Ilustração das extremidades e de área de máxima drenagem



Fonte: Rietz e Usmani (2009).

Com relação as áreas nas extremidades do reservatório (HARREL; HODGIN; WAGENHOFER, 2004), o erro que ocorre é adotar um valor médio para determinar a espessura destas partes onde a espessura no sentido vertical varia muito, ocasionando cálculos imprecisos.

Com relação as áreas de máxima drenagem (HARREL; HODGIN; WAGENHOFER, 2004), pode-se citar que o cálculo da espessura desta parte do reservatório através da média da espessura obtida dos poços pode não ser representativa por não considerar a variação que pode ocorrer entre um poço e outro. Em resumo, não se deve obter a espessura do reservatório pela média das espessuras encontradas pelos poços. O correto, neste caso, é fazer uma interpolação das características das rochas (porosidade, permeabilidade) e também das propriedades dos fluidos (saturações, viscosidades, Grau API, razão volume formação de óleo) entre os poços para encontrar a espessura do reservatório.

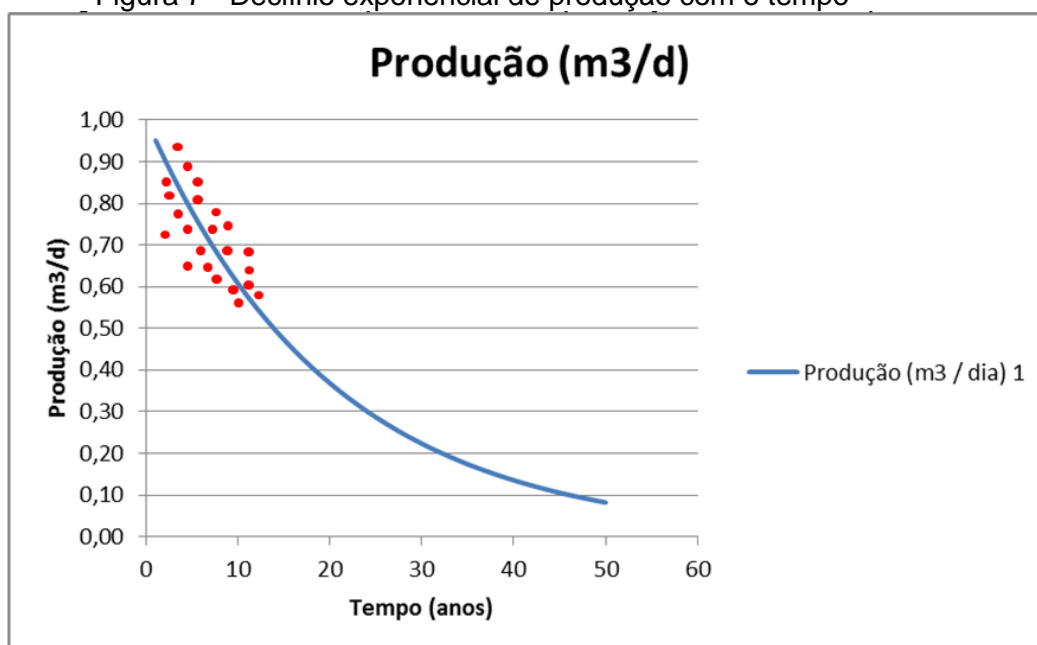
Considerando os erros no campo da Engenharia, os principais tipos são: curva de declínio de produção, analogias inapropriadas e simulação de reservatório.

A estimativa de reservas pode ser calculada através do volume total de óleo recuperável economicamente no reservatório abatido o que já foi produzido e, para o

declínio exponencial, pode ser traduzida pela seguinte equação:
$$[(N)_p]_{max} = \frac{q_i - q_e}{D_i}$$

Vale ressaltar que é necessário ter conhecimento da vazão no limite econômico, onde a produção é interrompida. Observando o gráfico abaixo (Figura 7), exemplo ilustrativo, de produção de óleo diária, com declínio exponencial, conclui-se que a área abaixo da curva é a produção acumulada ao longo de 50 anos. Digamos que a vazão no limite econômico é de $0,2 \text{ m}^3/\text{d}$ de óleo. Então, o volume total a ser recuperado, reserva, é a área abaixo da curva até uma produção diária de $0,2 \text{ m}^3/\text{d}$, em torno de 30 anos. Conseqüentemente, se já tivermos 10 anos de produção, nos restará 20 anos e a reserva será calculada pela área abaixo da curva entre os tempos 10 e 30 anos. Outra forma é calcular a área abaixo da curva até 30 anos, subtraindo a área abaixo da curva até 10 anos.

Figura 7 - Declínio exponencial de produção com o tempo



Fonte: Elaboração do autor desta pesquisa (2015).

Os tipos de erros inerentes a este processo são aqueles que fazem com que essa curva não represente a realidade do reservatório. Pode-se destacar três tipos de erros: determinação da vazão de óleo inicial incorreta, determinação incorreta do declínio exponencial e determinação incorreta da vazão no limite econômico.

Partindo do pressuposto que o óleo já está sendo produzido, quais são os erros cometidos na determinação da vazão inicial de óleo? Basicamente os erros de medição dos instrumentos utilizados, aliado a isso, os diversos fluidos sendo produzidos simultaneamente, como água, lama, cascalhos, areia, dentre outros.

Na determinação do declínio exponencial, uma curva é usada para representar o histórico de produção do campo. Esta mesma curva, com declínio exponencial, é usada para fazer estimativas acerca da produção futura, a reserva. O valor da reserva pode variar bastante, a depender do ajuste realizado pelo engenheiro. Em um determinado histórico de produção, podem ser obtidas diversas curvas de ajuste de histórico com diferentes coeficientes exponenciais. Cabe ao engenheiro optar por aquele coeficiente que mais se ajusta ao histórico de produção. Conseqüentemente, vale lembrar que cada coeficiente indicará um valor de reserva diferente. Por isso, é importante fazer um ajuste de histórico bem adequado, que tenha um maior coeficiente de correlação.

Por fim, outro erro que pode ser considerado é com relação à determinação da vazão no limite econômico que nada mais é do que a vazão mínima na qual é economicamente viável continuar com a produção. Entre os erros, pode-se destacar o levantamento incorreto dos custos, deixando de considerar alguns custos indiretos, como não incluir os custos de produção dos produtos secundários, custos operacionais, de manutenção, de pessoal e falha ao avaliar os custos envolvidos na utilização de novos mecanismos de produção. Esses erros fazem com que os custos fiquem subestimados ou superestimados e conseqüentemente as reservas superestimadas ou subestimadas respectivamente. Vale ressaltar, também, que considerando a quantidade de informações trocadas e de diversas pessoas envolvidas, pode ocorrer perda de parte destas informações, impactando assim no levantamento correto dos custos envolvidos.

Com relação aos erros referentes às analogias inapropriadas, pode-se destacar a omissão ou má interpretação dos parâmetros críticos geológicos, de engenharia e operacionais que devem ser levados em consideração para uma boa analogia. O Quadro 1 mostra os parâmetros típicos que precisam ser analisados, não tendo a necessidade de usar todos, dependendo caso a caso. Entretanto, para minimizar estes erros, é necessário dar preferência a áreas mais próximas ao reservatório análogo e seguir um processo rigoroso de coleta e análise dos parâmetros.

Quadro 1 - Parâmetros geológicos, de engenharia e operacionais típicos

Típicos Parâmetros		
Geociência	Engenharia	Operacional
Configuração Estrutural	Pressão e Temperatura	Espaçamento entre poços
Litologia e Estratigrafia	Propriedades dos Fluidos	Métodos Artificiais de Elevação
Principais heterogeneidades	Mecanismo de recuperação	Razão Produção Injeção
Continuidade do Reservatório	Mobilidade dos Fluidos	Volumes de Injeção Anual
Espessura Média	Distribuição do Fluidos	Capacidade de manusear os fluidos
Saturação de Água	Maturidade do Reservatório	Proximidade Lateral
Permeabilidade	Produtividade do Poço	
Porosidade	Especificações EOR	
Proximidade Lateral	Proximidade Lateral	

Fonte: Rietz e Usmani (2009).

Uma simulação de reservatório é feita usando um modelo matemático que represente o reservatório e um software simulador para rodar este modelo, para tirar conclusões acerca do reservatório em estudo. Basicamente, as propriedades do reservatório, rocha e fluido, são inseridas no simulador e a partir daí são realizadas diversas simulações com o objetivo de primeiramente ajustar o histórico de produção. Uma vez realizado o ajuste de histórico, projeções são realizadas alterando algumas variáveis com o objetivo de encontrar a melhor forma de produzir o petróleo, que é quando se consegue produzir uma maior quantidade de petróleo com o menor custo. Pode-se destacar como principal erro, o ajuste de histórico de produção inadequado que pode ter como causas: variáveis de entrada incorretas tais como as características da rocha e do fluido; o esquema de produção incorreto, que informa quais poços estão em produção ao longo do tempo; esquema incorreto de injeção de fluidos; esquema incorreto de completação de poços, dentre outros. Em resumo, não ter um modelo que represente o reservatório e como consequência ter dificuldade em ajustar o histórico de produção.

Portanto, observa-se que os erros mencionados acima fazem parte do processo de estimativa das reservas e que somente os geofísicos e engenheiros possuem o conhecimento necessário para minimizar o impacto destes com o objetivo de obter uma estimativa de reserva mais fidedigna possível. Para isso, eles devem contar com informações atualizadas e simuladores mais avançados possíveis.

Além dos erros técnicos já mencionados, podem ser observados na literatura que existem outros tipos de erros chamados de erros estratégicos ou gerenciais que serão comentados na sequência.

Um dos casos que ganhou conhecimento internacional foi o da Shell, que no dia 9 de janeiro de 2004 anunciou uma redução da reserva provada de 3,9 bilhões de barris de óleo equivalente (OLSEN, 2010), fazendo com que o seu valor de mercado caísse 6,9% no mesmo dia. Este fato fez com que logo em seguida, fosse conduzida uma investigação sendo identificados os países que tiveram maiores perdas em suas reservas, a saber: Austrália, computando reservas como provadas sem ter mercado, plano de desenvolvimento, nem um interesse firmado em investir no projeto; Nigéria, as companhias foram pressionadas pelo governo local para inflacionar as reservas, por interesse da Organização dos Países Exportadores de Petróleo (OPEC) (OLSEN, 2010). Consequentemente, o departamento de justiça dos Estados Unidos abriu um inquérito em março de 2004 e fechou-o em junho de 2005, concluindo sem nenhuma ação contra a Shell. Em agosto de 2006, o mesmo departamento de justiça anunciou que a SEC não iria prosseguir acusações contra o então presidente da Shell (OLSEN, 2010).

Em outro caso, da corporação El Paso, as reservas provadas estavam sendo computadas em projetos que não seriam desenvolvidos. No dia 17 de fevereiro de 2004, a empresa reduziu 1,8 trilhões de pés cúbicos, equivalente a 40% de suas reservas provadas reportadas anteriormente. A companhia obteve uma perda em suas ações da ordem de US\$ 1,7 bilhões de dólares. O presidente e os vices aumentaram as reservas de óleo e gás computando-as como reservas provadas incorretamente quando os reservatórios tinham reservas não provadas (OLSEN, 2010). Na mesma Companhia, no sul do Texas, estudos preliminares indicavam que o reservatório tinha alta permeabilidade, o que não foi comprovado após perfuração, ficando as reservas divulgadas as dos estudos preliminares. No Brasil, a falta de acordo de venda de gás na Bacia de Camamu fez com que o gás não pudesse ser comercializado, causando um decréscimo na reserva. No final, a Companhia El Paso concordou em pagar USD 273 milhões de dólares pelos danos causados aos acionistas (OLSEN, 2010).

No caso da *Stone Energy Corporation* localizada em Lafayette (EUA), Louisiana e com ativos concentrados no Golfo do México, “*Rocky Mountains*” e Bacia de “*Williston*”, a mesma informou no dia 6 de outubro de 2005 que iria revisar 171 bilhões de pés cúbicos de petróleo equivalente, aproximadamente 20% do volume reportado em 2004. As causas levantadas deste erro no cálculo das reservas foram: falta de treinamento adequado com relação aos padrões de estimativa de reservas da SEC e o corpo técnico (geólogos e engenheiros) sofrerem pressão para interpretar os dados agressivamente. O presidente da companhia foi indiciado por modificar mapas geológicos de reservatórios de óleo e gás, violar requerimentos da SEC de classificação de reservas provadas e de intimidar, abusando verbalmente empregados da companhia com relação aos cálculos das reservas provadas por estarem abaixo do que o CEO esperava, fazendo com que as ações caíssem 30%. (OLSEN, 2010).

A Repsol YPF, com sede em Madrid, anunciou em janeiro de 2006 que o volume de suas reservas no final de 2005 seria reduzido em 12,5 MMBOE, ou aproximadamente 25% do volume reportado no final de 2004. A maioria das revisões foi realizada na Bolívia (659MBOE) e Argentina (509MBOE). A companhia citou a nova lei de hidrocarbonetos da Bolívia e o fato do reservatório ser novo com pouco histórico de produção como as principais razões desta redução. Investigações internas na companhia identificaram como sendo principais razões: falta de entendimento e treinamento sobre os requerimentos da SEC para classificar as reservas como provadas e falta de sistemática interna de controle.

Olsen (2010) identificou mais de 20 casos de redução nas reservas provadas que não estão relacionados ao tamanho da companhia, localização geográfica de seus ativos, tipos de petróleo e categoria da reserva.

Quadro 2 - Casos de redução nas reservas

Operador	Descrição Geral
Forest Oil	Redução de reserva provada de 74 MMBOE em 2004, uma redução de 85% (MEYER; ZORN, 2004).
Nexen	67MMBOE, correspondendo a 8% de redução em 2004, principalmente atribuída ao limite econômico e revisão do fator de recuperação nos campos do oeste do Canadá (MEYER; ZORN, 2004).
Vintage Petroleum	Redução das reservas do Canadá em 2004 em aproximadamente 67% por baixa performance (MEYER; ZORN, 2004).
Norsk Hydro	Reservas provadas não desenvolvidas de Ormen Lange foram reduzidas em 30%, um decréscimo no valor da companhia de 6,6% (NORSK HYDRO, 2004).
Pemex	Reclassificados 9.1 bilhões de barris de óleo equivalente na área de Chicontepec em reservas provadas não desenvolvidas em 2002 em alinhamento aos requerimentos da SEC (BUSINESS NEWS AMERICAS, 2002).
Energia Cairn	Companhia baseada na Escócia reduziu em 213 BCF as reservas de Sangu (Bangladesh) (CARR, 2007).
Petróleo "Seven Seas"	Redução das reservas provadas Colombianas em 31.3 milhões de BOE, devido à baixa taxa de produção, baixas pressões de produção no campo de óleo de Guadas, na Bacia de Magdalena (UPSTREAM, 2002).
Enserch/EEEX	Anuncio na redução de 30% nas reservas provadas, equivalente à (500-700Bcf) em 1997 e consequente queda nas ações de 17% (SMITH; SHEEHAN, 1997).

Fonte: Olsen (2010).

As reduções de reservas poderiam ter sido minimizadas através do treinamento referente às normas da SEC e controles internos mais rigorosos. O papel dos agentes reguladores é importante para garantir uma maior confiança na divulgação dos resultados. Uma reclassificação, reduzindo as reservas provadas tem

impacto direto nas ações da companhia, sem considerar os processos custosos e multas elevadas que os acionistas querem evitar.

Também são curiosos as formas e o contraste nos tratamentos e penalidades aplicados às empresas, Shell e El Paso (GOLD, 2008). Na primeira, foi aplicada uma multa somente para a empresa, não sofrendo nenhuma penalidade para os executivos e na segunda os executivos sofreram penalizações. Maiores detalhes não foram publicados.

Contudo, foi visto que existem erros nos cálculos das reservas de ordem técnica e gerencial. Os de ordem técnica podem ser minimizados com treinamentos específicos. Os erros de ordem gerencial podem ser minimizados com um controle maior das agências reguladoras, auditando os relatórios das empresas, além da modificação da política de bônus dos executivos, como foi feito no caso da Shell (OLSEN, 2010).

1.3 SISTEMA DE GERENCIAMENTO DE RECURSOS DE PETROLEO (PRMS)

Anteriormente à criação de um sistema padronizado para classificação dos recursos de petróleo, cada companhia divulgava suas quantidades usando critérios próprios e isso dificultava o entendimento por parte de investidores e banqueiros. Estes não poderiam comparar as informações entre si, dificultando assim a priorização de seus investimentos. Como poder comparar as quantidades divulgadas nos relatórios das empresas sem o conhecimento de qual critério foi utilizado? Dessa necessidade, foi criado o Sistema de Gerenciamento de Recurso de Petróleo com o objetivo de ter uma definição padronizada e consistente (PRMS, 2011).

Ao longo dos anos, esse documento foi sendo atualizado para adaptar as necessidades da época, incluindo os diversos pontos de vista das associações que foram se juntando com o passar do tempo. Critérios foram sendo contemplados e definições foram sendo refinadas com exemplos para facilitar o entendimento de quem fará as avaliações e também para quem usará a informação.

O marco inicial do Sistema de Gerenciamento de Recursos de Petróleo foi dado em 1997 (PRMS, 2011), quando a SPE e o WPC aprovaram as definições de reserva de petróleo. As definições foram sendo atualizadas e em 2000, a Associação

de Geólogos de Petróleo (AAPG) foi incluída e aprovada, gerando o Sistema de Classificação de Recursos de Petróleo. Em 2007, houve nova atualização, com inclusão da SPEE, culminando no Sistema de Gerenciamento de Recursos de Petróleo, mais conhecido como PRMS. Em 2011, o PRMS teve uma nova atualização com inclusão de procedimentos para estimativa determinística de recursos de petróleo e uma outra atualização para tratar de recursos não convencionais.

O PRMS 2011 é o documento mais atualizado, contendo exemplos de como calcular os vários tipos de reservas, servindo como um guia para engenheiros de petróleo. É também um consolidador de informações, onde pode ser encontrado como são classificados os recursos de petróleo por diversas agências reguladoras e de proteção aos investidores, servindo como base de pesquisa e referência de investidores, produtores de petróleo, engenheiros de petróleo e banqueiros.

1.4 COMPARAÇÃO DOS SISTEMAS DE CLASSIFICAÇÕES ENTRE PAÍSES

Como foi visto nas seções anteriores, os diversos países produtores de petróleo podem publicar suas reservas cometendo erros nos cálculos, tanto de ordem técnica, quanto de ordem estratégica ou gerencial. Além do mais, existem diversos sistemas de classificação disponíveis.

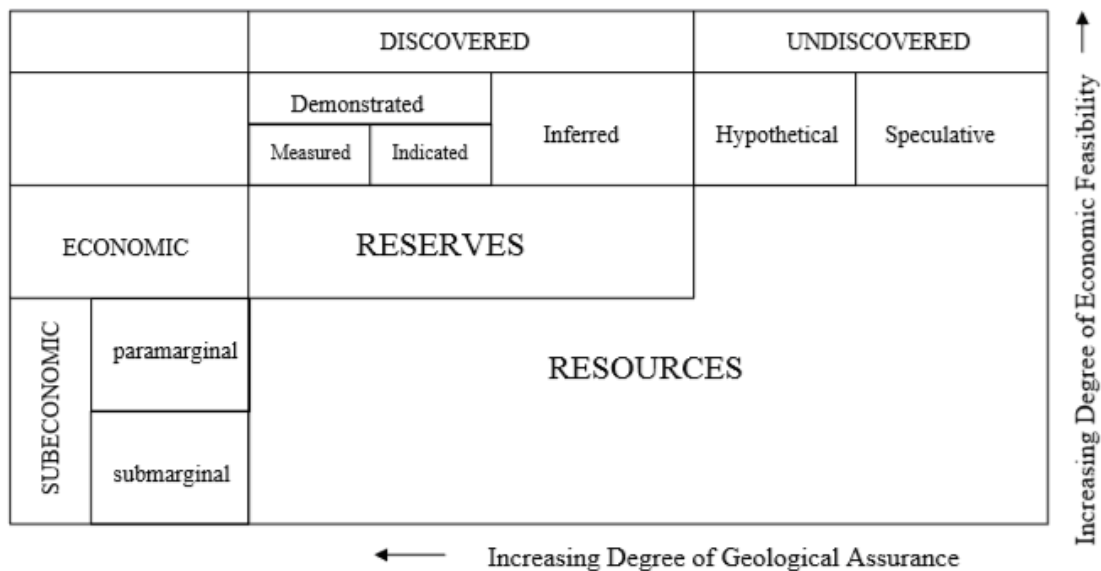
Em outubro de 2005, o subcomitê de mapeamento (ETHERINGTON; POLLEN; ZUCCOLO, 2005) e o comitê de reserva de óleo e gás da SPE completaram um estudo sobre o sistema de classificação de reservas e recursos que foram publicados por 9 agências internacionais, reguladoras e de proteção ao investidor, a saber:

1. US Security and Exchange Commission (SEC - 1978)
2. UK Statement of Recommended Practices (SORP -2001)
3. Canadian Security Administrators (CSA -2002)
4. Russian Ministry of Natural Resources (RF-2005)
5. China Petroleum Reserves Office (PRO – 2005)
6. Norwegian Petroleum Directorate (NPD – 2001)
7. United States Geological Survey (USGS - 1980)

8. United Nations Framework Classification (UNFC- 2004)
9. Agência Nacional de Petróleo (ANP-2014)

A maioria dos sistemas, incluindo o sistema da SPE, são baseados na metodologia de classificação recomendada por V.E. McKelvey no início dos anos 70 e resumidas na Figura 8. Nesse clássico diagrama, o eixo horizontal demonstra a certeza geológica enquanto o eixo vertical demonstra a sua viabilidade econômica. Além disso, as agências reconhecem as três principais categorias: não descoberto; descoberto e sub econômico; descoberto e econômico.

Figura 8 - Metodologia de classificação recomendada por V.E. McKelvey



Fonte: Etherington, Polle e Zuccolo (2005).

A descrição abaixo, da exploração para a produção até o abandono, irá mostrar a diferença entre os sistemas de classificação das reservas e recursos das 9 agências citadas acima.

Na fase inicial, a acumulação é identificada, os tipos de hidrocarbonetos são previstos, a faixa de volume inicial no reservatório é estimada bem como a chance de ser descoberto. Assumindo uma descoberta, um plano de desenvolvimento de alto nível é aplicado para estimar a taxa de produção com o tempo associado com o fluxo de caixa.

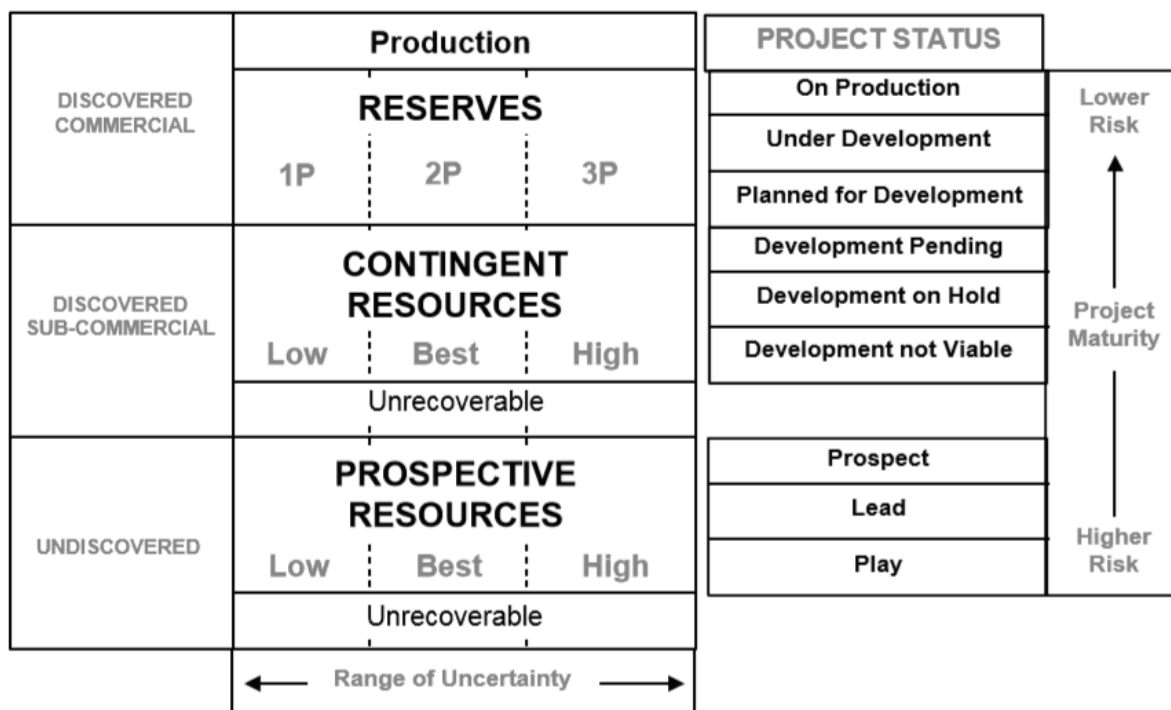
Com os resultados do poço exploratório, todo ou uma porção do volume recuperável pode ser categorizado como descoberto baseado em um critério definido. Essas descobertas podem ser econômicas ou não dependendo do plano

de desenvolvimento e dos preços e custos assumidos. Os não econômicos incluem os recursos contingentes enquanto que os econômicos são categorizados como reservas. As reservas podem ser classificadas como desenvolvidas ou não desenvolvidas.

Os requerimentos-chaves para considerar uma acumulação como descoberta e conseqüentemente se contém reserva ou recursos contingentes é se essa acumulação foi perfurada por um poço. As definições da agência do Canadá são explícitas quanto às acumulações que ainda não foram perfuradas por um poço sendo classificadas como recursos futuros. A confirmação da produção comercial através de testes de formação é requerida para classificar as reservas como provadas para as agências do Canadá e da Noruega. O diretório norueguês de petróleo (NPD) define a descoberta de petróleo como sendo um depósito ou vários depósitos que foram descobertos por poços e que através de testes de formação, foi constatada a existência de hidrocarbonetos. Vale ressaltar que nem toda a acumulação que contempla o critério de descoberta pode ser desenvolvida comercialmente, pois podem existir contingências que impeçam que os hidrocarbonetos se tornem comerciáveis e sejam classificados como reservas. Como exemplo, pode-se citar a falta de mercado, falta de infraestrutura para transporte, restrições ambientais e legais. A definição da SPE de comercialidade foca na intenção em produzir ao longo de um tempo determinado que pode ser demonstrada através de planos de financiamento, declarações de comercialidade e aprovações regulatórias.

O guia suplementar de 2001 da SPE notou que as situações dos projetos podem ser vistas de acordo com o risco envolvido, onde alto nível de maturidade reflete baixo risco. Os níveis de risco podem ser observados no lado direito da Figura 9:

Figura 9 - Status dos projetos e risco comercial



Fonte: Etherington, Polle e Zuccolo (2005).

Todas as classificações utilizam o eixo horizontal para descrever a faixa de incerteza do volume de hidrocarbonetos que serão produzidos e identificam três subdivisões: provadas ou 1P; prováveis ou 2P e possíveis ou 3P. Em todos os casos, exceto o do sistema de classificação chinês, essas mesmas subdivisões são utilizadas para os recursos contingentes. Os termos da agência USGS, medido, identificado e inferido são geralmente correlacionados com provadas, prováveis e possíveis.

Com relação aos critérios para as reservas não provadas, todas as agências, excluindo a SEC, reconhecem a baixa certeza no cálculo das reservas baseado na distância dos poços produtivos e dados limitados da geologia, geofísica e de engenharia e a maioria define a melhor estimativa e a estimativa menos conservadora como sendo 2P e 3P respectivamente. A categoria C2 da classificação Russa inclui as reservas prováveis e possíveis. Enquanto a maioria das categorias possuem requerimentos semelhantes de classificação para comercialidade, algumas diferenças podem ser observadas: Os Guias do Canadá e da SPE não requerem testes de poços para definir as reservas como prováveis e possíveis. O estado chinês diz não ser possível separar as reservas possíveis dos recursos contingentes com alta estimativa devido à falta de informação. A classe C2 Russa se enquadra na

mesma classificação de recursos contingentes inferidos da USGS. A UNFC não descreve explicitamente o critério de reserva provável e possível, mas se refere a melhor e alta estimativa baseada na certeza geológica e permite que todas as quantidades sejam descritas em termos de distribuição de probabilidade ou nas faixas determinadas pela SPE (P90, P50 e P10). A SPE é a única classificação que descreve as reservas prováveis e possíveis com critérios específicos determinísticos.

Para as reservas adicionadas devido à extração de petróleo em métodos avançados de recuperação, tais como: injeção de água, processos térmicos, químicos, a SPE e a SEC requerem testes com pilotos para cada reservatório em avaliação. A classificação Russa não requer teste em um piloto.

Com relação a classificação em reservas desenvolvidas e não desenvolvidas, todas as classificações exceto as da USGS segregam as reservas provadas em desenvolvidas e não desenvolvidas de acordo com a estrutura para a produção. A maioria dos critérios são similares com o guia da SPE: “Reservas provadas desenvolvidas são aquelas que podem ser produzidas através de poços e estruturas já existentes. As reservas não desenvolvidas são aquelas que serão recuperadas de poços novos ainda não perfurados que a estrutura para o escoamento da produção não está pronta” (SPE, 2007). Todas as agências reconhecem que um novo investimento é requerido para transformar as reservas não desenvolvidas em desenvolvidas.

O guia canadense propõe que para as reservas não desenvolvidas, a existência de um plano de desenvolvimento em 2 anos é requerida para transformar essas reservas em desenvolvidas.

As principais diferenças entre as regulações e agências de proteção ao investidor podem ser observadas no Quadro 3, comparação dos parâmetros e critérios entre as regulações e agências de proteção ao investidor.

Quadro 3 - Comparação dos parâmetros e critérios entre as regulações e agências de proteção ao investidor.

Parâmetro	SPE	SEC	UK-SORP	CSA	RF	PRO	NPD	USGS	ANP	UNFC
Região que é adotada	Estados Unidos	Estados Unidos	Inglaterra	Canadá	Rússia	China	Noruega	Estados Unidos	Brasil	Europa
Preço do petróleo	Média do ano	Final do ano	Data da avaliação	Data da avaliação	Não determina	Data da avaliação	Não determina	Não determina	Operador define	Não determina
Metodologia	Determinística / Probabilística	Prioritariamente determinística / Probabilística	Idem SPE	Idem SPE	Idem SEC	Idem SEC	Idem SPE	Idem SPE	Idem SPE	Idem SPE
Comprovação Reserva Provada	Geralmente através de teste de poço / testemunhos	Teste de poço mandatário, exceto no Golfo do México	Idem SPE	Idem SPE	Idem SPE.	Idem SPE	Idem SPE	Idem SPE	Idem SPE	Idem SPE
Economicidade	Não especifica requerimentos para financiamento do projeto	Requer certeza razoável para financiamento do projeto	Idem SPE	Idem SPE	Idem SPE	Idem SPE	Idem SPE	Idem SPE	Idem SPE	Idem SPE
Crítérios Comerciais	Requer compromisso em desenvolver o projeto.	Idem SPE	Idem SPE	Idem SPE	Idem SPE	Idem SPE	Idem SPE	Idem SPE	Idem SPE	Idem SPE
O que considera como Reserva	Hidrocarbonetos Convencionais e não convencionais	Hidrocarbonetos Convencionais e Carvão como não convencional	Idem SPE	Hidrocarbonetos Convencionais e Betumem como não convencional	Hidrocarbonetos Convencionais	Idem SEC	Idem SPE	Hidrocarbonetos Convencionais	Idem SPE	Idem SPE
Incerteza	P90 P50 P10	P90, somente reserva provada	Idem SPE	Idem SPE	P90 P50 P10 (com outra nomenclatura)	P80 P50 P10	P80 P50 P20	P95 P50 P05	P90 P50 P10	Idem SPE
Crítério para ser Descoberta	Perfurada por Poço	Idem SPE	Idem SPE	Idem SPE	Idem SPE	Idem SPE	Idem SPE	Idem SPE	Idem SPE	Idem SPE

Fonte: Elaborado pelo autor desta pesquisa (2015).

Pode ser constatado no Quadro 3 que a maioria das regulações seguem o critério da SPE. Todas podem usar a metodologia determinística ou probabilística, todas necessitam da realização de teste de poço para comprovação da reserva provada e todos os reservatórios precisam ser perfurados por poço para considerar a reserva descoberta. Com relação à incerteza, a maioria segue a regra da SPE: P90, P50 e P10, salvo para a regulação USGS dos Estados Unidos que considera P95,

P50 e P10 fazendo com que a certeza da reserva provada seja maior do que as demais (P95) e com isso, sendo mais conservador, obtendo um valor menor para a reserva provada.

De acordo com revisões realizadas nas documentações das 8 agências reguladoras e de proteção ao investidor e discussões com especialistas em cada sistema de classificação, foi construída uma tabela para identificar as categorias e classes que são equivalentes apesar de usarem diferentes terminologias.

A Figura 10 mostra a classificação por categorias: não descoberta, descoberta sub-comercial e descoberta comercial:

Figura 10 - Classificação por Categorias: não descoberta, descoberta sub-comercial e descoberta comercial

		SPE 2001	SEC 1978	UK-SORP 2001	CSA 2002	RF 2005	PRO 2005	NPD 2001	USGS 1980	UNFC 2003	ANP 2014
In-Place											
Total Petroleum Initially-In-Place	Total PIIIP				Total PIIIP	Total PIIIP	Total PIIIP	**	Total PIIIP	Total PIIIP	Total PIIIP
Discovered Petroleum Initially-In-Place	Discovered PIIIP				Discovered PIIIP	Geological Reserves	Geological Reserves	**	Discovered PIIIP	Discovered PIIIP	Discovered PIIIP
Undiscovered Petroleum Initially-In-Place	Undiscovered PIIIP				Undiscovered PIIIP	Geological Resources	Undiscovered PIIIP	**	Undiscovered PIIIP	Undiscovered PIIIP	Undiscovered PIIIP
Recoverable											
Discovered + Undiscovered	Resources				Resources			Recoverable Resources		Remaining Recoverable	Resources
Produced	Production	Production	Production	Production	Production	Produced Reserves	Production	Historical Production	Cumulative Production	Produced	Production
Discovered	Discovered	Discovered	Discovered	Discovered	Discovered	Recoverable Reserves	Recoverable Reserves	**	Identified Resources		Discovered
Discovered Commercial	Reserves	Reserves	Reserves	Reserves	Reserves	Economic - Normally Profitable Reserves	Economical Initially Recoverable Reserves*	Reserves	(Economic) Reserves	Reserves	Reserves
Discovered Sub-commercial	Contingent Resources				Contingent Resources	Contingently Profitable & Subeconomic Reserves	*	Contingent Resources	Marginal Reserves	Contingent Resources	Contingent Resources
Discovered Unrecoverable	(Discovered) Unrecoverable				(Discovered) Unrecoverable	Unrecoverable Reserves	Residual Unrecoverable Volumes	**	Demonstrated Subeconomic Resources	Unrecoverable	(Discovered) Unrecoverable
Undiscovered	Prospective Resources				Prospective Resources	Recoverable Resources	Recoverable Resources	Undiscovered Resources	Undiscovered Resources	Prospective Resources	Prospective Resources
Undiscovered Unrecoverable	(Undiscovered) Unrecoverable				(Undiscovered) Unrecoverable	Unrecoverable Resources	Residual Unrecoverable Volumes	**		Unrecoverable	(Undiscovered) Unrecoverable

* Chinese classification is EUR-based - includes production. Contingent Resources equivalent is technically recoverable minus economically recoverable

** The NPD classification is for recoverable quantities only based on development projects.

Fonte: Etherington, Polle e Zuccolo (2005), modificado pelo autor.

Analisando a Figura acima, conclui-se que a SEC e a SORP são mais rigorosas que as demais, somente tratando de reservas. As outras tratam também de recursos descobertos e não descobertos.

A Figura 11 compara a terminologia usada para volumes descobertos baseado na certeza técnica das classes: baixa, melhor e alta estimativa aplicadas para recursos contingentes e futuros e provada, provável e possível para reservas.

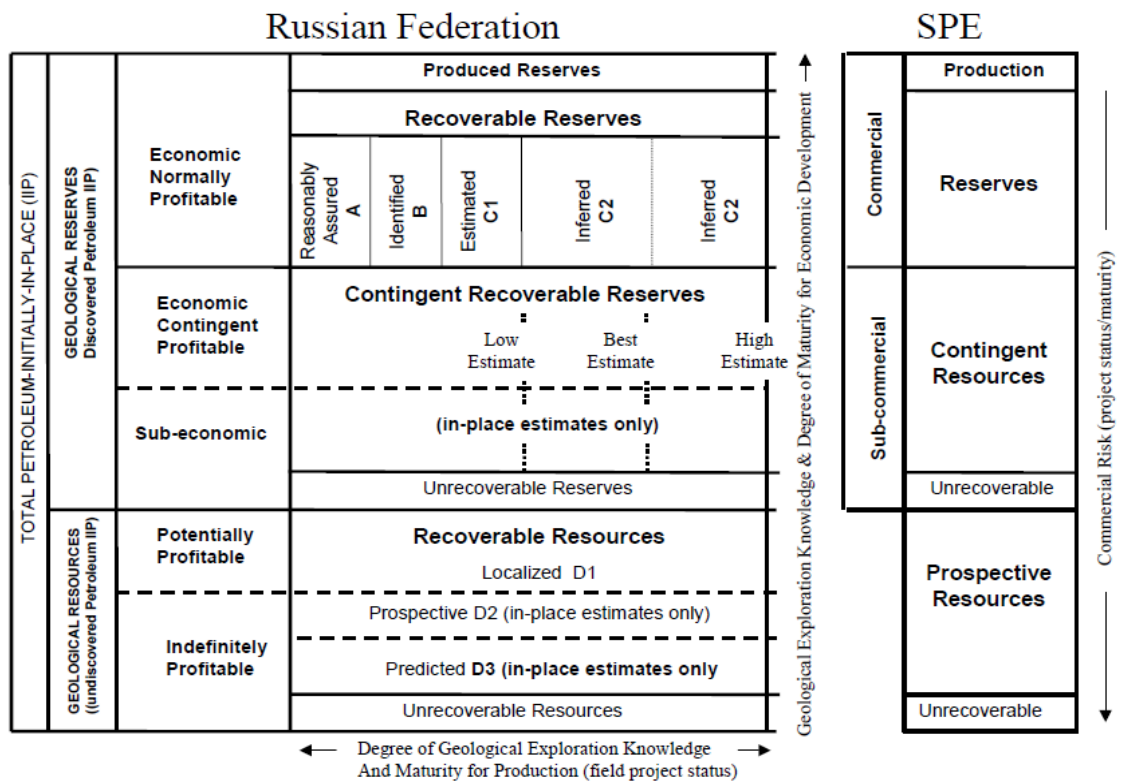
A SORP (2001), por ser um documento de contabilidade, não discute em detalhes o sistema de classificação de reservas e recursos, deixando a decisão da classificação como sendo responsabilidade da empresa. Os critérios técnicos e comerciais são semelhantes aos da SPE: as reservas só podem ser consideradas provadas ou prováveis se for suportada pela produtividade ou testes de formação conclusivos e as reservas só podem ser consideradas produtivas comercialmente se a gerencia tem a intenção de desenvolver a sua produção.

A CSA (2002) contempla regras para as empresas registradas no Canadá que contêm o instrumento nacional (NI) 51-101 referenciando as definições de recursos e guias de aplicação no *Handbook* de avaliação de óleo e gás do Canadá autorizado pela SPE. A classificação geral e as definições de reservas são muito semelhantes aquelas da SPE. O guia da SPE é designado para incorporar ambas as reservas convencionais e não convencionais, mas não trata especificamente métodos de extração.

Com relação a classificação russa, são estimados também os volumes no reservatório para as classes D2 e D3 enquanto que a classificação da SPE se refere ao volume recuperável como um todo. Esses volumes são categorizados como não econômicos pela RF-2005 por causa da restrição do acesso por estarem localizados abaixo de parques, cidades e zonas de água de proteção ambiental ou falta de tubulações e infraestrutura adequada para escoamento da produção. Os russos usam o termo reserva para identificar todo o tipo de volume descoberto (no subsolo, econômico e não econômico). As reservas Russas classe A, B e C1 correlacionam com as reservas provadas desenvolvidas e em produção; provadas, desenvolvidas e não em produção; e provadas, mas não desenvolvidas da SPE, respectivamente. As estimativas recuperáveis da categoria B têm a mesma certeza da categoria A, mas não estão em produção por algum motivo. A categoria C2 engloba as reservas prováveis e possíveis da SPE. A RF 2005 não trata hidrocarbonetos não convencionais tais como: carvão e betumem. A única referência feita é relacionada com óleos pesados que devem ser classificados como acumulações complicadas. A principal diferença com relação ao modelo SPE é que a RF 2005 inclui incrementos na reserva sem a necessidade de um piloto no reservatório. Todas as reservas são avaliadas utilizando o seguinte critério: recuperáveis comercialmente se colocadas em produção em mercados competitivos com o uso de equipamentos e tecnologias

de recuperação e tratamento respeitando o uso racional do solo e a proteção ambiental. Como o modelo de classificação Russo é baseado em geologia, existe uma ênfase muito maior na análise volumétrica em todas as categorias enquanto que a maioria dos analistas focam em estimativas baseadas na performance da produção (curvas de declínio e balanço de materiais) para estimar as reservas provadas e prováveis.

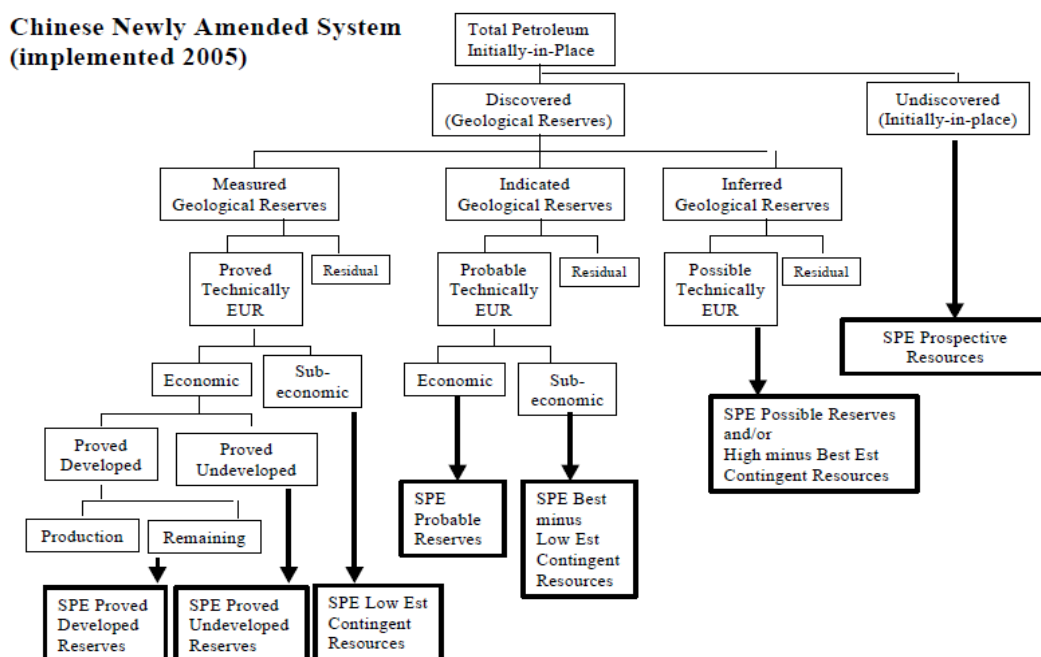
Figura 12 - Compara as definições da Federação Russa com as definições da SPE



Fonte: Etherington, Polle e Zuccolo (2005).

Com relação ao modelo chinês, existe um acordo geral entre a PRO 2005 chinesa e o sistema de classificação da SPE, com algumas diferenças na interpretação, conforme apresenta a Figura 13.

Figura 13 - Compara as definições do Sistema Chinês com as definições da SPE



Fonte: Etherington, Polle e Zuccolo (2005).

O sistema de classificação Chinês usa o termo reserva tanto para volumes descobertos no reservatório e recuperáveis tecnicamente quanto para os volumes recuperáveis economicamente. Para reservas totais estimadas tecnicamente, os estudos de viabilidade assumem as médias dos preços e custos, mas para as reservas provadas recuperáveis economicamente, os preços e custos são utilizados como referência os da data da estimativa realizada. Com relação aos hidrocarbonetos não convencionais, os chineses ainda não desenvolveram uma regulação para o betumem.

O sistema de classificação de petróleo da Noruega (NPD-2001) é baseado na classificação da SPE, conforme apresenta a Figura 14.

Figura 14 - Compara as definições do Sistema da Noruega com as definições da SPE

		SPE/WPC/AAPG		NPD	
TOTAL PETROLEUM-INITIALLY-IN-PLACE	DISCOVERED PETROLEUM-INITIALLY-IN-PLACE	COMMERCIAL	PRODUCTION	0	Sold and Delivered
			P90 P50 P10	1	On Production
			RESERVES	2 F/A	Under Development
		SUB-COMMERCIAL	1P 2P 3P	3 F/A	Development Committed
			CONTINGENT RESOURCES	4 F/A	Resources in Planning
				5 F/A	Development Likely
				6	Development Unlikely
	7F/A	Being Evaluated			
	UNRECOVERABLE				
	UNDISCOVERED PETROLEUM-INITIALLY-IN-PLACE	PROSPECTIVE RESOURCES		8	Prospect
		9	Play and Lead		
UNRECOVERABLE					

← Range of Uncertainty →

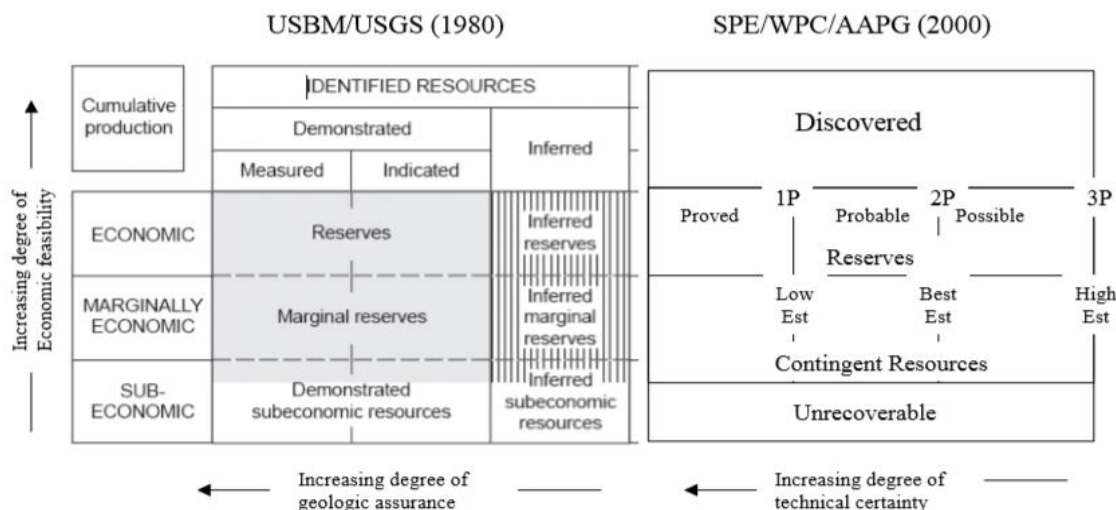
 F= First recovery
 A = Advanced recovery

Fonte: Etherington, Polle e Zuccolo (2005).

O eixo horizontal é relacionado com a incerteza nas quantidades de recuperação dos hidrocarbonetos associado a cada projeto de desenvolvimento, podendo existir muitos projetos de recuperação de óleo e gás para uma mesma acumulação e estes estando em diferentes níveis de maturidade e em diferentes categorias. A NPD da Noruega achou conveniente distinguir estes, entre projetos prioritários (F) e adicionais (A). O incremento relacionado a projetos com recuperação avançada de petróleo são acompanhados como adicionais (A) e as quantidades associadas aos projetos de recuperação primária são acompanhados como prioritários (F). A NPD define uma descoberta como sendo um depósito de petróleo ou uma serie de depósitos de petróleo coletivamente que foi descoberto através de um mesmo poço de petróleo em que testes e amostragens constataram a probabilidade da existência de hidrocarbonetos. A NPD não fornece diretrizes do que considerar economicamente comercial e sub-comercial.

Com relação ao sistema USGS, a Figura 15 ilustra a comparação entre o sistema USGS 1980 e a SPE 2000 (HAYHOW; LEMEE, 2000).

Figura 15 - Compara as definições do Sistema dos Estados Unidos com as definições da SPE

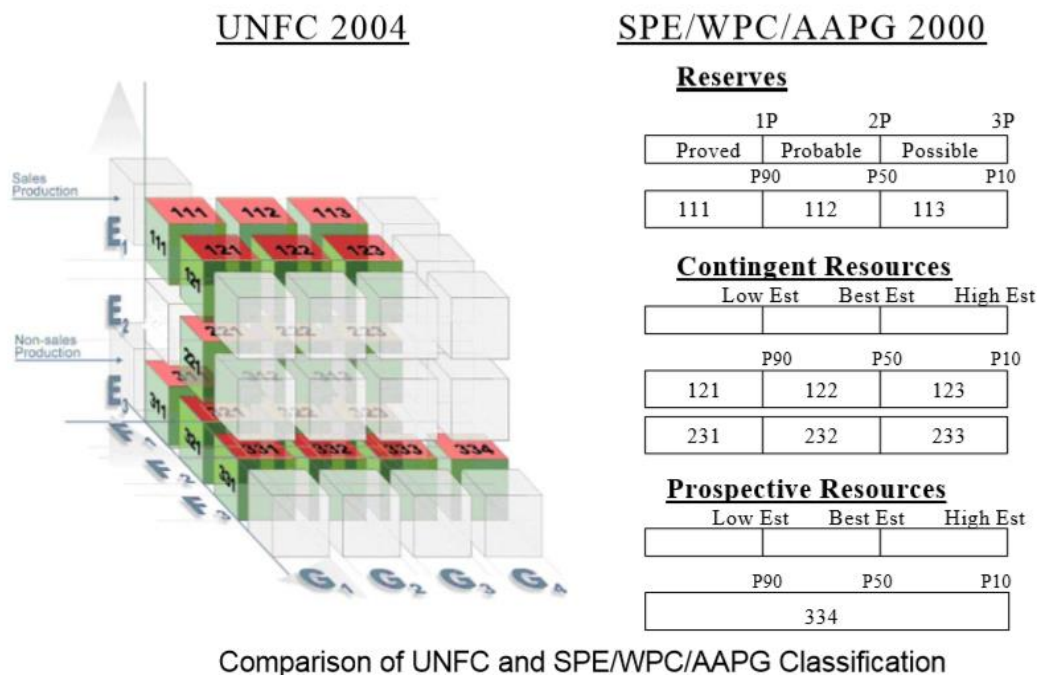


Fonte: Etherington, Polle e Zuccolo (2005).

O sistema de classificação da SPE tem como base três parâmetros: viabilidade econômica da recuperação no eixo Y e uma combinação entre a certeza geológica e a eficiência da recuperação no eixo X. Apesar de algumas diferenças, os dois sistemas podem ser correlacionados. O sistema USGS não inclui hidrocarbonetos não convencionais como óleo pesado e carvão.

A UNFC foi originalmente desenvolvida para suportar os recursos de carvão, mas foi estendida mais tarde contemplando todos os minerais. A classificação foi desenvolvida com base na Comissão Econômica para a Europa (UNECE) e posteriormente endossada pelo Conselho Social e Econômico (ECOSOC) em 1997 e recomendado para implementação ao redor do mundo. A classificação é baseada em três atributos principais: econômico, viabilidade do projeto e geologia. Subdividindo esses atributos, resulta em uma matriz tridimensional composta por 36 potenciais categorias, 19 aplicadas ao petróleo. Um sistema alfanumérico é utilizado conforme Figura 16, a seguir.

Figura 16 - Compara as definições do Sistema UNFC 2004 com as definições da SPE



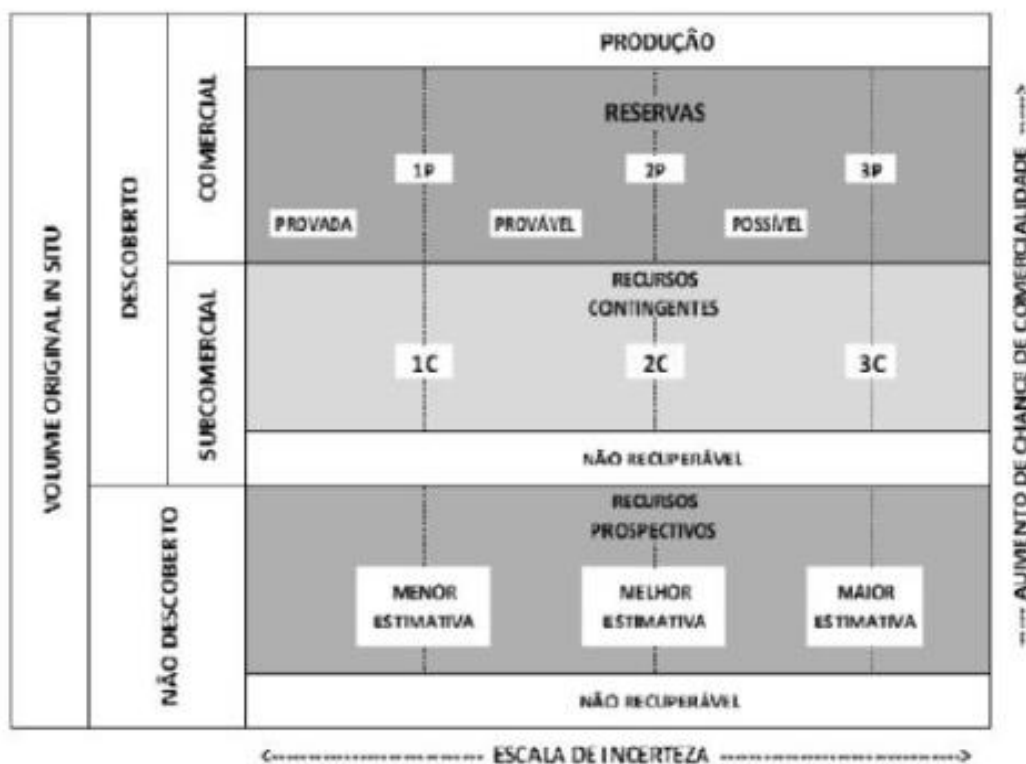
Fonte: Etherington, Polle e Zuccolo (2005).

Os eixos econômico e de viabilidade são combinados em um sistema da SPE bidimensional onde o eixo vertical é o grau de comercialidade ou a chance de atingir categoria de produção em um determinado tempo. O eixo G é correlacionado com o eixo horizontal no sistema de classificação da SPE que representa a faixa de incerteza nas quantidades a serem recuperadas. A UNFC introduziu o princípio das quantidades não vendáveis para tornar o balanço de materiais mais completo e permitir o gerenciamento destes recursos. Na indústria de óleo e gás, isso é tipicamente combustível, gases queimados e outras perdas do processo. A UNFC também criou uma subcategoria chamada de E1.2, econômica excepcional para acomodar os projetos que não são econômicos, mas que a produção é suportada por subsídios do governo.

O sistema de classificação de reservas e recursos do Brasil são os adotados pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) através da **Resolução ANP Nº 47, de 03.09.2014**, publicada no Diário Oficial da União (DOU) 05.09.2014, onde são definidos os termos relacionados às reservas de petróleo e gás natural, estabelecendo critérios para a apropriação de reservas, traçando diretrizes para a estimativa das mesmas. Esta Portaria define as reservas totais como sendo a soma das reservas provadas, prováveis e possíveis, cabendo à ANP

realizar as estimativas existentes nos reservatórios. As definições das reservas provadas, prováveis e possíveis, bem como dos recursos, são semelhantes às usadas pela SPE. A Figura 17 representa a classificação das reservas e recursos, onde o eixo horizontal representa a escala de incerteza e o eixo vertical, a chance de comercialidade.

Figura 17 - Classificação de recursos



Fonte: ANP, 2014

Para um recurso ser classificado como reserva, alguns critérios deverão ser atendidos (ANP, 2014): Avaliação econômica favorável dos projetos de desenvolvimento, que deverão seguir critérios operacionais e de investimento; perspectiva de existência de mercado para toda a produção ou, pelo menos, para quantidades que justifiquem o desenvolvimento; evidência de que os meios necessários para produção e seu escoamento/transporte estão ou tornar-se-ão disponíveis e; evidência de que todos os aspectos legais, contratuais, ambientais, sociais e econômicos permitirão a implementação do projeto. Para estimar as reservas, pode ser usada a metodologia com abordagem determinística ou

probabilística. Com relação aos métodos utilizados, tanto o volumétrico quanto o de balanço de materiais podem ser usados.

Câmara et al, 2015, mostra em seu estudo que existem diversas formas para as companhias de petróleo certificarem suas reservas, dependendo do local onde o hidrocarboneto está sendo produzido. Câmara et al (2015), fez um mapeamento das certificações realizadas pelos quinze maiores produtores de petróleo e a Colômbia, que não é uma das maiores produtoras mas possui uma sólida regulação para certificação de reservas, motivado pelo caso ocorrido com o OGX onde foram divulgadas enormes quantidades de reservas que posteriormente não foram comprovadas. Neste estudo, concluiu que o sistema de certificação de reservas, em todas as maiores companhias de petróleo, não é específico o suficiente para garantir que erros ocorridos com a Shell e a OGX aconteçam novamente. Alguns países produtores seguem o PRMS como guia, enquanto outros países divulgam suas reservas sem a utilização de um guia técnico. Câmara et al (2015), por fim concluiu que os valores de reservas que são divulgados para as instituições financeiras e governos pelas companhias de petróleo precisam de uma certeza maior porque o sistema atual mostrou-se instável como foi evidenciado em sua pesquisa.

CAPÍTULO 2 GERENCIAMENTO DE RESERVAS

A divulgação, o acompanhamento e o gerenciamento eficiente das reservas tem-se tornado atividades desafiadoras para qualquer companhia de petróleo, pois se trata de uma indústria onde muito dinheiro está envolvido, onde se tem muitas incertezas e onde o aumento de competitividade é cada vez maior em busca de resultados cada vez mais eficientes. Com o passar dos anos, vários dados e informações, tais como: dados de produção, recursos, reservas, parâmetros dos reservatórios, dentre outros vem sendo coletados, tornando necessário um sistema robusto e confiável de indicadores para auxiliar no planejamento estratégico da companhia.

Conforme Al-Bahar e outros autores (2011), os elementos-chave de um sistema de gerenciamento de reserva são: processo, usuários, ativos e banco de dados.

O processo de gerenciamento das reservas tem que ser claramente definido, seguindo os padrões e normas estabelecidos para classificação, divulgação, documentação e auditoria. A classificação nos diferentes tipos de reserva (provada, provável, possível) é um processo dinâmico sendo avaliado periodicamente. Essa avaliação periódica permite que o plano de investimento e alocação de recursos sejam reavaliados e validados.

Em empresas de grande porte, como exemplo, existem três grupos que participam do processo de gerenciamento das reservas: o grupo de desenvolvimento de campo, o grupo de gerenciamento do reservatório e o comitê de gerenciamento das reservas composto pela alta liderança da companhia.

Os sistemas de gerenciamento de reserva em geral têm um banco de dados que integra “hardware”, “software” e o processo de gerenciamento das reservas que contempla o inventário de todos os recursos e reservas ao longo dos anos. Como principais características deste banco de dados, pode-se citar: o acesso, sendo restrito por grupos de usuários e por tipos de dados a serem acessados; as modificações são todas salvas identificando o usuário e o motivo; um processo padronizado de aprovação para toda a companhia; monitoramento de todos os usuários que acessaram o banco de dados; dados não podem ser modificados por

todos os usuários, se tornando confiáveis e a estrutura do banco de dados é dividida em quatro principais tipos: Recursos e Reservas, Movimentação dos fluidos, Propriedade do reservatório e Indicadores (AL-BAHAR et al., 2011).

O objetivo principal do gerente de reservatório é o de maximizar o lucro através da extração do petróleo (TRICE JR. ; DAWE, 1992). É uma tarefa contínua, um processo de coleta, análise, validação e integração das características da rocha do reservatório, do fluido nele contido e das características de produção para elaboração de um plano de produção. Para atingir seu objetivo, três principais indicadores são utilizados: Redução do declínio de produção de petróleo; Investimento no desenvolvimento de novos reservatórios e; Eficiência na exploração das novas áreas. O trabalho do gerente de reservatório inicia antes do desenvolvimento do reservatório e prossegue ao longo de toda a sua produção com a contínua coleta de dados das propriedades da rocha, do fluido, da produção e de características econômicas para ajustar a sua estratégia.

Para auxiliar no processamento e análise dos dados, é necessário contar com o auxílio de hardwares e softwares de alto desempenho e capacidade de processamento. O processo se inicia analisando os dados da sísmica, mapas geológicos e de análise dos testemunhos. São analisados também informações do fluido, pressões de produção e injeção de fluidos que irão suportar simulações geológicas e de modelos de reservatório. A engenharia de reservatório, geologia e geofísica estão integradas em todos os aspectos para um gerenciamento otimizado do reservatório. A análise dos dados depende fortemente de hardware e software cada vez mais robustos.

Cinco ingredientes chave são utilizados para verificar se o processo de gerenciamento do reservatório está atingindo os objetivos. Primeiro, são definidos claramente os objetivos e estratégias operacionais. Segundo, um time multidisciplinar (operação, geólogos, geofísicos e engenheiros de reservatório) trabalha em conjunto para garantir que todos os dados necessários sejam coletados. Terceiro, quando a operação se inicia, o monitoramento do reservatório ganha importância identificando potenciais problemas e soluções. Os dados de poço e reservatório são monitorados e analisados continuamente: pressão, produção, injeção, movimento do contato entre os fluidos. A performance do poço é revisada

periodicamente e mudanças significativas (taxa, GOR ou corte de água) são corrigidas imediatamente através de intervenções no poço, como fechamento da zona com problema ou até mesmo fechamento do próprio poço. Quarto, a equipe multidisciplinar já desenvolveu um alto conhecimento em modelagem de reservatório, interpretação de sísmica 3D e avaliação de formação e todo esse conhecimento é transferido para outras equipes menos experientes através de treinamentos. Trice Jr. e Dawe (1992, p.1299) citam que dois membros experientes da equipe multidisciplinar que trabalharam na modelagem de grandes reservatórios estão conduzindo estudos detalhados e treinamentos. Quinto e último, os planos de desenvolvimento do reservatório são divulgados periodicamente através de reuniões entre os times.

Inúmeros programas são implementados para atingir os objetivos do gerenciamento do reservatório, a saber:

- a) Programas para definir a saturação: resultados dos programas de avaliação das formações geralmente mostram uma boa semelhança com os dados de porosidade e água saturada, mas o histórico de produção em reservatórios maduros geralmente mostra possuir mais óleo no reservatório do que inicialmente calculado. Para corrigir essa e outras diferenças nos cálculos, são criados programas para determinar valores mais confiáveis de saturação de água e de óleo residual, porosidade e das estimativas das reservas.
- b) Programas para monitorar a injeção do fluido, garantindo um deslocamento uniforme.
- c) Programas para aumento da capacidade produtiva: Métodos avançados de recuperação de petróleo, tais como injeção de água, gás, polímeros, ácidos, combustão in-situ, dentre outros, são métodos utilizados para aumentar a capacidade produtiva, fazendo com que mais petróleo consiga fluir para fora do reservatório. A prevenção de problemas também faz com que aumente a capacidade produtiva na medida em que a quantidade de dias em produção será maior.
- d) Programas de desenvolvimento de novos campos: A tecnologia de sísmica 3D veio ajudar na interpretação dos dados do reservatório no que a tecnologia 2D se tornava defasada.

Nos próximos anos, são esperados desafios no gerenciamento do reservatório porque a maioria dos reservatórios estarão em um estágio avançado de depleção, ou seja, maduros precisando de novas formas de fazer com que o petróleo remanescente seja produzido de forma mais competitiva possível.

2.1 GERENCIAMENTO DE INCERTEZAS

O gerenciamento das incertezas de um reservatório ocorre a cada etapa de sua vida, iniciando na fase de exploração até a fase de desenvolvimento e produção (ZABALZA-MEZGHANI et al., 2004). A teoria estatística é adequada para determinar a incerteza dos parâmetros dos principais fatores a fim de avaliar o impacto destas nas previsões da produção, ajudando na tomada de decisão durante o desenvolvimento do reservatório. Alguns métodos estatísticos estão disponíveis, principalmente baseados na técnica de delineamento de experimentos (DOE) para resolver problemas práticos ao longo de toda a vida do campo, tais como: avaliar cenários geológicos, comparar e priorizar os impactos da incerteza dos parâmetros nos perfis de produção, determinar a previsão da produção, selecionar parâmetros relevantes para o esquema de produção otimizado (perfuração de novos poços e determinação da taxa de produção) e realizar avaliações econômicas de risco.

A avaliação de um campo de petróleo tem se tornado um processo muito mais preciso do que no passado graças ao avanço tecnológico na aquisição de dados, tornando possível integrar todas as informações em modelos numéricos. Entretanto, esses dados estão associados a erros significativos em todas as etapas: processo de coleta de dados, processamento e interpretação. A principal consequência é que os resultados da modelagem do reservatório (deslocamento dos fluidos, reservas, produção, avaliação econômica) terão algum grau de incerteza.

As fontes de incertezas na engenharia de reservatório podem ser distribuídas da seguinte maneira (ZABALZA-MEZGHANI et al., 2004):

- a) Modelo estático: O modelo estático corresponde a distribuição das propriedades do fluido e da rocha originárias de representações estruturais do reservatório e de hipóteses geológicas. Vários dados são geralmente combinados para a elaboração do modelo estático, tais como: análises

dos poços e aquisição sísmica. As análises dos poços fornecem informações geológicas, estratigráficas e propriedades petrofísicas valiosas. A sísmica é usada para obter mapas estruturais além de atributos sísmicos. A integração de todos esses dados, sendo originados de diversos sistemas de aquisição em diferentes escalas se torna um grande desafio para conseguir a consistência entre todos esses dados;

- b) Modelagem do fluxo do fluido: Incertezas podem afetar os parâmetros físicos como curvas de permeabilidade, produtividade do poço, modelagem do processo pressão-volume-temperatura (PVT);

Quando o campo começa a sua produção, as medições de alguns poços são realizadas (vazão dos fluidos e pressão) e usadas para reduzir a incerteza de todas as variáveis da modelagem (ZABALZA-MEZGHANI et al., 2004).

As incertezas podem ser classificadas como:

- a) Determinísticas: correspondem aos parâmetros que tem uma incerteza contínua (parâmetro pode variar entre o valor mínimo e máximo), por exemplo: incerteza da permeabilidade e porosidade, correlações dos modelos geoestatísticos, comprimento de poços horizontais;
- b) Discretas: correspondem a parâmetros que podem ter números finitos de valores discretos: incerteza na quantidade de novos poços produtores a serem perfurados;
- c) Estocásticas: correspondem a incertezas que não tem um comportamento de produção suave (um pequeno incremento em um parâmetro pode alterar completamente os resultados de produção).

As variáveis podem ter os seguintes status:

- a) Independentes e não controláveis: são os parâmetros que os engenheiros não tem controle, tipicamente parâmetros físicos do reservatório tais como estruturais e geológicos. Para esses parâmetros, a incerteza pode ser reduzida com a aquisição de mais dados.
- b) Controláveis: são os parâmetros com valores desconhecidos, mas controláveis, como por exemplo: a localização dos poços a serem perfurados e a taxa de injeção de água. Esses parâmetros são considerados como incertos, mas seu valor pode ser otimizado para obter o máximo valor presente líquido.

A quantidade de incertezas envolvidas ao longo de toda a modelagem é tão alta que um estudo de cada uma delas se torna impossível devido a quantidade enorme de simulações a serem realizadas. Atualmente, os mais conhecidos métodos usados para trabalhar com as incertezas são: análise de árvore de decisão e amostragem Monte Carlo.

Essas metodologias são rigorosas sistemáticas e garantem resultados confiáveis na quantificação das incertezas. Uma característica comum desses métodos é a elevada quantidade de simulações necessárias para obter uma eficiência no manuseio de todas as incertezas. Como o custo relacionado a essas simulações é elevado na modelagem de reservatórios complexos, deve-se achar o meio termo entre a confiabilidade da metodologia e seus custos envolvidos.

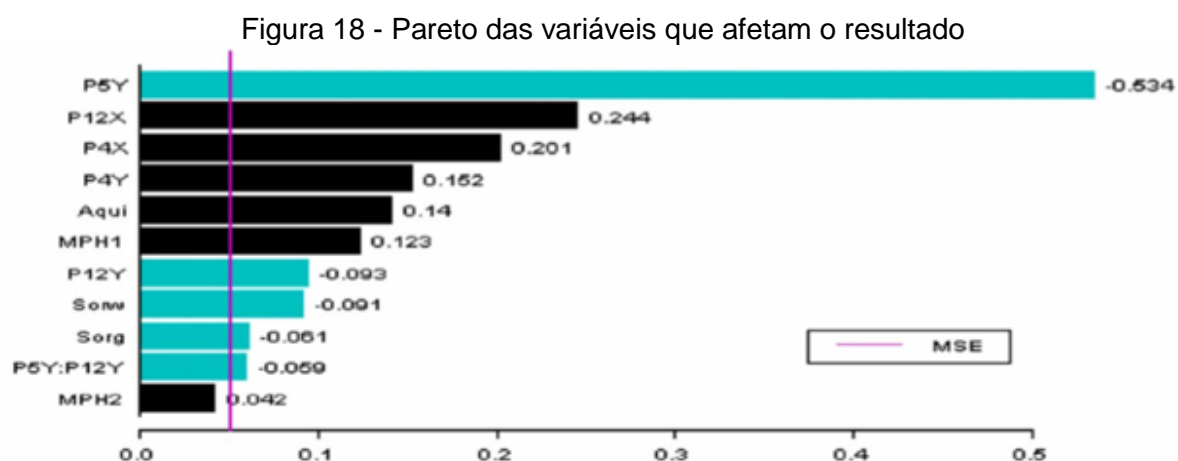
A definição das incertezas através da aproximação estatística é baseada na teoria de delineamento de experimentos que tem como objetivo estimar a produção otimizada, determinando os valores dos parâmetros controláveis, identificando os que mais afetam a produção com o menor número possível de simulações.

A vantagem dos campos maduros em relação aos campos em desenvolvimento está no fato de já existirem dados de produção, sendo estes incluídos na análise para reduzir a incerteza das previsões de produção. Muitas simulações de reservatórios podem ser obtidas através de técnicas de ajuste de histórico usando métodos de otimização.

Zabalza-Mezghani e outros autores (2004) desenvolveram um estudo de caso que consiste em um modelo de reservatório 3D usando dados de campo. O reservatório é rodeado de um aquífero no norte e oeste e por uma falha no sul e leste. O modelo é composto por 5 camadas independentes. As camadas 1, 3 e 5 são de melhores qualidades. O campo possui uma estimativa de 16 milhões de m³ de óleo e seis poços produtores foram planejados. O objetivo do estudo foi o de determinar a localização dos poços e estimar a produção considerando as principais incertezas. As incertezas afetam principalmente a atividade do aquífero (AQUI), a distribuição de permeabilidade (MPH1 e MPH2), a anisotropia (MPV1 e MPV2), a saturação de óleo residual depois da “*water flooding*” (SORW), a saturação de óleo residual depois da “*gas flooding*” (SORG) e os pontos finais das curvas de permeabilidade relativa. Além do mais, as posições X e Y dos poços são

consideradas como controladas e podem ser otimizadas pela metodologia de delineamento de experimentos.

Os parâmetros utilizados foram as 6 coordenadas dos poços (P4X, P4Y, P5X, P5Y, P12X, P12Y) e as sete variáveis não controladas (AQUI, MPH1, MPV1, MPH2, MPV2, SORW, SORG) totalizando 13 parâmetros. Para isso um fatorial fracionado foi utilizado com 32 simulações. Os resultados, com as variáveis mais importantes, são mostrados no Pareto (Figura 18).



Fonte: Zabalza-Mezghani e outros autores (2004, p.18).

Os parâmetros são ranqueados por ordem de influência na acumulação de óleo após 25 anos de produção. Os parâmetros que são importantes na acumulação de óleo são os que estão com a barra a direita da linha roxa. Pode-se observar que a variável P5Y (poço 5 na direção Y) é a que tem mais influência na recuperação de óleo, ou seja, para maximizar a produção de óleo, a variável que primeiro tem que ser modificada é a posição Y do poço 5.

Contudo, prioritariamente, é necessário modificar a variável P5Y, pois é a que mais influência no resultado. Com isso, foi mostrado a importância da utilização da metodologia de delineamento de experimentos na identificação da variável mais importante. Sem o uso desta, correria o risco de alterar outra variável menos importante consumindo tempo e dinheiro desnecessariamente.

2.2 INDICADORES DE RESERVAS

Indicadores são utilizados para monitorar e verificar se as ações tomadas no gerenciamento das reservas estão seguindo conforme esperado. De acordo com Menezes e Ribeiro (1991), dentre os indicadores de reservas, utilizados na indústria do petróleo, destacam-se:

- a) Índice de comprovação: calculado através da relação entre as reservas exploráveis provadas e o somatório entre as provadas e não provadas, indicando o quanto ainda pode se esperar de crescimento para as reservas exploráveis provadas. Este índice varia de 0 a 1. Quanto mais alto é o indicador, menor é o potencial de crescimento.
- b) Índice de desenvolvimento: Indica o quanto da reserva explorável poderá ser recuperada sem a necessidade de novos investimentos e qual deve ser o montante sob o qual se deve planejar novos investimentos. É calculado através da relação entre a reserva explorável desenvolvida pelo total, variando entre 0 e 1. Quanto maior este índice, menos investimentos precisam ser realizados.
- c) Índice de indefinição: Calculado pela relação entre o volume de reservas não definidas pelas reservas exploráveis, indicando o quanto estas últimas poderiam crescer caso a definição da primeira apontassem para seu aproveitamento comercial. Este índice varia de 0 até infinito. Quanto maior for o índice, maiores são as perspectivas de crescimento das reservas exploráveis através de ações de avaliação de economicidade.
- d) Índice de reposição: É calculado através da relação entre a variação do volume recuperável explorável provado e a produção no período, indicando como está se processando a reposição das reservas. Quando esse índice é igual a 1 significa que está sendo repostado a mesma quantidade do que está sendo produzido.
- e) Relação Reserva Produção (R/P): Este indicador representa em quanto tempo é necessário para produzir toda a reserva, sendo um indicador importante para toda empresa de petróleo e será abordado em detalhes no capítulo seguinte.

Os índices de comprovação, desenvolvimento, indefinição e reposição podem ser usados para orientar respectivamente a delimitação das jazidas, política de desenvolvimento da produção, desenvolvimento tecnológico e política de reposição das reservas. Já o indicador que relaciona a reserva com a produção, R/P, é utilizado como medida de desenvolvimento de um reservatório, ou seja, em quanto tempo a reserva pode ser exaurida para uma determinada produção. Por este indicador ser o mais usado nas empresas de petróleo, foi elaborado um capítulo específico para tratá-lo.

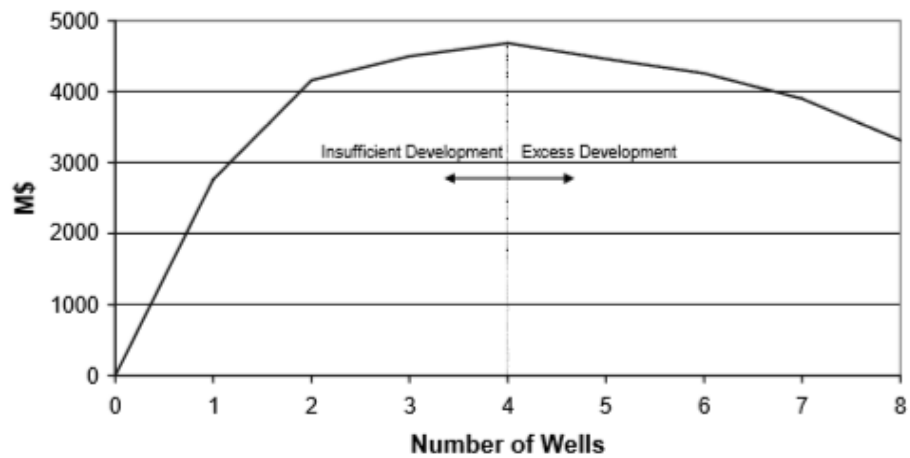
CAPÍTULO 3 RELAÇÃO RESERVA - PRODUÇÃO

A relação reserva produção (R/P) de um determinado campo de petróleo representa quanto tempo é necessário para produzir toda a reserva, sendo um indicador importante para toda empresa de petróleo. Essa relação sendo baixa significa que a reserva será consumida em pouco tempo e sendo alta, essa reserva será consumida ao longo de muitos anos. Geralmente o último caso ocorre em campos recém-descobertos ou quando estrategicamente este campo não é colocado em produção.

Conforme Hayhow e Lemee (2000), antes de 1985, a indústria do gás natural do Canadá foi solicitada a manter os níveis de reservas elevados para exportação mantendo a relação R/P de 20 anos. Após a desregulamentação em 1985, a produção de gás dobrou e as reservas praticamente se mantiveram sem muitas descobertas, fazendo com que a relação R/P passasse para 10 anos em 1999, mantendo-se neste patamar ao longo de muitos anos. Essa manutenção da relação R/P é um indicativo que existam relações econômicas fortes, que maximizam o valor presente líquido, encorajando a indústria a desenvolver reservas para manter esta relação. Uma pergunta que deve ser sempre feita é se tem como comprovar este indicativo. Realmente existe um valor de R/P que maximize o valor presente líquido? Quais são os fatores que influenciam e como modificá-los?

Hayhow e Lemee (2000) desenvolveram uma equação, número 7, que calcula o valor de R/P referente ao máximo valor presente líquido, destacando os principais parâmetros que influenciam esta relação. Na Figura 19, pode-se observar que para um determinado reservatório, o valor presente líquido aumenta a cada poço adicionado até certo valor. Poços adicionais diminuirão o valor presente líquido, pois o resultado que estes poços trarão não é mais compensado pelo seu custo, isto adotando algumas premissas como: perfuração de novos poços não incorpora óleo novo, declínio exponencial e custos fixos não foram considerados na análise.

Figura 19 - Valor presente x Quantidade de poços

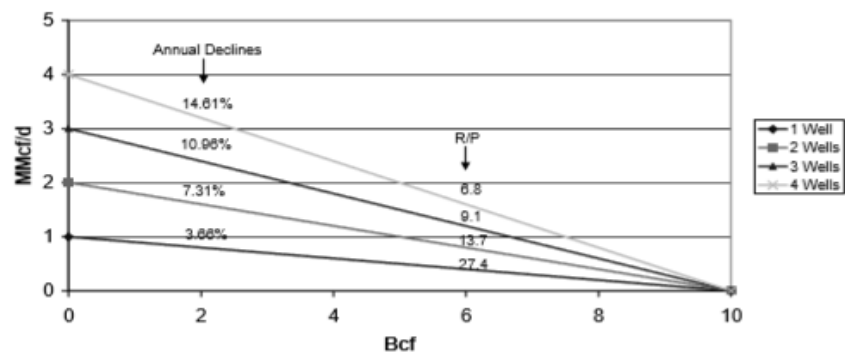


Fonte: Hayhow e Lemee (2000).

Um gráfico considerando a relação VPL x R/P pode ser gerado e terá o mesmo perfil da curva acima, ou seja, o valor presente líquido aumenta até um valor e depois diminui.

Para que esta relação seja realizada, algumas considerações são feitas: a produção de um poço terá declínio exponencial e a taxa de produção pela produção acumulada resultara em uma linha reta, conforme Figura 20.

Figura 20 - Produção x Produção acumulada. Um reservatório com vários desenvolvimentos



Fonte: Hayhow e Lemee (2000).

Pela análise do gráfico (Figura 20), conclui-se que quanto maior é a quantidade de poços, maior é a taxa de declínio anual e menor é a relação R/P para uma determinada reserva que neste exemplo tem volume de 10 Bcf (bilhões de pés cúbicos).

De acordo com Hayhow e Lemee (2000), considerando o declínio exponencial, a produção de um poço pode ser expressa por:

$$q = q_i e^{-dt} \dots\dots\dots(1)$$

E a equação de fluxo de caixa descontado pode ser aproximada por:

$$DCF = q_i e^{-dt} p(1-r)^t \dots\dots\dots(2)$$

Para simplificar subseqüentes derivações, a função de desconto por ser aproximada por e^{-rt} ficando a equação do fluxo de caixa descontado igual a:

$$DCF = q_i e^{-dt} p e^{-rt} \dots\dots\dots(3)$$

Integrando a equação anterior ao longo da vida produtiva, encontrou-se o valor presente líquido para um poço e também para todo o reservatório, bastando multiplicar pela quantidade de poços, conforme equação abaixo:

$$PV = n \left[\frac{p q_i}{(d+r)-c} \right] \dots\dots\dots(4)$$

Também, pode-se calcular a quantidade de poços derivando e igualando a zero a equação 1. Os termos, c , p , q_i , e r são considerados constantes e a taxa de declínio varia com o número de poços. Então, a variável d pode ser substituída por: nq_i/R :

$$PV = n \left[\frac{q_i p}{(nq_i/R + r) - c} \right] \dots\dots\dots(5)$$

Derivando a equação 5 acima e igualando a zero, tem-se:

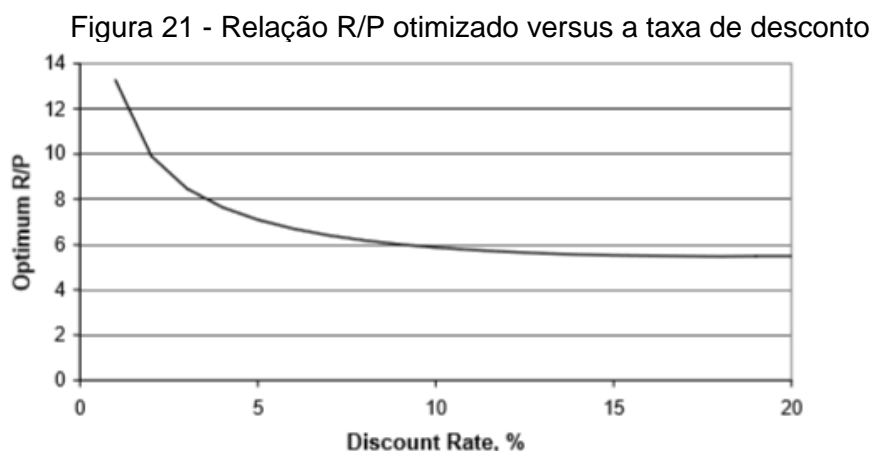
$$\left(\frac{[(q_i)p]}{[(nq_i)/R + r]} - \left[\frac{[(nq_i)^2 p]/R}{[(nq_i)/R + r]^2} - c = 0 \right] \right) \dots\dots\dots(6)$$

Como a taxa de declínio é exponencial, d é o inverso de R/P e $nq_i r$ pode ser substituído por P/R , a equação 6 pode ser rearranjada e a solução para a equação quadrática que encontra o R/P para um máximo valor presente líquido é:

$$\frac{R}{P_{opt}} = \frac{c}{[\sqrt{cpq_i r} - cr]} \dots\dots\dots(7)$$

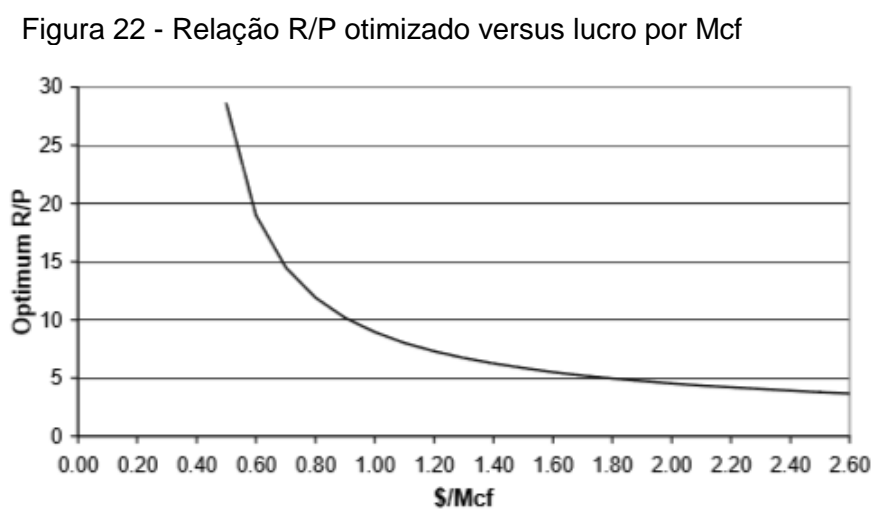
A equação acima indica que quatro fatores influenciam na determinação da relação R/P : $cpq_i r$. Três deles são econômicos e um considera as condições do

reservatório, q_i , o que indica que as condições econômicas têm uma forte influência. Entretanto, como pode ser visto pelo gráfico abaixo (Figura 21), quando muda-se a taxa de desconto anual, r , de 10% para 20%, pouca influência tem na relação R/P, pois a taxa já está tão alta que aumentar mais do que 10% não vai diminuir mais ainda a relação R/P que já está baixa. Como esperado, em se tendo uma taxa de desconto alta, é necessário produzir logo, o inverso ocorrendo para taxas de desconto baixa, pois o dinheiro não perderá o seu valor com o passar do tempo. Vale ressaltar que todas as outras variáveis se mantiveram constantes.



Fonte: Hayhow e Lemee (2000).

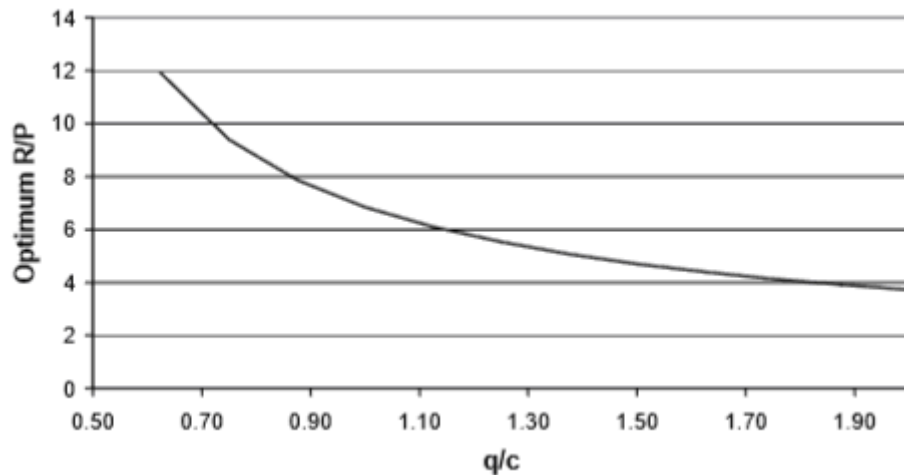
Alterando o preço, p , conclui-se que, como esperado, quanto maior é o preço, menor é o R/P, indicando que a produção tem que ser realizada em um menor tempo possível, mantendo todas as outras variáveis constantes.



Fonte: Hayhow e Lemee (2000).

Devido ao arranjo das variáveis q_i e c na equação 7, é observado no gráfico abaixo (Figura 23) que para a mesma relação q_i/c , o valor de R/P será o mesmo:

Figura 23 - Relação R/P otimizado versus q/c



Fonte: Hayhow e Lemee (2000).

Em outras palavras, um reservatório tendo poços com alta produção deve ser desenvolvido para uma mesma R/P de um outro reservatório contendo poços com baixa produção se a relação entre a produção e os custos dos poços são as mesmas. Essa relação, q_i/c tem forte impacto no cálculo do R/P otimizado. Pela análise do gráfico acima (Figura 23) pode-se concluir que quanto maior é a produção do poço em relação aos seus custos, menor é a relação R/P.

Mudanças significativas no R/P otimizado são provenientes da mudança de q_i ou c , o que leva a concluir que diferentes estratégias de desenvolvimento para um campo podem ser adotadas.

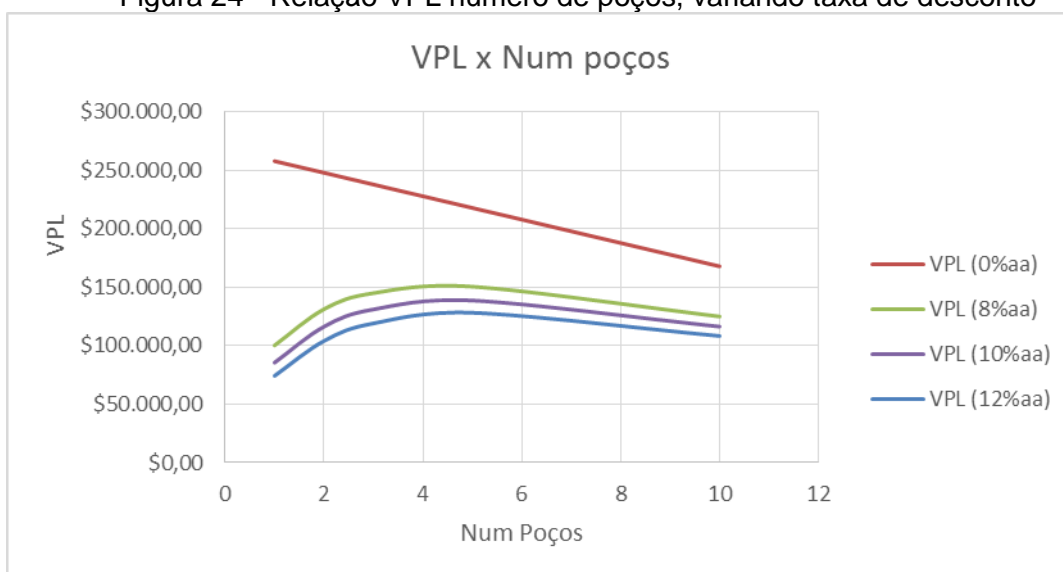
CAPÍTULO 4 ESTUDO DE CASO

No exemplo abaixo, será demonstrado que a relação R/P otimizada somente modifica com a alteração da vazão ou custos, ou seja, pela relação, q_i/c . Serão consideradas no exemplo abaixo as seguintes características hipotéticas: vale ressaltar que os dados abaixo foram estimados para facilitar a análise, até porque o custo de perfuração de um poço é muito superior a US\$10.000,00. Com os outros valores adotados, um custo de perfuração maior, mostraria valores negativos de VPL, apesar do perfil da curva não mudar.

- a) Vazão por poço: 1m³/d
- b) Valor de venda: US\$ 100,00/bbl
- c) Valor do custo: US\$ 60,00/bbl
- d) Taxa de desconto: 8% ao ano
- e) Investimento por poço: US\$ 10.000,00
- f) Declínio exponencial de produção do campo: 5% ao ano.

Pode-se observar pelo gráfico abaixo (Figura 24) que para um determinado valor de reserva e para taxas de descontos anuais de 8%, 10% e 12%, existe uma quantidade de poços ideal. Menos poços, produção mais lenta e menor VPL porque o que será produzido ao longo do tempo perderá o seu valor monetário motivado pela taxa de desconto. Mais poços, produção mais rápida e menor VPL devido aos altos investimentos nos poços. Portanto, existe uma quantidade de poços otimizada onde o VPL é máximo. Para o caso com taxa de desconto 0%, a quantidade produzida ao longo do tempo não perderá o seu valor monetário, tanto fazendo produzir lenta ou rapidamente. Isso faz com que a quantidade mínima de poços, 1, traga o maior VPL até porque tem-se o menor investimento. Portanto, as diferenças de VPL entre as curvas para 1 poço é motivada exatamente pelas taxas de desconto anual: 8%, 10% e 12% que faz com a produção perca o seu valor monetário ao longo do tempo.

Figura 24 - Relação VPL número de poços, variando taxa de desconto



Fonte: Elaborado pelo autor desta pesquisa (2015).

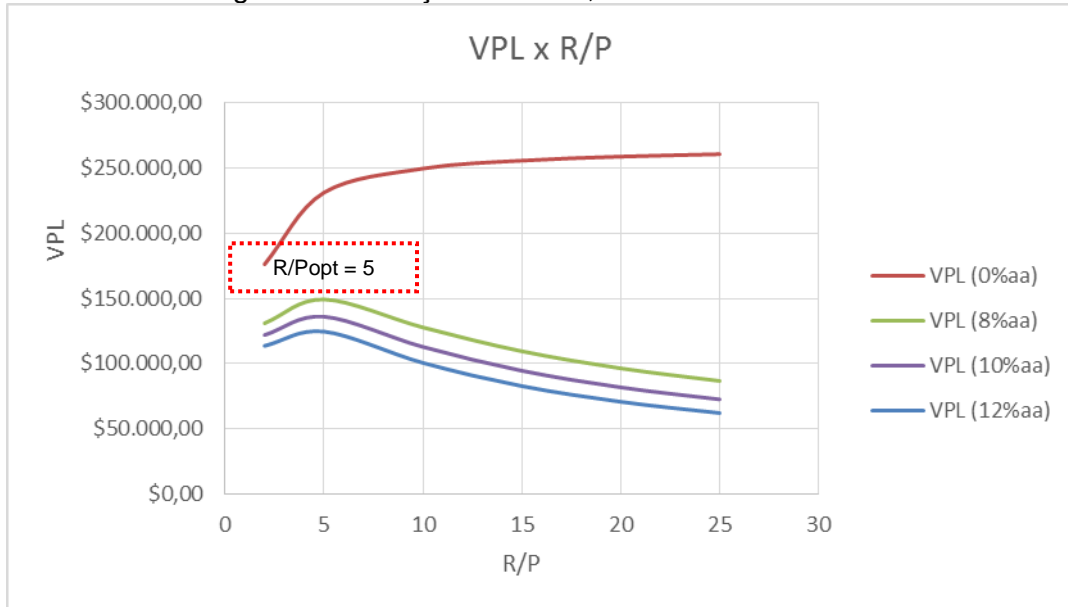
No próximo gráfico (Figura 25), analisa-se o comportamento da relação VPL x R/P para um determinado valor de reserva com taxas de descontos anuais de 0%, 8%, 10% e 12%. A curva com 0% de taxa de desconto nos mostra que o VPL sempre aumenta com o aumento de R/P porque se não existe perda de valor econômico ao longo do tempo, não faz sentido produzir rápido, já que em antecipando a produção, os investimentos aumentam. Entretanto, quando se usa taxas de desconto anual maiores do que 8%, observa-se que existe um valor de R/P otimizado onde o VPL é máximo.

Uma relação R/P baixa indica que a produção está alta e para conseguir essa produção são necessários investimentos em novos poços e estrutura para escoar a produção. Por outro lado, tendo uma relação R/P alta, significa que a produção está baixa, não priorizando a instalação de novos poços e estruturas para escoamento da produção. O VPL é baixo quando o R/P é baixo (Figura 25) porque altos investimentos são necessários. Já quando o VPL é baixo quando o R/P é alto, existe a perda do valor monetário ao longo do tempo. Logo, tem-se um valor R/P otimizado onde o VPL é máximo, como pode ser visto no gráfico abaixo (Figura 25).

Pode ser observado também nas curvas onde as taxas de descontos anuais são 8%, 10% e 12% que elas seguem o mesmo comportamento, estando deslocada uma da outra. Esse deslocamento é a perda do valor econômico devido a taxa de desconto. Pode ser observado, também, que o valor R/P otimizado não se

modificou, provando que a taxa de desconto não afeta a relação R/P. Vale ressaltar, também, que a relação, q_i/c não foi alterada.

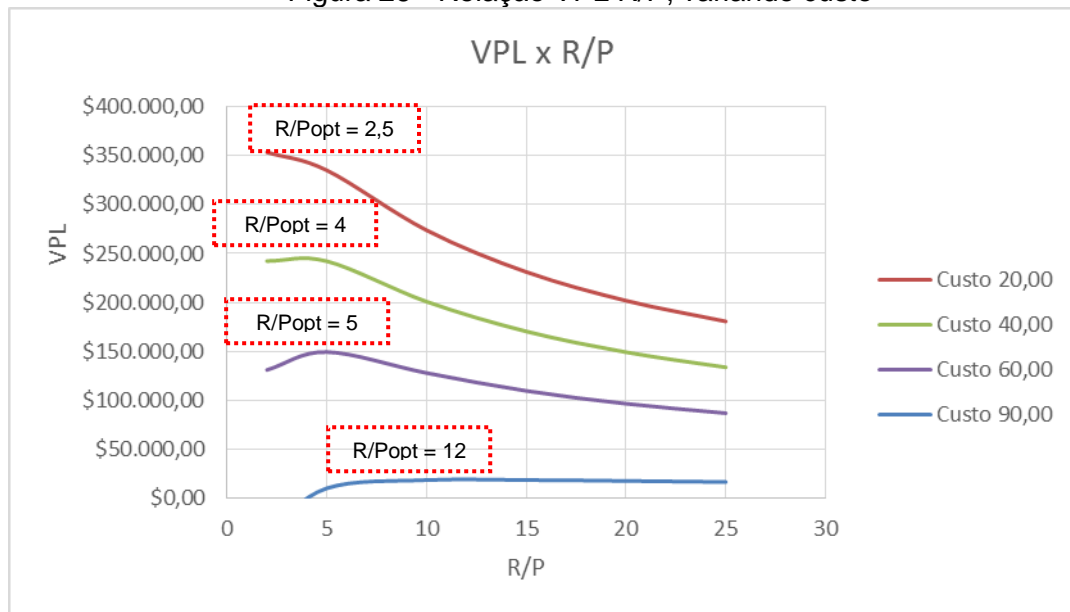
Figura 25 - Relação VPL R/P, variando taxa de desconto



Fonte: Elaborado pelo autor desta pesquisa (2015).

No outro gráfico (Figura 26), pode-se observar a influência que o custo variável tem na determinação do R/P otimizado. Vale ressaltar que os custos fixos não foram considerados na análise. Para isso, modificou-se os custos variáveis para US\$ 20,00; US\$ 40,00; US\$ 60,00 e US\$ 90,00. O valor de R/P para o custo de US\$ 20,00 é de 2,5 anos enquanto que para o custo de US\$ 90,00 o R/P para a ser de 12 anos. Portanto, quanto maiores são os custos, maiores são os valores de R/P otimizados, indicando que a produção deverá ser realizada mais lentamente para a maximização do VPL. Portanto, como mencionado anteriormente, constatou-se com a análise do gráfico abaixo (Figura 26), que alterando a relação q_i/c , através do custo, deslocou-se o R/P otimizado para a esquerda para menores custos e para a direita para maiores custos.

Figura 26 - Relação VPL R/P, variando custo



Fonte: Elaborado pelo autor desta pesquisa (2015).

No entanto, embora a relação R/P seja um indicador importante na análise de desenvolvimento de reservatórios, ele não deve ser utilizado isoladamente. Os indicadores já mencionados anteriormente (índice de comprovação, de desenvolvimento, de indefinição e de reposição) são índices a serem considerados em conjunto para uma acertada avaliação.

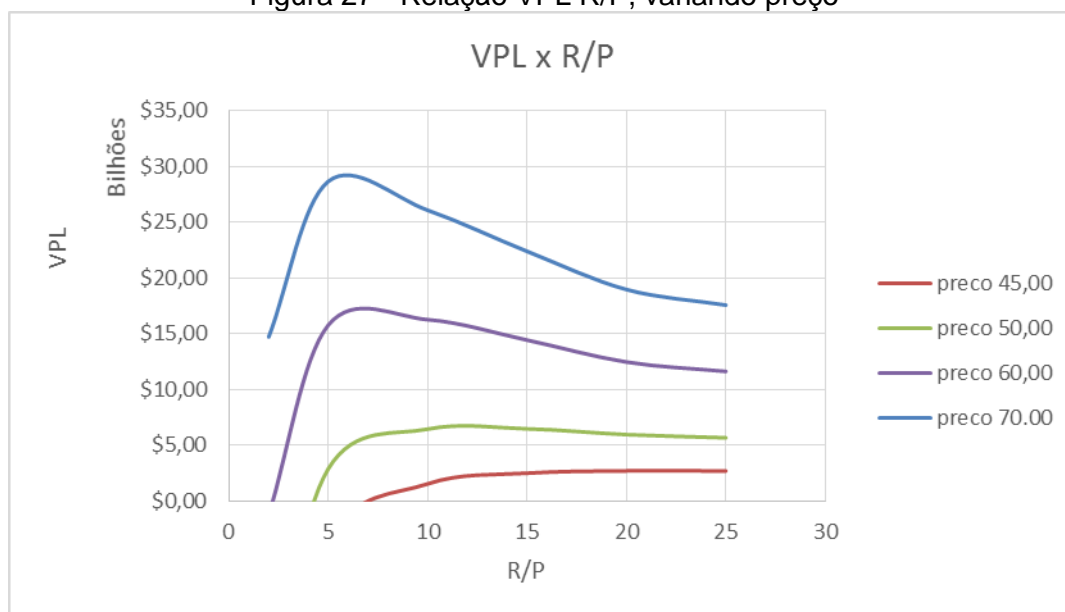
Considere agora que foi descoberto um reservatório com reservas provadas de 2 bilhões de barril de petróleo. A empresa que vai explorar essa reserva precisa saber em quanto tempo produzir para obter o maior lucro. Em outras palavras, qual a relação R/P que dará o maior VPL? Algumas considerações são feitas: A taxa de desconto é de 10% ao ano; todos os custos variáveis para a produção de petróleo são de US\$ 35,00 / barril; vazão por poço é de 20000 barris por dia; investimento por poço considerando a infraestrutura é de 300 milhões de dólares. Vale ressaltar que a perfuração de novos poços não incorpora óleo novo, o declínio é exponencial, mesmo reservatório, os custos fixos não foram considerados na análise, a extensão do reservatório e o raio de drenagem não são considerados na análise.

As análises realizadas são mostradas nos gráficos abaixo, variando o preço Brent do petróleo em US\$ 45,00 US\$ 50,00 US\$ 60,00 e US\$ 70,00:

Do gráfico abaixo (Figura 27), a relação VPL x R/P possui forte influência do preço Brent do petróleo. Quando o preço é de US\$ 45,00, o VPL é de US\$ 2,5

Bilhões de dólares e o R/P de 22 anos. Quando o preço sobe apenas US\$ 5,00, ficando em US\$ 50,00, o VPL tem um aumento de US\$ 3,5 Bilhões de dólares, ficando em US\$ 6 bilhões de dólares. Em resumo, quanto maior é o preço do petróleo Brent, maior é o VPL e menor é a relação R/P, indicando uma produção mais rápida.

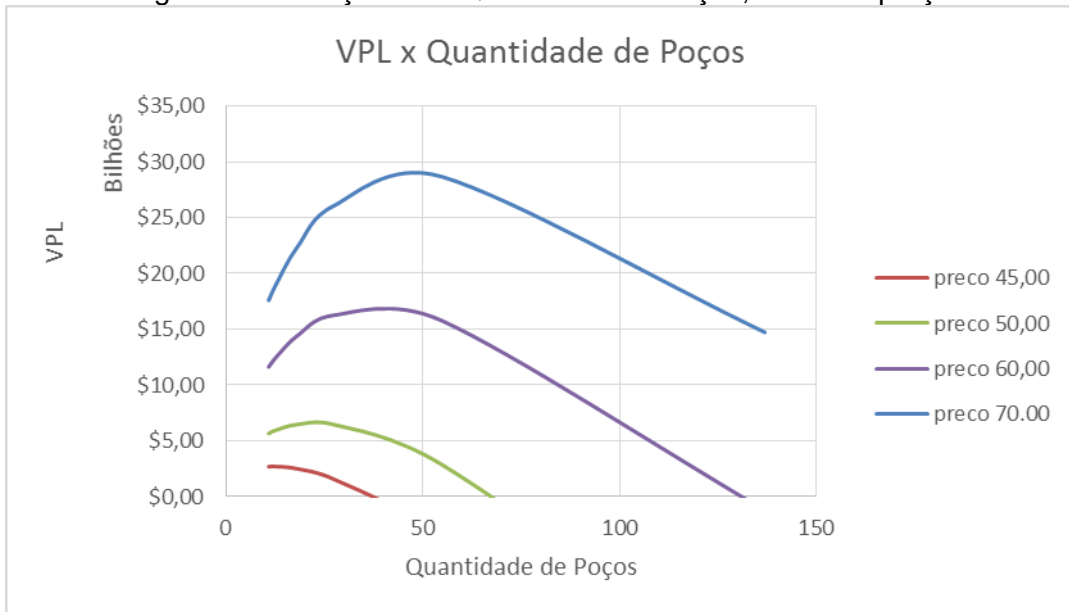
Figura 27 - Relação VPL R/P, variando preço



Fonte: Elaborado pelo autor desta pesquisa (2015).

A Figura 28 representa a relação VPL pela quantidade de poços, variando preço e, quanto maior é o preço do petróleo a quantidade ótima de poços tende a ser maior também. Quando o preço está em US\$ 50,00 a quantidade ótima é de 22 poços. Quando o preço do petróleo está em US\$ 70,00 a quantidade ótima é de 55 poços. Conclui-se então que existe uma quantidade ótima de poços e que a partir desta quantidade o VPL diminui. Isso ocorre porque o incremento de petróleo que o poço a mais trará não é justificado pelo investimento neste poço.

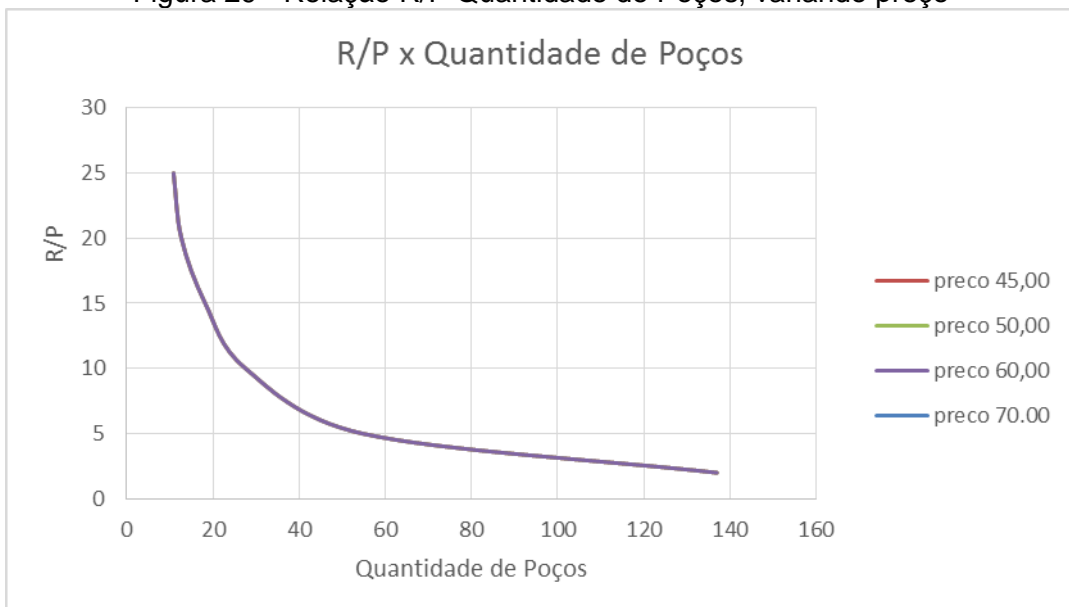
Figura 28 - Relação VPL Quantidade de Poços, variando preço



Fonte: Elaborado pelo autor desta pesquisa (2015).

A Figura 29 representa a relação R/P pela quantidade de poços, variando preço, onde conclui-se que essa relação não sofre influência do preço do petróleo, as curvas estão sobrepostas, e que o R/P diminui com o aumento na quantidade de poços, pois quanto mais poços, mais rápido é a produção.

Figura 29 - Relação R/P Quantidade de Poços, variando preço

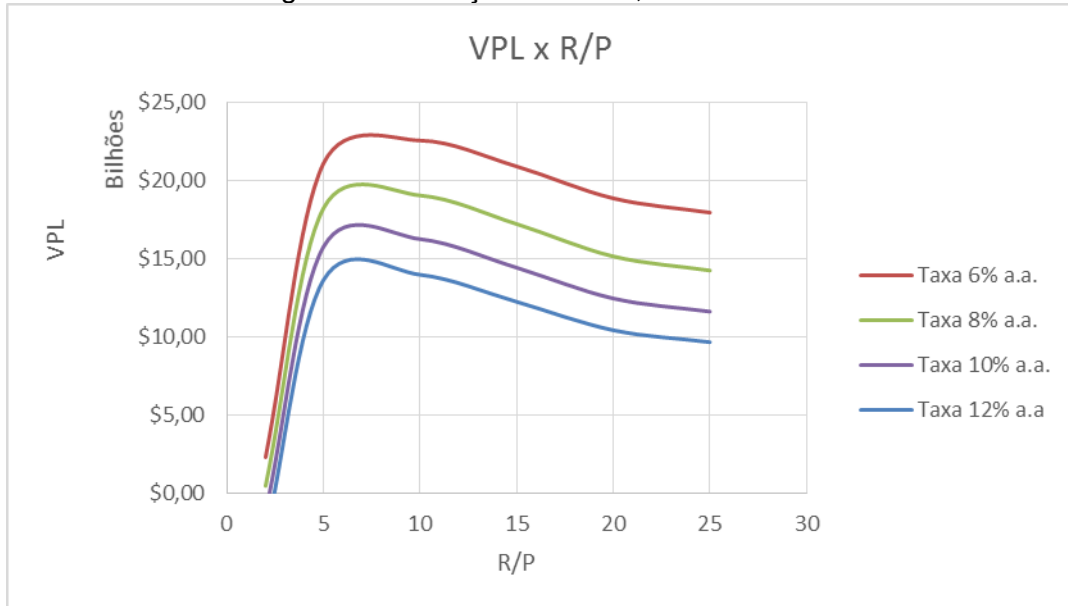


Fonte: Elaborado pelo autor desta pesquisa (2015).

Fixando o preço do petróleo em US\$ 60,00 e variando a taxa de desconto anual em 6% 8% 10% e 12%, tem-se a análise dos gráficos abaixo (Figuras 30, 31 e 32).

Do gráfico abaixo (Figura 30), a relação VPL x R/P é influenciada pela taxa e quanto maior é a taxa, menor o VPL motivada pela desvalorização do dinheiro com o tempo. Observa-se também que o R/P otimizado, em torno de 7 anos, permanece o mesmo independente da taxa.

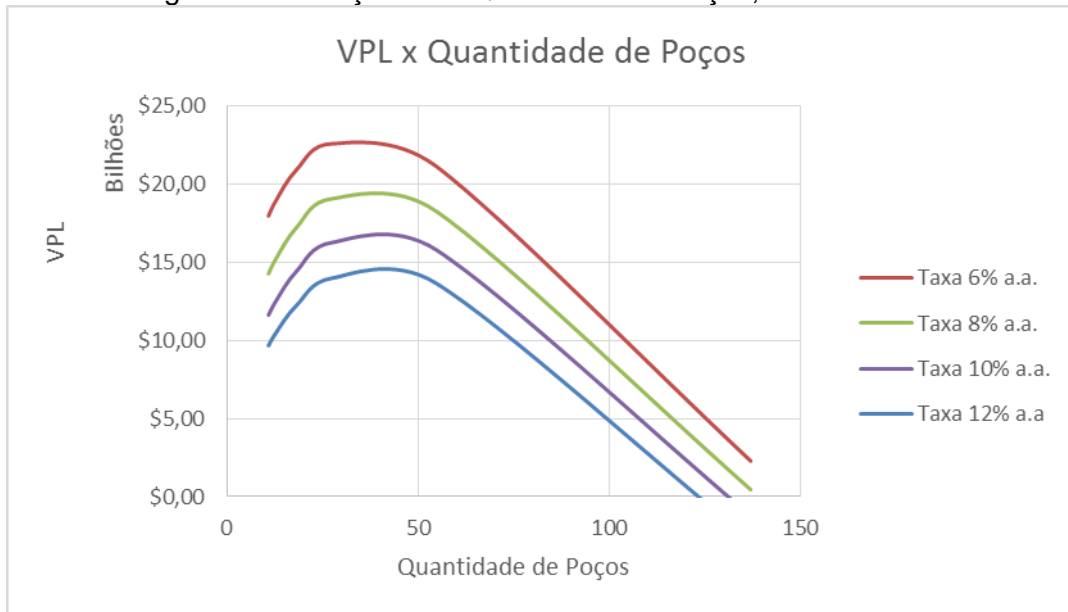
Figura 30 - Relação VPL R/P, variando taxa



Fonte: Elaborado pelo autor desta pesquisa (2015).

Do gráfico abaixo (Figura 31), a relação VPL x quantidade de poços é influenciada pela taxa e quanto maior é a taxa, menor o VPL. Observa-se, também, que a quantidade de poços otimizada, em torno de 50 poços, permanece o mesmo independente da taxa. Uma observação importante: com 22 poços usando a taxa de 6% o VPL máximo já é atingido. O que ocorre é que entre 22 e 50 poços o VPL continua sendo máximo. Esse fato ocorre porque os valores investidos na perfuração de novos poços não trazem nenhum ganho financeiro adicional.

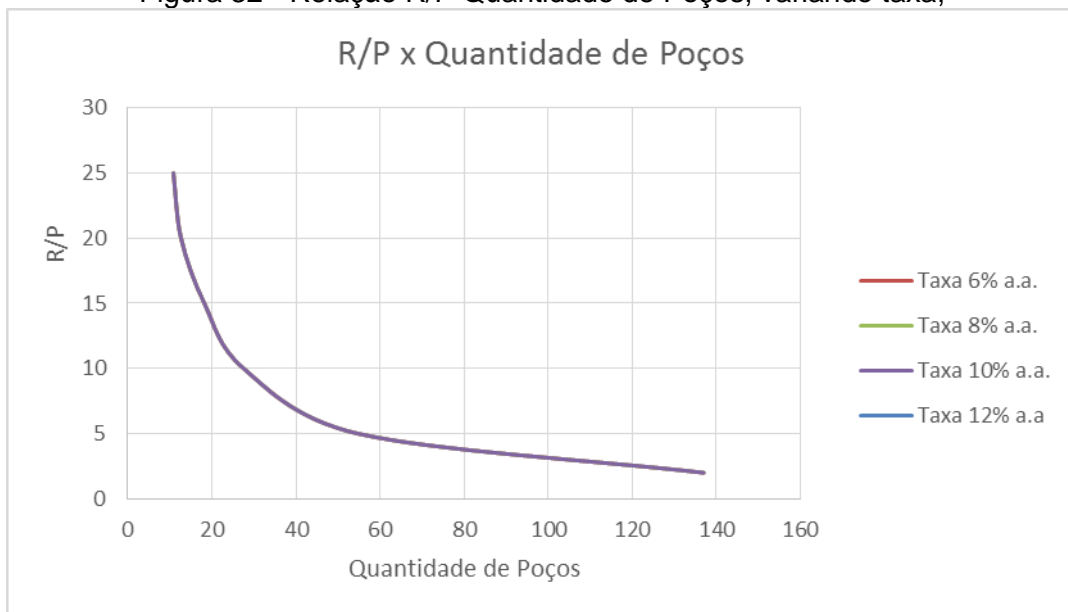
Figura 31 - Relação VPL Quantidade de Poços, variando taxa



Fonte: Elaborado pelo autor desta pesquisa (2015).

A Figura 32 representa a relação R/P pela quantidade de poços, variando taxa, onde conclui-se que essa relação não sofre influência da taxa, as curvas estão sobrepostas, e que o R/P diminui com o aumento na quantidade de poços.

Figura 32 - Relação R/P Quantidade de Poços, variando taxa,

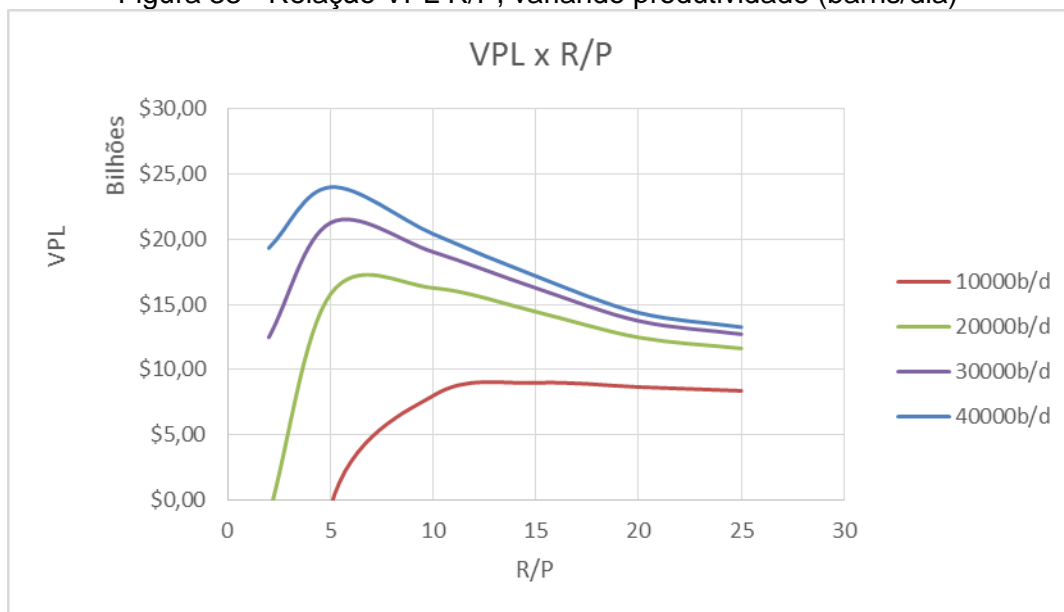


Fonte: Elaborado pelo autor desta pesquisa (2015).

Fixando o preço em US\$ 60,00, a taxa em 10% ao ano e variando a produtividade de cada poço em 10000, 20000, 30000 e 40000 barris por dia, tem-se a análise dos gráficos a seguir (Figuras 33, 34 e 35).

Do gráfico abaixo (Figura 33), a relação VPL x R/P possui forte influência da produtividade. Quando a produtividade é de 10000 barris por dia, o VPL é de US\$ 9 Bilhões de dólares e o R/P de 12 anos. Quando a produtividade sobe para 30000 barris por dia, o VPL é de US\$ 22 Bilhões de dólares. Em resumo, quanto maior é a produtividade, maior é o VPL e menor é a relação R/P. A produtividade maior faz com que a produção ocorra mais rápido não sofrendo tanto a influência da taxa, que nesse caso é de 10% ao ano.

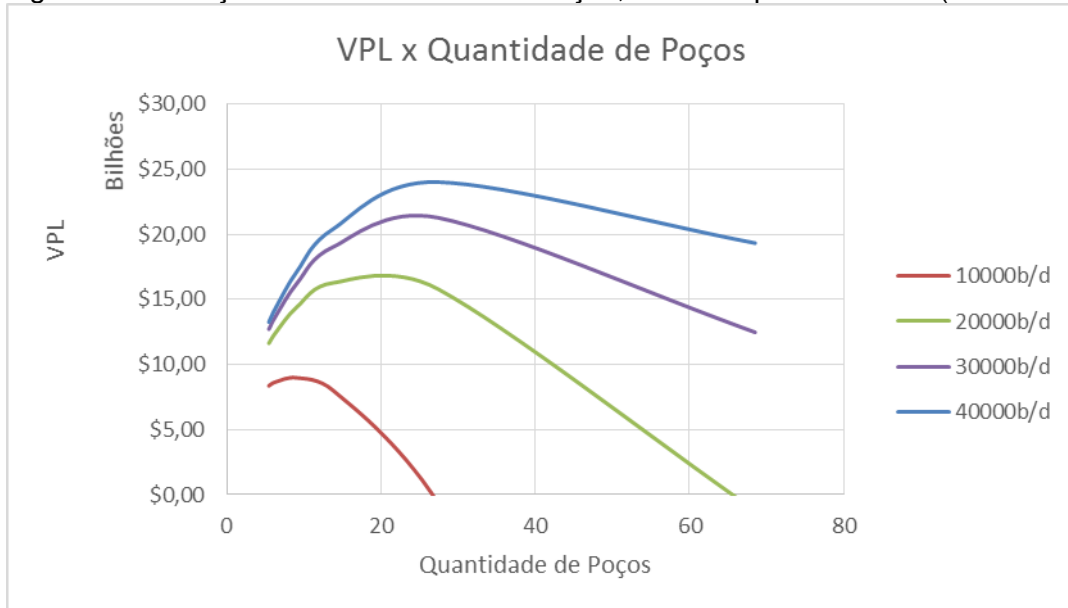
Figura 33 - Relação VPL R/P, variando produtividade (barris/dia)



Fonte: Elaborado pelo autor desta pesquisa (2015).

A Figura 34 representa a relação VPL pela quantidade de poços, variando produtividade e, quanto maior é a produtividade, maior é o VPL e maior é a quantidade de poços otimizada. Isso ocorre porque um poço com produtividade alta, 30000 barris por dia, consegue retirar petróleo mais rápido e obter um maior lucro, considerando que a taxa ao ano é de 10%.

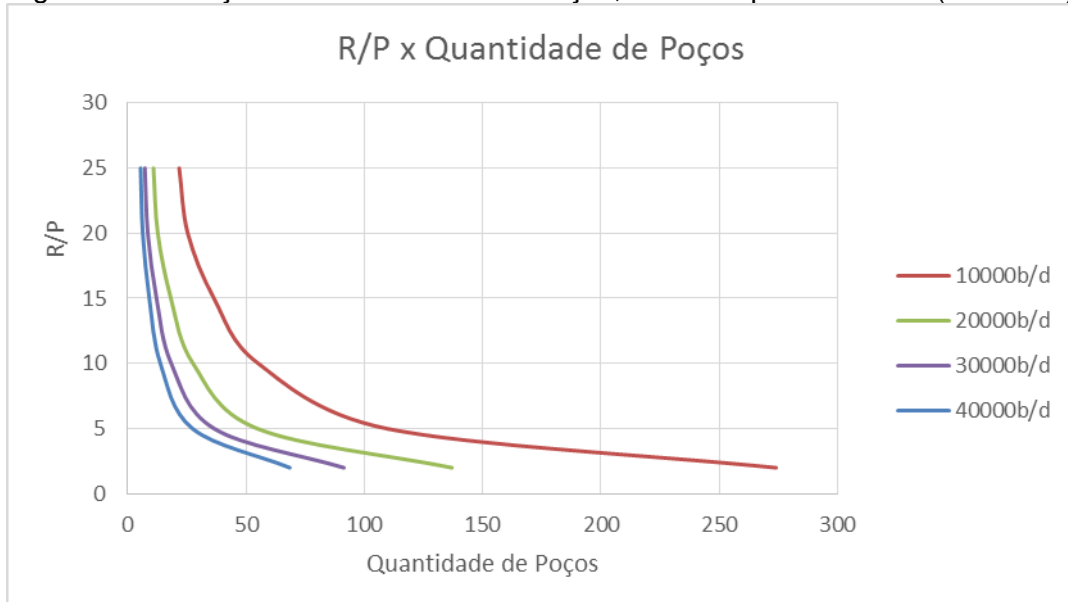
Figura 34 - Relação VPL Quantidade de Poços, variando produtividade (barris/dia)



Fonte: Elaborado pelo autor desta pesquisa (2015).

A Figura 35 representa a relação R/P pela quantidade de poços, variando produtividade, onde conclui-se que essa relação sofre influência da produtividade pois para um mesmo R/P, a quantidade de poços diminui com o aumento da produtividade.

Figura 35 - Relação R/P Quantidade de Poços, variando produtividade (barris/dia)



Fonte: Elaborado pelo autor desta pesquisa (2015).

Com as análises dos gráficos, conclui-se que o R/P otimizado varia com o preço do petróleo e com a produtividade, barris por dia do poço, não sofrendo influência da taxa, reforçando o que foi mostrado anteriormente que o R/P otimizado

é alterado quando a produtividade q e os custos/preços são alterados, modificando a relação q/c .

CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

O objetivo das companhias de petróleo é o de extrair o minério que está no subsolo, podendo fazê-lo de forma mais rápida ou mais lenta a depender de sua estratégia que pode ser influenciada por forças políticas e econômicas. Analisando somente as forças econômicas, as empresas desejam extrair o minério de forma mais rápida, desde que obtenha o maior lucro.

Este trabalho trouxe definições de outros autores sobre reserva de petróleo e de como são classificadas pelas agências reguladoras e de proteção aos investidores dos maiores produtores mundiais. Trouxe também quais são as metodologias utilizadas para calcular as reservas e os erros que podem ser cometidos. Destaca-se também os erros gerenciais ou estratégicos, trazendo o caso da Shell e da OGX que publicaram reservas que mais tarde provaram-se serem muito menores, tendo que no próximo ano reduzir a quantidade publicada, causando prejuízos para o mercado financeiro.

Com relação ao gerenciamento das reservas, foi exposto quais mecanismos existentes para um bom gerenciamento das reservas e quais são os indicadores utilizados, com destaque ao indicador R/P, que indica a relação reserva produção em anos, mostrando em quantos anos uma reserva ainda poderá ser produzida, considerando que novas reservas não são adicionadas. Analogamente, como se uma pessoa sem rendas quisesse saber em quanto anos poderá viver até o seu dinheiro acabar.

Por fim, e após algumas análises realizadas acerca do indicador R/P, mostrou-se que o mesmo sofre influência da relação entre a produtividade dos poços e custos/preço do petróleo, não sofrendo influência da taxa de desconto e do valor de investimento para a perfuração do poço. As análises mostraram que o R/P otimizado continuou o mesmo, apesar do valor presente líquido ter variado. Portanto, reservatórios diferentes em tamanho podem ter a mesma relação R/P desde que a relação entre a produtividade/custos seja a mesma, ou seja, um reservatório relativamente pequeno pode ter sua produção em anos igual a um reservatório grande, desde que a relação entre a produtividade e seus custos seja a mesma.

Como recomendação do trabalho, sugere-se a elaboração de um programa simulador para facilitar as análises acima. Uma vez encontrado o valor de R/P otimizado e tendo em mãos o R/P atual do reservatório, é possível focar as ações com o objetivo de atingir o R/P otimizado que trará o maior VPL.

REFERÊNCIAS

- AL-BAHAR, M. A. et al. Reserves management system-rapid tool for optimizing and tracking the growth of hydrocarbon resources & reserves. In: SPE MIDDLE EAST OIL AND GAS SHOW AND CONFERENCE, 2011, Dallas, TX. **Proceedings...** Dallas, TX: SPE, 2011.
- ANP - AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. Resolução ANP N° 47, de 3.9.2014 . **Diário Oficial da União [D.O.U]**, Brasília, 5 set. 2014. Disponível em: <[http://nxt.anp.gov.br/NXT/gateway.dll/leg/resolucoes_anp/2014/setembro/ranp%2047%20-%202014.xml?f=templates\\$fn=document-frame.htm\\$3.0\\$q=\\$x=\\$nc=3465](http://nxt.anp.gov.br/NXT/gateway.dll/leg/resolucoes_anp/2014/setembro/ranp%2047%20-%202014.xml?f=templates$fn=document-frame.htm$3.0$q=$x=$nc=3465)> Acesso em: 10 ago. 2015.
- EIA - US ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION. [Portal institucional]. 2014. Disponível em: <www.eia.gov/> Acesso em: 15 nov. 2014.
- EPE – EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Balço Energético Nacional 2014**: ano base. Rio de Janeiro: EPE, 2014. Disponível em: <https://ben.epe.gov.br/downloads/Relatorio_Final_BEN_2014.pdf> Acesso em: 10 jan. 2015.
- GOLD, R. El Paso ex-executives settle charges over reserves. **The Wall Street Journal**, jul. 2008. Disponível em: <<http://royaldutchshellplc.com/2008/07/12/el-paso-ex-executives-settle-charges-over-reserves/>> Acesso em: 10 jan. 2015.
- GUIMARÃES, A. **Atividades de exploração e produção de petróleo Brasil**. Rio de Janeiro: IPB, 2013.
- HARREL, R. D. ; HODGIN, J. E. ; WAGENHOFER, T. Oil and gas reserves estimates: recurring mistakes and errors. In: SPE ANNUAL TECHNICAL CONFERENCE AND EXHIBITION, 2004, Houston, Texas. **Proceedings ...** Houston, Texas: SPE, 2004.
- HAYHOW, I. G. ; LEMEE, J. A. Reserves to production ratios and present value relationships. In: SPE/CERI GAS TECHNOLOGY SYMPOSIUM, 2000, Houston, Texas. **Proceedings...** Houston, Texas: SPE, 2000.
- MENEZES, F. R. de. ; RIBEIRO, I. M. Não se analisa a reserva olhando-se somente a R/P. In: SAF SEMINÁRIO DE AVALIAÇÃO DAS FORMAÇÕES, 8., 1991. **Anais...** Rio de Janeiro: PETROBRÁS, 1991.
- OLSEN, G. T. **Reserves overstatements**: history, enforcement, identification, and implications of new sec disclosure requirements. 2010. Thesis. (Master of science)-Office of Graduate Studies of Texas A&M University, 2010.
- SPE - SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS. **Mapping” subcommittee final report – December 2005**. Comparison of Selected Reserves and Resource Classifications and Associated Definitions Mapping Subcommittee: John Etherington Torbjorn Pollen Luca Zuccolo, Oil and Gas Reserves Committee (OGRC). Houston, Texas: SPE, 2005.

SPE, WPC; AAPG, SPEE. **Petroleum resources management system**. Texas: SPE; American Association of Petroleum Geologists (AAPG); World Petroleum Council (WPC); Society of Petroleum Evaluation Engineers (SPEE), 2007.

SPE, WPC; AAPG, SPEE. **Petroleum resources management system**. Texas: SPE; American Association of Petroleum Geologists (AAPG); World Petroleum Council (WPC); Society of Petroleum Evaluation Engineers (SPEE), 2011.

TRICE JR., M. L. ; DAWE, B. A. Reservoir management practices. **Journal of Petroleum Technology**, v.44, n.12, dec. 1992.

ZABALZA-MEZGHANI, I. et al. Uncertainty management: from geological scenarios to production scheme optimization. **Journal of Petroleum Science and Engineering**, v.4, n.1-2, p.11-25, 2004.

BIBLIOGRAFIA CONSULTADA

- AKINPELU, L. O. et al. Quantifying errors in present value factor relationships for restricted/declining production. In: NIGERIA ANNUAL INTERNATIONAL CONFERENCE AND EXHIBITION, 2009, Houston, Texas. **Proceedings...** Houston, Texas: Society of Petroleum Engineers, 2009.
- ANP - AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. **Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis**. Disponível em: <www.anp.gov.br> Acesso em: 10 ago. 2015.
- ANP - AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. **Oil, natural gas, and biofuels statistical yearbook 2014**. Brasília: ANP, 2014.
- BUSINESS NEWS AMERICAS. **Moody's holds pemex rating steady despite write-downs**. 2002. Disponível em: <http://www.bnamericas.com/news/oilandgas/Moody's_holds_Pemex_rating_steady_despite_write-downs> Acesso em: 10 jan. 2015.
- CARR, M. **Cairn energy posts loss of \$82 million on writedown**. Disponível em: <<http://www.bloomberg.com/apps/news?pid=newsarchive&sid=acWQ0PaxCXzU&refer=uk&cid=0&ei=>>> Acesso em: 13 jan. 2015.
- DIGGLE, E. J. ; DAVID, A. The perils of market value averages. In: ANNUAL TECHNICAL CONFERENCE AND EXHIBITION OF SPE, 62., 1987, Dallas,TX. **Proceedings ...** Dallas,TX: SPE, 1987.
- EVANS, S. et al. A modern approach to E&P asset valuation, development, and decision making. **Journal of petroleum technology**, v. 57, n. 7, p. 36-38, 2005.
- HEFNER, J. M. et al. A Comparison of probabilistic and deterministic reserve estimates: a case study (includes associated paper 36358). **SPE Reservoir Engineering**, v. 11, n. 1, p. 43-47, 1996.
- HICKMAN, T. S. et al. Oil and gas price perceptions: the impact on reserve acquisitions. In: SPE ANNUAL TECHNICAL CONFERENCE AND EXHIBITION, 1989, Houston, Texas. **Proceedings...** Houston, Texas: SPE, 1989.
- JOCHEN, V. A. et al. Probabilistic reserves estimation using decline curve analysis with the bootstrap method. In: SPE ANNUAL TECHNICAL CONFERENCE AND EXHIBITION, 1996, Houston, Texas. **Proceedings...** Houston, Texas: SPE, 1996.
- MACARY, S. M. ; RAZEK, M. A. ; EL-GOHARY, H. Analysis of oil field economic performance. In: INTERNATIONAL OIL AND GAS CONFERENCE AND EXHIBITION IN CHINA, 2000, Houston, Texas. **Proceedings...** Houston, Texas: SPE, 2000.
- MEYER, W. M. ; ZORN, R. E. **Issue spotlight: oil & gas reserves**. Houston: Simmons & Company International, 2004. Disponível em: <<http://www.simmonsco-intl.com/files/022504.pdf>>. Acesso em: 10 jan. 2015.

MURRY, D. A. et al. An Estimate of the cost of petroleum production in the Anadarko, Hugoton-Panhandle And Frio Basin. In: SPE HYDROCARBON ECONOMICS AND EVALUATION SYMPOSIUM, 1979, Houston, Texas. **Proceedings...** Houston, Texas: Society of Petroleum Engineers, 1979.

NEWENDORP, P. D. **Decision analysis for petroleum exploration.** Tulsa, Oklahoma: Pennwell Publishing Co., 1975.

NORSK HYDRO. **Hydro concludes dialogue with SEC Regarding proved undeveloped reserves.** 2004. Disponível em: <<http://www.hydro.com/en/Press-room/News/Archive/2004/June/16588>>. Acesso em: 10 jan. 2015.

RIETZ, D. ; USMANI, A. Case studies illustrating the use of reservoir simulation results in the reserves estimation process. In: SPE ANNUAL TECHNICAL CONFERENCE AND EXHIBITION, 2009, Houston, Texas. **Proceedings...** Houston, Texas: SPE, 2009.

R. J. B. Câmara, Universidade Federal da Bahia - Programa de Engenharia Industrial (PEI), L. F. J. Carvalho, Universidade Federal da Bahia, G. A. B. Câmara, Câmara Consultoria, P. S. M. V. Rocha, Universidade Salvador. **Reserves Certification: The Actual Scenario of the Largest World Oil Producer Countries and Colombia,** Offshore Technology Conference OTC 2015.

ROBERT, S. et al. Alternative economic criteria for superior project analysis. In: SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEER. **Middle east oil show.** [S. l.], 2003.

SANT'ANNA, A. A. **Perspectivas de investimento 2010-2013:** indústria de petróleo e gás: desempenho recente e desafios futuros. Brasília: BNDES, 2013.

SHAHEEN, S. E. ; BAKR, M. ; EL-MENYAWY, M. Engineering and economical concerns on cost recovery treatment for sharing production facilities. In: SPE ANNUAL TECHNICAL CONFERENCE, 1999, Houston, Texas. **Proceedings ...** Houston, Texas: SPE, 1999.

SIMPSON, D. E. et al. Net present value probability distributions from decline curve reserves estimates. In: SPE HYDROCARBON ECONOMICS AND EVALUATION SYMPOSIUM, 1995, Houston, Texas. **Proceedings ...** Houston, Texas: SPE, 1995.

SMITH, A. L. ; SHEEHAN C. W. **PDP vs. PUD:** assessing the risks of Proved Undeveloped Reserve (PUD). [S. l.]: [s. n.], 1997.

SPE - SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS. **Petroleum reserves definitions.** Houston, Texas: SPE, 1997. Approved by the Board of Directors, Society of Petroleum Engineers (SPE) Inc., and the Executive Board, World Petroleum Council (WPC).

SPE - SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS. **Why a universal language for evaluating reserves is needed.** Houston, Texas: SPE, 2006.

SPE, WPC; AAPG, SPEE. **Petroleum resources classifications.** Texas: SPE, 2000. (Approved by the Board of Directors, Inc., the Executive Board, World Petroleum Council (WPC, formerly World Petroleum Congresses), and the Executive Committee, American Association of Petroleum Geologists (AAPG), February 2000).

SPINELLI JUNIOR, V. D. **Relação teórica entre a vazão obtida por teste de produção (pseudopermanente) e aquela obtida por pistoneio (transiente)**. [S.l.]: RNCE/GERET/GECAR, 2000.

SPIVEY, J. P. et al. A new algorithm for hyperbolic decline curve fitting. In: PETROLEUM INDUSTRY APPLICATION OF MICROCOMPUTERS, 1986, Houston, Texas. **Proceedings...** Houston, Texas: SPE, 1986.

THOMPSON, R. S. et al. The error in estimating reserves using decline curves. In: SPE HYDROCARBON ECONOMICS AND EVALUATION SYMPOSIUM, 1987, Houston, Texas. **Proceedings...** Houston, Texas: SPE, 1987.

UPSTREAM. **Seven Seas in Dire Straits**. 2002. Disponível em: <[http://www.upstreamonline.com/ live/article40132.ece](http://www.upstreamonline.com/live/article40132.ece)>. Acesso em: 10 jan. 2015.

VIRINE, L. et al. Efficiency of capital expenditure of petroleum producers: how investing in exploration and development would affect reserves and production. In: SPE HYDROCARBON ECONOMICS AND EVALUATION SYMPOSIUM, 2012, Houston, Texas. **Proceedings ...** Houston, Texas: SPE, 2012.