



Universidade de Brasília  
Faculdade de Economia, Administração, Contabilidade e  
Ciência da Informação e Documentação - FACE.  
Departamento de Economia

---

# **INCORPORAÇÃO DO VALOR ECONÔMICO DA ÁGUA NA ANÁLISE DE CUSTO-BENEFÍCIO EM PROJETOS DE EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE ÓLEO E GÁS**

**André Gustavo Teixeira de Carvalho Pereira**

**Brasília  
2009**



Universidade de Brasília  
Faculdade de Economia, Administração, Contabilidade e  
Ciência da Informação e Documentação - FACE.  
Departamento de Economia

---

**André Gustavo Teixeira de Carvalho Pereira**

**INCORPORAÇÃO DO VALOR ECONÔMICO DA ÁGUA NA  
ANÁLISE DE CUSTO-BENEFÍCIO EM PROJETOS DE  
EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE ÓLEO E GÁS**

Dissertação apresentada ao Departamento de  
Economia da Universidade de Brasília como  
requisito parcial para a obtenção do grau de  
Mestre em Economia.

**Orientador: Prof. Dr. Jorge Madeira Nogueira**

**Brasília, maio de 2009.**



Universidade de Brasília  
Faculdade de Economia, Administração, Contabilidade e  
Ciência da Informação e Documentação - FACE.  
Departamento de Economia

---

**PARECER DA COMISSÃO EXAMINADORA DA DEFESA DA  
DISSERTAÇÃO DE ANDRÉ GUSTAVO TEIXEIRA DE CARVALHO  
PEREIRA**

**INCORPORAÇÃO DO VALOR ECONÔMICO DA ÁGUA NA  
ANÁLISE DE CUSTO-BENEFÍCIO EM PROJETOS DE  
EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE ÓLEO E GÁS**

**ÁREA DE CONCENTRAÇÃO: ECONOMIA DA AGRICULTURA, DOS  
RECURSOS NATURAIS E DO MEIO-AMBIENTE**

A comissão examinadora, composta pelos professores abaixo, sob a presidência do primeiro, considera o candidato ANDRÉ GUSTAVO TEIXEIRA DE CARVALHO PEREIRA, **APROVADO**.

Brasília, 16 de Abril de 2009.

---

Prof. Dr. Jorge Madeira Nogueira (Unb): Orientador

---

Prof. Dr. José Lamartine Távora Júnior (UFPE): Examinador Externo

---

Prof. Dr. Charles Curt Mueller (Unb): Examinador

*“A terra provê as necessidades de todos os homens, mas não a voracidade de todos.”*

**Mohatma Ghandi**

*Aos meus pais e para Marcela.*

## AGRADECIMENTOS

A Deus, por me permitir esta oportunidade.

Aos meus pais, Cláudio e Paula, por tudo e por terem me ensinado o poder de uma educação de alto nível, além do apoio financeiro e emocional a essa empreitada. Aos meus irmãos que também sempre me apoiaram incondicionalmente. E a minha companheira Marcela, que além do incentivo sempre esteve ao meu lado nos momentos mais difíceis.

Aos meus orientadores Prof. Dr. Jorge Madeira Nogueira e Prof. Dr. Carlos Alberto Ramos pelas contribuições a essa pesquisa.

Ao Professor Dr. Lamartine Távora Júnior, da UFPE, cujo auxílio foi de fundamental importância para a conclusão dessa dissertação.

À Weruska e Luzia da secretaria do mestrado acadêmico da Unb por sempre serem solícitas e prestativas quanto à burocracia necessária para a conclusão desse mestrado.

Aos meus colegas da Unb: Felipe Turatto, Eduardo Nali, Marco Caruso, Daniele Toquetto, Cedric Pin, Saulo Quadros e a todos os outros que não citei aqui, mas que certamente foram importantes na minha passagem em Brasília. Aos amigos economistas Daniel Damata e Pedro Jucá, em especial, pela receptividade durante a minha estadia em Brasília.

Aos colegas petroleiros Gleudson Bello Buarque e Marcelo Luvizzotto, pelo apoio dado para a conclusão dos meus créditos pendentes em Brasília. Aos meus amigos Bruno Forte, Carlos Urquiza, André Torres, Roberto Selva, Paulo André Veloso e Leonardo Magalhães pelos fundamentais momentos de descontração ao longo dessa caminhada.

## RESUMO

As atividades petrolíferas de exploração e produção de óleo e gás (E&P) possuem inúmeros impactos ambientais relevantes. Um deles é a captação de água doce proveniente de aquífero para injeção. De acordo com Farias (2004), se essa retirada de água doce do aquífero for continuamente superior a sua reposição, então o seu nível hidráulico continuará caindo ao longo dos anos e poderá comprometer seriamente tanto o volume de água do recurso subterrâneo como sua estrutura física. Na análise de custo-benefício sob a perspectiva privada não se incorporam as externalidades ambientais no cômputo do VPL (Valor Presente Líquido) e isso resulta em distorções, como o de poder viesar investimentos e tomadas de decisões no que concerne à depleção e degradação do recurso hídrico, resultando em má alocação de recursos e bem-estar social subótimo. O objetivo principal do presente trabalho é aplicar métodos e procedimentos para a incorporação do valor econômico da água na análise de custo-benefício num projeto de produção de óleo e gás que capta água doce proveniente de aquífero para injeção. Além disso, discute-se em detalhes os aspectos metodológicos para a incorporação do valor econômico da água nos VPLs dos projetos de óleo e gás, comparam-se os VPLs privados e da análise de sustentabilidade, realizam-se análises de sensibilidade para os dois tipos de análises e se delimita um teto para a cobrança da outorga para a água doce pelos órgãos ambientais. As metodologias utilizadas para a captação do valor econômico da água doce foram os métodos da valoração residual e função dose-resposta. Esse último foi baseado no modelo proposto por Lino (1999) para extrapolação da razão água-óleo. O VPL privado do projeto analisado foi de US\$ 17,4 milhões, enquanto que o VPL da análise de sustentabilidade foi de US\$ 11,4 milhões. A incorporação do valor econômico da água doce na análise de custo-benefício coloca incentivos mais apropriados para o uso ótimo desse recurso ambiental escasso

**PALAVRAS-CHAVE:** Valoração econômica de água doce, função dose-resposta, valoração residual, projetos de exploração e produção de óleo e gás.

## ABSTRACT

The gas and oil exploration and production activities (E&P) have several environmental impacts. One of them is sweet water pump-off from aquifer for injection purposes. According to Farias (2004), if the sweet water pump-off is continuously higher than his replace, then the hydraulic level will drop over the years and could damage the aquifer's physical structure and his water volume. In private cost-benefit project analysis the environmental externalities are not considered in NPV (Net Present Value), and this result in distortions. This can bias investments and policy decisions concerning depletion and degradation of water resources, resulting in misallocation of resources and suboptimal social welfare. The present work main goal is to apply methods and procedures to internalize the economic water value in cost-benefit analysis in an oil and gas production project. Moreover, will be discussed, in details, methodological issues to internalize economic water value in NPVs from oil and gas projects, will be compared private versus NPVs from sustainability analysis, will be showed the sensitive analysis from the two kind of analysis and is proposed a limit for water price to be charged by the environmental agencies. The methodologies used for water economic value capture were residual valuation and dose-response function. These last one was based in a model proposed by Lino (1999) to water-oil quotient extrapolation. The private NPV from the analyzed project is US\$ 17,4 million and the NPV from sustainability analysis was US\$ 11,4 million. Incorporate water economic value in cost-benefit analysis provide appropriate incentives for optimal utilization of this scarce resource.

**KEYWORDS:** Swett water economic valuation, dose-response function, residual valuation, oil and gas exploration and production.



## SUMÁRIO

AGRADECIMENTOS .....	vi
RESUMO .....	vii
ABSTRACT .....	viii
LISTA DE FIGURAS .....	xi
LISTA DE TABELAS .....	xi
LISTA DE QUADROS .....	xi
RELAÇÃO DE SIGLAS E ABREVIATURAS.....	xii
1.1) Justificativa .....	13
1.2) Objetivos .....	15
1.2.1) Objetivo geral.....	15
1.2.2) Objetivos Específicos.....	15
1.3) Resultados alcançados.....	16
1.4) Descrição dos Capítulos.....	16
Capítulo II - Gestão ambiental, impactos ambientais e processos dos projetos de exploração e produção.....	18
2.1) Gestão ambiental na Petrobras .....	18
2.2) Impactos ambientais dos projetos de exploração e produção .....	19
2.3) Processos de exploração e produção .....	21
2.3.1) Dinâmica da água, óleo e gás nos projetos de exploração e produção.....	21
2.3.2) Métodos de recuperação de óleo e gás .....	24
2.3.2.1) Métodos miscíveis.....	25
2.3.2.2) Métodos térmicos .....	25
2.3.2.3) Métodos químicos .....	26
2.3.2.4) Outros métodos .....	27
2.4) Recursos hídricos: Aspectos gerais .....	28
2.5) Demanda e oferta por recursos hídricos .....	31
2.6) Base legal .....	33
2.7) Considerações finais do capítulo.....	35
Capítulo 3 - Revisão bibliográfica.....	36
3.1) Análise de custo-benefício (ACB) .....	36
3.2) Indicadores da análise de custo-benefício.....	38
3.3) Análise de sensibilidade .....	39
3.4) Valoração econômica do meio-ambiente – Teoria e aplicações .....	40
3.4.1) Valoração econômica da água.....	42
3.5) Aplicações dos métodos de valoração econômica ambiental.....	44
3.6) Métodos de valoração econômica do meio-ambiente .....	45
3.6.1) Abordagens de mercado convencional.....	46
3.6.1.1) Abordagem dose-resposta ou método da produtividade marginal .....	46
3.6.1.2) Método do custo de reconstrução ou custo de reposição .....	48
3.6.2) Funções de produção doméstica.....	48
3.6.2.1) Método dos gastos evitados.....	48
3.6.2.2) Método do custo de viagem (MCV).....	49
3.6.3) Método dos preços hedônicos (MPH).....	50
3.6.3.1) Preços das casas ou terras / Salário pelo risco .....	50
3.6.4) Métodos experimentais .....	50
3.6.4.1) Método da valoração contingente .....	50
3.6.4.2) Método da ordenação contingente .....	51
3.6.5) Valoração residual.....	52

3.7) Agregação temporal em projetos de valoração econômica do meio-ambiente.....	52
3.8) Considerações finais do capítulo.....	55
Capítulo 4 - Métodos e procedimentos de estudo.....	56
4.1) Método de projeção de custos operacionais.....	64
Capítulo 5 - Estudo de caso.....	66
5.1) Descrição dos dados.....	66
5.2) Estudo de viabilidade privada.....	68
5.2.1) Premissas.....	68
5.2.2) Custos operacionais e curvas de produção.....	69
5.2.3) Investimentos.....	71
5.2.4) Resultados da análise privada.....	72
5.2.4.1) Indicadores financeiros.....	72
5.2.4.2) Análise de sensibilidade.....	72
5.3) Análise de sustentabilidade.....	73
5.4) Função dose-resposta.....	74
5.6) Indicadores da análise de custo-benefício sob o enfoque da sustentabilidade.....	80
5.6.1) Indicadores.....	80
5.6.2) Análise de sensibilidade.....	81
5.6.3) Análise dos resultados.....	82
Referências bibliográficas.....	90

## LISTA DE FIGURAS

Figura 01: Fluxograma do óleo, gás e água de um projeto de upstream .....	22
Figura 02: Ciclo Hidrológico.....	30
Figura 03: Vazões de consumo para seus diferentes usos no Brasil. ....	32
Figura 04: Fluxograma para obtenção da função dose-resposta.....	63
Figura 05: Gráfico Spider – Análise privada.....	72
Figura 06: Plotagem dos resíduos contra $W_p$ .....	76
Figura 07: Gráfico Spider – Análise de sustentabilidade .....	81
Figura 08: Sensibilidade do VPL da análise de sustentabilidade à taxa de desconto.....	82
Figura 09: Dólares por barril de petróleo produzido no mercado spot – FOB.....	83

## LISTA DE TABELAS

Tabela 01: Estimadores e estatísticas. ....	74
Tabela 02: ANOVA e algumas estatísticas da regressão. ....	75
Tabela 03: Estimadores e estatísticas – Teste de Pesaram-Pesaram .....	76
Tabela 04: ANOVA – Teste de Pesaram-Pesaram.....	76

## LISTA DE QUADROS

Quadro 01: Atividades e requerimentos potenciais.....	20
Quadro 02: Fontes, impactos potenciais e componente afetado.....	20
Quadro 03: Grupo de técnicas e métodos de valoração econômica do meio-ambiente .....	46
Quadro 04: Taxa de desconto recomendada.....	55
Quadro 05: Premissas – Análise de viabilidade privada (financeira).....	68
Quadro 06: Tarifas dos processos do campo de Sabiá .....	69
Quadro 07: Quantitativo de poços do projeto.....	70
Quadro 08: Curvas de produção do projeto.....	70
Quadro 09: Custo total - Projeto de captação de água doce. ....	71
Quadro 10: Descrição dos investimentos - Projeto de captação de água doce.....	71
Quadro 11: Indicadores financeiros - Projeto de captação de água doce .....	72
Quadro 12: Cálculo da RAO econômica .....	78
Quadro 13: Curvas do projeto de captação de água doce.....	79
Quadro 13: Indicadores da análise de sustentabilidade – Projeto de captação de água doce	80

## RELAÇÃO DE SIGLAS E ABREVIATURAS

ACB	Análise de Custo-Benefício
ANA	Agência Nacional das Águas
ANP	Agência Nacional do Petróleo
ASP	Álcali-Surfactante-Polímero
BULC	<i>Lifting Cost</i> da unidade de negócio ou projeto
D	Teste de Kolmogorov-Smirnov
DJSI	Índice Dow Jones de sustentabilidade
DW	Teste de Durbin-Watson
E&P	Exploração e Produção
GLP	Gás Liquefeito de Petróleo
IBGE	Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística
IL	Índice de lucratividade (IL)
IPEA	Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada
MEOR	Microbial Enhanced Oil Recovery
RAO	Razão Água-Óleo
RGO	Razão Gás-Óleo
SMS	Segurança, Meio-Ambiente e Saúde
STF	Supremo Tribunal Federal
STRP	Social Tax Rate Preference
TMA	Taxa Mínima de Atratividade
MCV	Método do Custo de Viagem
MPH	Método dos Preços Hedônicos
THAI	Toe to Heel Air Injection
UPGN	Unidade de Processamento de Gás Natural
SAGD	Steam Assisted Gravity Drainage
VPL	Valor Presente Líquido
VPL/DA	Valor Presente Líquido sobre Dispêndio Atualizado

# Capítulo I – Introdução

## *1.1) Justificativa*

A água é um elemento essencial à vida e as atividades humanas. Entretanto, apenas cerca de 1% de toda a água da terra é doce (MENDES, 2006, p. 126). Somando-se a isso houve um forte crescimento populacional, urbanização, industrialização, uso intensivo da água nos processos produtivos e poluições decorrentes das atividades econômicas.

Como consequência, ocorreu uma forte pressão sobre os recursos hídricos, o que tornou a água um recurso cada vez mais escasso e passou a ser considerado como um bem dotado de valor econômico, conforme expresso na Lei 9.433/97, que instituiu a Política Nacional de Recursos Hídricos.

As atividades petrolíferas de exploração e produção de óleo e gás (E&P), também conhecidas como atividades de *upstream*, possuem inúmeros impactos ambientais relevantes como retirada de água doce de aquíferos, descarte da água produzida associada ao óleo na natureza, movimentação de terra, desmatamento, queima e ventilação do gás no ar, entre outros (BALKLAU, READ e MONOPOLIS, 1997, p.16).

Os acidente ecológico ocorrido na baía de Guanabara em 2000 ensejou uma mudança de atitude no modo como manejar a gestão ambiental na Petrobras (LINS e MAGRINI, 2008, p.353), com vultosos investimentos e esforços direcionados para a melhoria de sua imagem perante a sociedade. No aspecto da imagem, a questão ambiental passa a ser um das estruturas básicas que as empresas, em especial as petrolíferas, precisam obedecer para serem vistas com bons olhos pela sociedade e seus investidores. Isso pode ser visto através do

esforço das empresas de energia em fazer parte do seleto grupo do índice Dow Jones de Sustentabilidade (DJSI).

De acordo com Farias (2004), se a retirada de água doce proveniente de aquífero for continuamente superior à sua reposição, o nível hidráulico continuará caindo ao longo dos anos e poderá comprometer seriamente tanto o volume de água do recurso subterrâneo como sua estrutura física. Ou seja, é necessário estabelecer o uso ótimo desse recurso ambiental para evitar erros dispendiosos e algumas vezes irreversíveis. Prevenir pode levar à redução de modo antecipado dos custos sociais, ao invés de tomar medidas corretivas a *posteriori* (HUFSCHMIDT et al (1983) em NOGUEIRA, MEDEIROS e ARRUDA (1998), p.2).

Além disso, existem mudanças em andamento no arcabouço jurídico em que a compensação ambiental de todo projeto deve ser proporcional ao seu impacto ambiental e não mais em relação ao volume de investimento (VILLARES, 2008). Ou seja, também se faz necessário utilizar as metodologias existentes para capturar o valor monetário que reflita o dano ambiental para uma cobrança eficiente pelos órgãos ambientais.

O tratamento convencional dos projetos na empresas de energia como a Petrobras, por exemplo, é implantar aqueles cujo VPL (Valor Presente Líquido) seja positivo, ou seja, que agreguem valor ao acionista, de acordo com a teoria convencional de finanças (ROSS, WESTERFIELD e JAFFE, 2002, p.173), sem considerar as externalidades ambientais no cômputo do VPL. A incorporação do valor econômico da água na análise de custo-benefício se faz, portanto, necessário para auxiliar numa melhor aderência aos planos de negócios das empresas de energia, que geralmente enfatizam lucratividade com responsabilidade social e ambiental.

## ***1.2) Objetivos***

### ***1.2.1) Objetivo geral***

O objetivo do presente trabalho é aplicar métodos e procedimentos para a incorporação do valor econômico da água na análise de custo-benefício de um projeto de produção de óleo e gás que capta água doce proveniente de aquífero.

### ***1.2.2) Objetivos Específicos***

- Discutir os aspectos metodológicos para a incorporação do valor econômico da água nos VPLs dos projetos de óleo e gás.
- Comparar os VPLs privados e da análise de sustentabilidade, além de realizar uma análise de sensibilidade para os dois tipos de análises.
- Delimitar um teto para a cobrança do valor da água para os órgãos ambientais.

### ***1.3) Resultados alcançados***

O valor da água captada para injeção entrou no cômputo do VPL como um custo social adicional e foi utilizada uma taxa de desconto apropriada. O VPL privado do projeto aqui analisado foi de US\$ 17,4 milhões, enquanto que o VPL da análise de sustentabilidade foi de US\$ 11,4 milhões. Da análise de sensibilidade se observa que as principais variáveis que afetam o VPL do projeto são o preço e produção do óleo, conforme o esperado para um projeto de *upstream*.

A incorporação do valor econômico da água doce coloca incentivos mais apropriados para o uso ótimo desse recurso ambiental escasso. Penaliza-se o VPL dos projetos que utilizam a água doce para injeção e se beneficia aqueles projetos cujo objetivo seja realizar/ampliar o tratamento da água produzida associada ao óleo e gás destinada à injeção. Além disso, a incorporação de variáveis ambientais na análise de custo-benefício (ACB) dos projetos de exploração e produção de óleo e gás é um *marketing* ambiental poderoso numa indústria poluidora por essência, como é o caso da indústria petrolífera.

### ***1.4) Descrição dos Capítulos***

A dissertação está estruturada da seguinte forma: No capítulo 02 serão discutidos os impactos ambientais das atividades de E&P, gestão ambiental na indústria petrolífera e os processos dos projetos de *upstream*, dando ênfase na dinâmica do óleo, gás e água nos projetos de *upstream* e os métodos de recuperação de óleo e gás existentes. Também serão discutidos alguns aspectos técnicos e jurídicos relevantes concernentes aos recursos hídricos.



No capítulo 03 será realizada uma revisão bibliográfica, em que serão debatidas a teoria e aplicações da valoração econômica ambiental, enfatizando a teoria relacionada à valoração dos recursos hídricos e aplicações na indústria petrolífera. Nos capítulo 4 serão explanados os métodos e procedimentos empregados para calcular o valor econômico da água doce. No capítulo 5 serão descritos os dados e premissas utilizadas, serão mostrados os resultados das ACB privada e da análise de sustentabilidade, além dos gráficos de sensibilidade dessas análises. Ainda nesse capítulo, será efetuada uma análise crítica dos resultados obtidos. Por último, no capítulo 6, serão mostrados as principais conclusões e recomendações do presente trabalho.

## **Capítulo II - Gestão ambiental, impactos ambientais e processos dos projetos de exploração e produção**

### ***2.1) Gestão ambiental na Petrobras***

Como resultado de uma maior preocupação com o meio-ambiente das últimas décadas, a sociedade está menos tolerante a degradações ambientais proveniente das atividades econômicas. Depois dos vazamentos de óleo no ano 2000, com grande repercussão na mídia, a principal petrolífera do país passou a ter uma postura pró-ativa no quesito ambiental (LINS e MAGRINI, 2008, p.353). A maior prova dessa preocupação permanente com o meio-ambiente foi a obtenção do índice Dow Jones de Sustentabilidade (DJSI) por três anos consecutivos<sup>1</sup>, sendo uma das 20 companhias mundiais do setor de petróleo e gás a integrar esse índice.

A conquista de tais indicadores de sustentabilidade representa um esforço da Petrobras em várias frentes. Pode-se destacar a incorporação da responsabilidade ambiental nos planos estratégicos da companhia a partir de 2000. Esses planos são desdobrados em uma série de indicadores para acompanhamento periódico, entre os quais se encontram indicadores da dimensão ambiental. A realização efetiva das metas desses índices ambientais internos estaria dando auxílio no direcionamento da Companhia em direção a um dos pilares básicos do planejamento estratégico, que é a responsabilidade ambiental.

---

<sup>1</sup> É o índice mundial de sustentabilidade mais importante e que é usado como parâmetro para análise de investidores social e ambientalmente responsáveis.

Outra demonstração da preocupação ambiental da Petrobras foi a criação de dois comitês relacionados à gestão ambiental da Companhia: 1) Comitê do meio-ambiente, criado em 2001 e 2) Comitê de gestão de SMS (Segurança, Meio-Ambiente e Saúde), a partir de 2000, considerado mais operacional do que estratégico (LINS e MAGRINI, 2008, p.367).

Um exemplo de ação ambiental da Petrobras em suas atividades foi o programa PEGASO, em que foi realizada uma série de investimentos na integridade de dutos, ao trocar aqueles dutos velhos ou de materiais mais sujeitos à corrosão por materiais mais resistentes e menos sujeitos aos vazamentos de óleo. Outro exemplo de ação ambiental da Petrobras que demonstrou os méritos da Companhia na obtenção do DJSI de responsabilidade ambiental é caso da produção de petróleo e gás em Sergipe e Alagoas, em que o descarte da água produzida foi reduzido à zero. Parte dessa água produzida associada ao óleo é injetada no reservatório de óleo como método de recuperação secundário e a outra parte é transferida para a Companhia Vale, que a utiliza em seus processos produtivos na mineração de potássio.

## ***2.2) Impactos ambientais dos projetos de exploração e produção***

Entendem-se como projetos de *upstream* aqueles que visam à exploração ou produção de óleo e gás e são atividades que claramente produzem efeitos colaterais sobre o meio-ambiente como derramamentos de óleo, consumo de água doce de boa qualidade, movimentação de terra e desmatamentos, acidentes, fogo, além da poluição sonora, do ar e da água.

Para compreender o porquê dos impactos que essa atividade pode gerar considere o quadro 01 com um resumo dos processos de exploração e produção e seus requerimentos potenciais. Os impactos ambientais das atividades de desenvolvimento da produção de óleo e gás em campos terrestres se encontram no quadro 02.

Quadro 01: Atividades e requerimentos potenciais

Atividade	Requerimento potencial
Estudos geológicos para identificação das oportunidades	Nenhum
Survey aéreo	Vôo baixo sobre a área de estudo
Survey sísmico: Provê informação detalhada sobre a geologia	Acesso a locações terrestres e áreas de recursos marinhos
	Possível extensão <i>onshore</i> ou linhas sísmicas marinhas
	Linhas sísmicas terrestres
	Campos de operação sísmica
Perfuração exploratória: Verifica a presença ou ausência de reservas de hidrocarbonetos e quantifica as reservas	Acesso para a unidade de perfuração ou unidades de oferta
	Facilidades de armazenamento
	Facilidades de disposição da água
Avaliação: Determina se o reservatório é economicamente viável para desenvolver a produção	Acomodação
	Locações de perfuração adicional
	Acessos adicionais para unidades de perfuração ou unidades de oferta
Desenvolvimento da produção de óleo e gás	Facilidades adicionais de disposição da água e armazenamento
	Melhoria em acessos e facilidades de armazenamento e disposição da água produzida
	Cabeças de poços
	Linhas de fluxo
	Facilidades de separação/tratamento
	Capacidade de armazenamento ampliado
	Facilidades para exportação do produto
	Queimadores
	Planta de produção de gás
	Acomodação e infra-estrutura
Abandono das operações	Transporte de equipamentos
	Equipamento para plugar poços
	Equipamentos para demolir e remover instalações
	Equipamentos para restaurar a locação usada

FONTE: Balkau, Read e Monopolis (1997)

Quadro 02: Fontes, impactos potenciais e componente afetado.

Fonte	Impacto Potencial	Componente Afetado
Estradas	Acessos	H/Aq/B/T
Preparação de locações	Pegadas	H/At/Aq/B/T
Operações	Descargas	H/At/Aq/B/T
	Desperdícios	
	Emissões	
	Socioeconômico e cultural	H

H = Humano, socioeconômico e cultural, T = Terrestre, Aq = Aquático, At= Atmosférico e B = Biosfera.

FONTE: Balkau, Read e Monopolis (1997)

A ocupação de longo prazo das locações terrestres requer facilidades de acesso como abertura de estradas, por exemplo. O impacto ambiental disso é a perda do habitat e do uso da terra, além de colocar barreiras para o movimento da vida selvagem, distúrbios advindos do acréscimo no tráfego e sobre a população residente nas proximidades. Na preparação das locações terrestres ocorrem movimentações de terra, erosão, mudanças na hidrologia da superfície, erosão, poluição sonora e vibração ocasionada pelas atividades de construção civil.

No processo de operação se tem uma elevação na demanda de água da rede local, rede de esgotos e disposição de resíduos sólidos. Também existem as questões sobre o destino da água produzida associada ao óleo, queima e/ou ventilação do gás associado, derramamento do óleo na superfície que pode vir a ocorrer. Como se não bastasse, ainda existem efeitos potenciais sobre a vida selvagem, habitats e biodiversidade. Em resumo, a operação de um projeto de *upstream* pode ocasionar impactos adversos sobre o solo, água, ar, vida animal e vegetal e sobre os seres humanos. Em maior ou menor medida todos esses impactos ambientais podem ser minimizados por uma série de ações<sup>2</sup>.

### ***2.3) Processos de exploração e produção***

#### ***2.3.1) Dinâmica da água, óleo e gás nos projetos de exploração e produção***

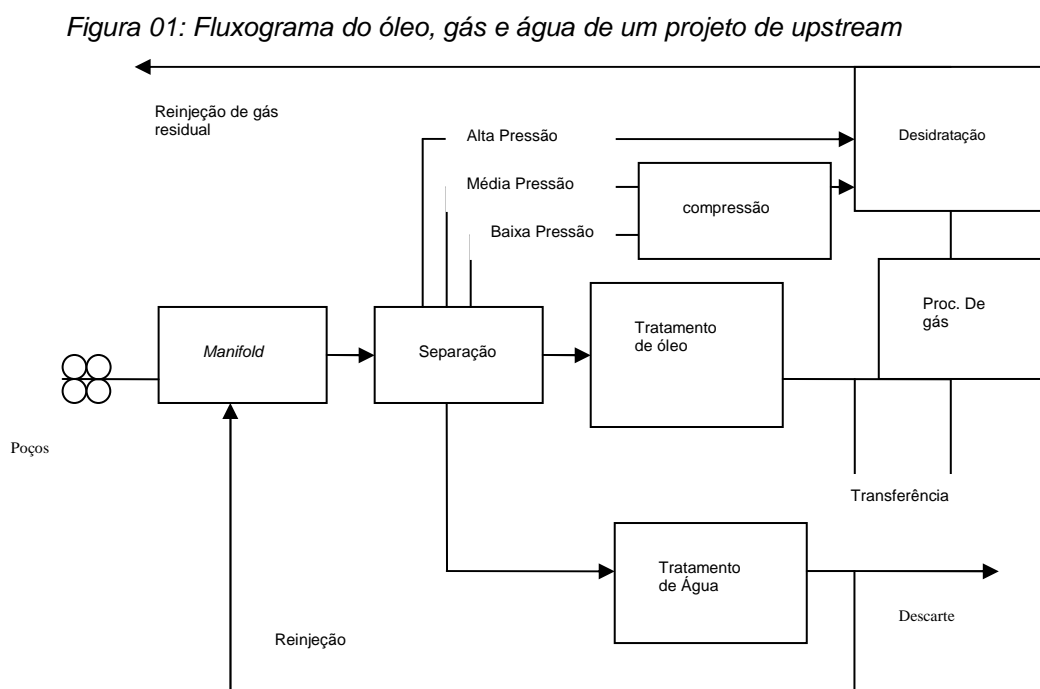
O volume de água que é produzida junto com o óleo é cada vez mais alto na medida em que o campo de petróleo fica maduro. A questão da alocação dessa água é um problema de difícil solução e atinge a indústria petrolífera em todo o mundo. Em alguns poços

---

<sup>2</sup> Essas medidas mitigadoras são listadas em Balkau, Read e Monopolis (1997)

produtores desses campos maduros se chega a produzir mais de 95% de água do total extraído do reservatório (THOMAS, 2001). Essa água produzida é extremamente nociva ao meio-ambiente, uma vez que ela possui poluentes diluídos como óleo, graxa, sais, H<sub>2</sub>S (gás sulfídrico). Logo, é necessário efetuar um tratamento dessa água produzida para controlar esses poluentes para níveis toleráveis.

Depois desse tratamento, a água pode ter duas destinações básicas: 1) A água produzida pode ser injetada para pressurizar o reservatório de tal modo a empurrar o óleo e gás para a superfície e 2) Descartar essa água na superfície ou em alto mar. No primeiro caso, essa água forma um ciclo fechado, sem nenhum impacto ambiental, já no segundo como a água é tratada antes de ser descartada no meio-ambiente, os impactos sobre o meio-ambiente são minimizados, mas não nulos. Para um maior entendimento sobre a questão do fluxo da água num projeto de *upstream* é interessante analisar o fluxograma da figura 01.



FONTE: Thomas (2001).

O fluxograma da figura 03 começa na cabeça do poço, que é equipado com uma válvula de vazão de acordo com as recomendações da engenharia de reservatório. Quando dois ou mais poços produzem para uma mesma unidade é necessário de um *manifold* (sistema de válvulas) de produção para combinar as vazões e pressões dos diversos poços para a entrada da planta de processamento primário, onde é realizada a segregação do óleo, da água e do gás (THOMAS, 2001, p.256).

Em linhas gerais, nesse processo o gás (mais leve) sobe, a água (mais pesada) desce e o óleo fica entre os dois. Depois disso, a água pode ser tratada para ser injetada ou para descarte no meio-ambiente. O gás, por sua vez, é comprimido e é efetivada uma desidratação (remoção da água) e enviado para uma unidade de processamento de gás natural (UPGN), onde é feita a separação das frações mais leves do gás (de menor valor comercial) e é realizado um processamento do gás, o que resulta em liquefeito de gás natural (LGN) e gás residual (gás pobre). Esse último será utilizado dentro da concessão ou queimado, poluindo a atmosfera.

Depois de separado o óleo, ele segue para ser tratado de tal maneira a ser enquadrado dentro dos padrões de qualidade antes de ser transferido para a refinaria ou navio petroleiro. A presença de água no petróleo causa uma série de inconvenientes nas etapas de produção, transporte ou refino (THOMAS, 2001, p.262). Logo, a remoção dessa água é feita através de decantação nos separadores e aplicação de métodos térmicos e químicos. Em seguida, o petróleo segue por meio de oleodutos para a refinaria ou porto, onde é transferido para os navios petroleiros.

Conforme já mencionado, a água pode ser usada como insumo da produção de óleo e gás sendo injetada no interior do reservatório para a produção ser efetivada. Muitas vezes somente utilizar a água produzida para ser injetada não é suficiente para se ter o volume de óleo desejado. Por isso, em muitas ocasiões é necessário utilizar a água proveniente de poços

de captação de água doce para se injetar no reservatório. O problema ambiental dessa opção é que uma retirada excessiva de água doce pode comprometer seriamente tanto o volume de água do recurso subterrâneo como sua estrutura física (Farias, 2004), de tal modo a prejudicar as gerações atuais e futuras.

### ***2.3.2) Métodos de recuperação de óleo e gás***

Os reservatórios de óleo e gás normalmente retêm uma parcela considerável de hidrocarbonetos em seu interior depois que a energia natural do reservatório se reduz na medida em que se produz, uma vez que a pressão do reservatório vai se esvaindo com a produção. É o diferencial de pressão que permite a elevação dos hidrocarbonetos para a superfície (THOMAS, 2001).

Para evitar a retenção excessiva do petróleo pelo reservatório são utilizados os métodos de recuperação, que permitem uma produção maior do que seria possibilitado pela energia natural do reservatório (THOMAS, 2001, p.200). Os métodos de recuperação podem ser classificados com base na cronologia: recuperação primária, recuperação secundária e recuperação terciária. O primeiro tipo se utiliza da energia natural do reservatório, na medida em que essa pressão se esvai, empregam-se métodos de recuperação secundária e mais adiante métodos de recuperação terciária.

Ao passar do tempo, essa classificação passou a designar os métodos de injeção de água ou injeção de gás como métodos de recuperação secundária e os demais métodos como de recuperação terciária. Já a nomenclatura de THOMAS (2001) classifica os métodos de recuperação da seguinte forma: métodos convencionais e métodos especiais. O primeiro caso se refere àqueles métodos cujas tecnologias são bem conhecidas e que o grau de confiança de sua aplicação seja elevado. Nesse primeiro grupo se encontram os métodos de injeção de



água e injeção de gás. Os processos mais complexos cujas tecnologias ainda não foram plenamente desenvolvidas são classificados como métodos especiais, tais como: métodos térmicos, métodos miscíveis, métodos químicos, métodos microbiológicos e métodos eletromagnéticos. A classificação de Rosa, Carvalho e Xavier (2005) separa os métodos especiais em: métodos miscíveis, térmicos, químicos e outros métodos.

#### 2.3.2.1) Métodos miscíveis

Os métodos miscíveis incluem injeção de banco de GLP (Gás Liquefeito de Petróleo), injeção de gás enriquecido, injeção de gás seco a alta pressão e injeção miscível de CO<sub>2</sub>, cada um com suas vantagens e desvantagens. Em geral, esses métodos não são economicamente viáveis devido aos altos custos do gás e do CO<sub>2</sub>.

#### 2.3.2.2) Métodos térmicos

Os métodos térmicos classificam-se em duas categorias: injeção de fluidos quentes (água quente ou vapor d'água) e combustão *in-situ*. Nos dois casos o princípio é que o calor aumenta a recuperação de óleo e gás via redução de sua viscosidade. A injeção de vapor é aplicada para reforçar a recuperação primária de reservatórios de óleos viscosos (Rosa, Carvalho e Xavier, 2005).

A combustão *in-situ* é um método em que o calor é gerado dentro do reservatório de modo a reduzir a viscosidade e produzir o petróleo. Essa técnica consiste na ignição de parte do reservatório via injeção de ar, que através da reação química do oxigênio contido no ar com o óleo resulta em combustão.

A recuperação térmica é um método comprovado para produzir óleos considerados pesados. As desvantagens desse método é o seu alto custo nos casos da categoria de injeção de fluidos quentes, além de gerar diversos problemas operacionais devido ao calor.

### **2.3.2.3) Métodos químicos**

Nessa classe de métodos encontram-se os polímeros, injeção de solução micelar e a injeção de solução ASP (Álcali-Surfactante-Polímero). O polímero é uma molécula grande, composta por milhares de blocos, chamados manômeros (ROSA, CARVALHO e XAVIER, 2005, p.722). Quando essa substância se encontra com a água é elevada a eficiência do varrido, que é a área sujeita ao influxo da água, incrementando a produção de óleo e gás.

A vantagem desse método é que ele reduz a razão água-óleo (RAO) da produção, o que favorece os custos operacionais. Uma de suas principais desvantagens é o alto custo do insumo polímero e o fato de ser necessário uma boa fonte de água doce, livre de oxigênio, para ser misturada ao polímero, o que torna esse método antiecológico.

O método da injeção micelar consiste na injeção de uma substância denominada de microemulsão. Assim como a injeção de polímero esse método eleva a eficiência do varrido. Sua principal vantagem é a boa eficiência do varrido. A principal desvantagem é ter que adquirir grandes quantidades de produtos químicos de alto custo. Além disso, a produção resultante é de difícil determinação em função de alguns parâmetros técnicos.

O método da injeção de solução ASP (Álcali-Surfactante-Polímero) consiste na injeção de uma solução aquosa que contém uma solução alcalina, um surfactante e um polímero. Esse método possui efeitos semelhantes ao de injeção micelar em termos de eficiência do varrido. Assim como os métodos miscíveis e os químicos existe um elevado custo de injeção de solução ASP.

#### **2.3.2.4) Outros métodos**

Nesse grupo se encontram os métodos de injeção de vapor com solvente, SAGD (*Steam Assisted Gravity Drainage*), aquecimento eletromagnético, injeção de ar, THAI (*Toe to Heel Air Injection*), injeção de surfactante, injeção com soda cáustica e MEOR (*Microbial Enhanced Oil Recovery*).

O método de injeção de vapor com solvente é uma combinação do método térmico com um método miscível. A Petrobras utiliza esse método em alguns de seus campos terrestres (ROSA, CARVALHO e XAVIER, 2005, p.702). É um método que pode ser indicado para petróleos pesados e extra-pesados. A sua grande desvantagem é a sua baixa economicidade em virtude dos elevados dispêndios para a sua implantação e operação.

O SAGD é um método térmico que é normalmente utilizada para petróleos extra-pesados ou mesmo betumem. A sua nomenclatura significa drenagem gravitacional assistida por vapor. Esse método é similar à injeção de vapor convencional, a diferença consiste na utilização de poços horizontais tanto para produzir quanto para injetar. A vantagem desse método é que se pode proporcionar um fator de recuperação de até 70% na área de influência dos poços. Uma de suas desvantagens é o seu elevado dispêndio para implantação e operação.

O método do aquecimento eletromagnético consiste na injeção de uma corrente elétrica no reservatório, que aquece o óleo e facilita o seu fluxo em direção ao poço. A Petrobras já realizou algumas experiências com esse método (ROSA, CARVALHO e XAVIER, 2005, p.723). Apesar dos resultados desse método serem positivos, ele não é mais competitivo que outros métodos térmicos (ROSA, CARVALHO e XAVIER, 2005, p.724).

A injeção de ar é à base do método da combustão *in-situ*, entretanto, não necessariamente precisa haver combustão dentro do reservatório, uma vez que o ar em

contato com o reservatório gera um processo de oxidação do óleo, com inúmeros benefícios para a sua recuperação. A vantagem desse método é a disponibilidade infinita e grátis do insumo de injeção (ar), o que o torna um método barato (ROSA, CARVALHO e XAVIER, 2005, p.723). A sua grande desvantagem é devido a complexidade dos processos de oxidação e sua conseqüente incerteza sobre a curva de produção resultante.

O método THAI (*Toe to heel air injection*) funciona da seguinte forma: Nesse método o ar é injetado através de um poço vertical e a produção através de um poço horizontal. O fator de recuperação pode chegar até a 80%. Esse processo é patenteado por uma empresa canadense chamada Petrobank (ROSA, CARVALHO e XAVIER, 2005, p.724).

A injeção de soda cáustica no reservatório ao reagir com o óleo propicia a formação de um tensoativo no interior do reservatório (ROSA, CARVALHO e XAVIER, 2005, p.724). A principal desvantagem desse método é o seu alto custo do produto. No MEOR (*Microbial Enhanced Oil Recovery*) são adicionadas algumas bactérias na injeção de água. Essas bactérias resultam na produção de um biopolímero no interior do reservatório que propiciam numa melhoria na eficiência do varrido (ROSA, CARVALHO e XAVIER, 2005, p. 725).

#### ***2.4) Recursos hídricos: Aspectos gerais***

A água é um recurso indispensável para a existência e manutenção da vida. Além desse papel primordial, a água é insumo fundamental para as atividades econômicas humanas, pois é a água doce que é utilizada, por exemplo, na irrigação das lavouras que irão alimentar a população, direta ou indiretamente. De modo indireto é o caso da pecuária, por exemplo, uma vez que além dos animais dessedentarem, os seus alimentos, os pastos, são desenvolvidos por meio da água, seja através de irrigação ou água de chuva.

A água doce dos rios e corredeiras também é utilizada como insumo para geração de energia elétrica, pela construção de usinas hidroelétricas a partir de represamento dessas águas em barragens. Somando-se a isso, os rios e lagos são utilizados para fins de navegação, além de fins recreativos e domésticos para os mais variados fins. Por fim, os corpos d'água ainda são dejetos dos resíduos das atividades humanas, o que compromete a sua qualidade, principalmente nas regiões urbanas e industrializadas.

A água é utilizada como insumo de produção em vários processos industriais e até mesmo para fins de extração de outros recursos naturais, como é o caso da mineração de potássio e da extração de petróleo. Esse último, por exemplo, necessita muitas vezes de injeção de água ou de vapor no reservatório para que o óleo seja empurrado para a superfície.

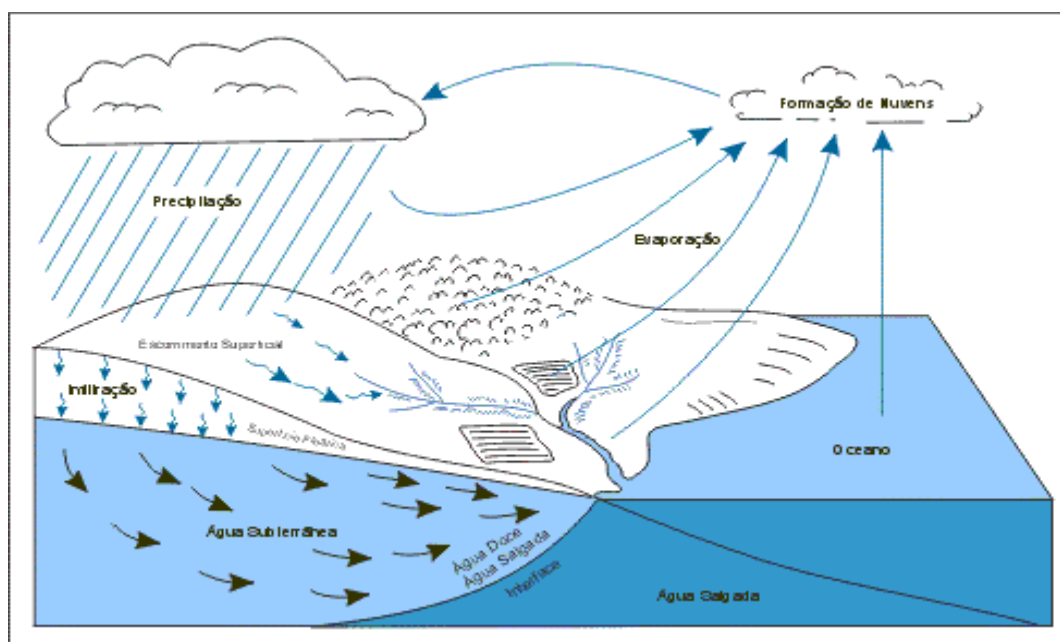
Apesar de toda essa importância dada à água pelos seres humanos, apenas 1% de toda água que se encontra na terra é doce (MENDES, 2006, p.126). Isso a torna um bem escasso e dotado de valor econômico. Essa água doce pode ser encontrada na natureza sob três formas: sólido, líquido ou gasoso. O causador dessas transformações entre estados é o calor irradiado pelo Sol. O ciclo da água ou ciclo hidrológico é definido como sendo a constante mudança de estado da água na natureza e responsável pela renovação da água no planeta (MENDES, 2006, p.123).

A dinâmica desse ciclo funciona da seguinte forma: Quando a chuva cai, parte da água se infiltra através dos espaços que encontra no solo e nas rochas. Pela força da ação da gravidade, essa água vai se infiltrando até não encontrar mais espaços, começando a se movimentar em direção às regiões de baixa pressão. A única força contrária a este movimento é a força de adesão das moléculas da água à superfície dos grãos ou moléculas das rochas onde penetra (MENDES, 2006, p.124).

A água da chuva que não se infiltra escorre sobre a superfície em direção às áreas mais baixas, indo alimentar diretamente os corpos d'água, onde o calor do Sol evapora parte

das águas superficiais, formando as nuvens, com as chuvas há o início de um novo ciclo hidrológico. Nas regiões gélidas, a água pode congelar e se acumular na forma de gelo, onde poderá permanecer nesse estado por milhões de anos. A figura 01 abaixo clarifica a dinâmica do ciclo hidrológico discutida.

Figura 02: Ciclo Hidrológico



FONTE: <http://www.cetesb.sp.gov.br/Agua/rios/ciclo.asp>

A água da chuva que não se infiltrou levará poucos dias para percorrer grandes distâncias, enquanto que a água que está infiltrando no subsolo levará dias para percorrer poucos metros. Havendo condições, esta água poderá voltar à superfície, através de fontes, somando-se às águas superficiais ou, então, voltar a se infiltrar, de modo a formar os aquíferos (MENDES, 2006, p.125).

Em relação aos recursos hídricos subterrâneos, as atividades humanas devem ser gerenciadas principalmente quanto aos volumes de água extraídos e aos perigos de contaminação desses recursos. Em relação ao processo de extração de água, qualquer bombeamento de um poço causa alguma descida nos níveis do aquífero. Caso a extração seja

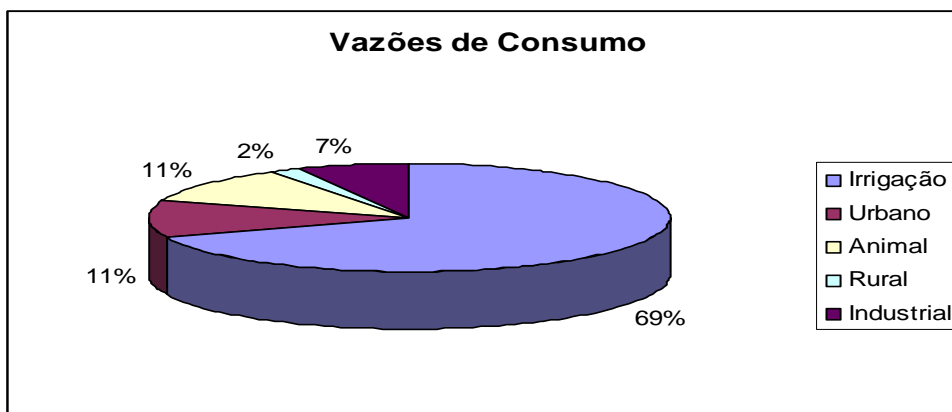
limitada, o nível de água se equilibra em função do balanço entre a extração e a recarga. Entretanto, se a extração for continuamente superior à capacidade de reposição de água no aquífero, o nível hidráulico continuará caindo ao longo dos anos e poderá comprometer seriamente tanto o volume de água do recurso subterrâneo como sua estrutura física (FARIAS, 2004).

### ***2.5) Demanda e oferta por recursos hídricos***

O Brasil é um dos países mais ricos em disponibilidade de água doce do mundo, contando com um indicador de água renovável por ano por habitante na ordem de 32.380 Km<sup>3</sup>, considerado alto para os padrões mundiais (CHRISTOFIDIS, 2006, p.145). Todavia, essa elevada disponibilidade hídrica é mal distribuída espacial e temporalmente. Alguns Estados brasileiros, como a Paraíba, Rio Grande do Norte, Sergipe e Distrito Federal, por exemplo, situam-se em situação de alerta de escassez hídrica, que ocorre quando se atinge um consumo abaixo de 2.740 litros de água por habitante por dia.

Como se não bastasse a escassez da água em alguns lugares, ainda existe uma má qualidade do recurso hídrico provocada pelas atividades humanas. Como exemplo disso, 11 milhões de pessoas não possuem acesso à água limpa para consumo, de acordo com estimativa realizada pelo censo do IBGE 2000. Um dos principais determinantes desse problema é o baixo nível de coleta e tratamento dos esgotos domésticos e industriais, além da descarga de agrotóxicos nos corpos d'água. A irrigação é o principal demandante da água, com 69% do total da vazão de consumo no país (MENDES, 2006, p.136). A figura 03 ilustra a questão do consumo para diferentes usos no país.

Figura 03: Vazões de consumo para seus diferentes usos no Brasil.



FONTE: Mendes (2006).

No Brasil, a área agrícola plantada expandiu de 37,89 milhões no período entre 1990 a 2001 para 48,52 milhões de hectares no período de 2004 a 2005. As áreas irrigadas compreendem 3,4 milhões de hectares no período 2003 a 2004, aproximadamente 7% do total da área plantada no país<sup>3</sup>. O potencial para expansão da área plantada no Brasil é estimado em 110 milhões de hectares adicionais (CHRISTOFIDIS, 2006, p.152), enquanto que a irrigada é de aproximadamente 3,4 milhões de hectares. Para elevar ainda mais a demanda por água doce, houve um forte crescimento populacional nos países em desenvolvimento, provocado principalmente pela queda na taxa de mortalidade, em virtude de avanços da medicina e de práticas de saúde pública (MUELLER, 2007, p. 50).

A tecnologia de irrigação também influencia na demanda de água doce, dado que existem tecnologias mais ou menos poupadoras de recursos hídricos. Segundo Rebouças (2003), as tecnologias empregadas no Brasil para irrigação estão dentre as menos eficientes do mundo, que são os de espalhamento superficial, pivô central e de aspersão convencional.

A matriz de produção de energia elétrica no Brasil contém 91% de fonte hidroelétrica (MENDES, 2006, p.137), ou seja, a água é insumo fundamental para gerar a energia

<sup>3</sup> Segundo dados da CONAB / Ministério da Agricultura, Pecuária e Abastecimento (2005).



necessária para a economia brasileira. Além disso, existe demanda para transporte aquaviário, que representa 63% do transporte de carga no país (MENDES, 2006, p.137).

Outro uso importante para a água é a sua utilização da água como insumo industrial nos mais variados processos. Um deles é a sua utilização como insumo para a produção de óleo e gás via sua injeção no interior do reservatório, de modo a elevar a pressão no seu interior e permitir a produção de hidrocarbonetos. Outros exemplos da utilização da água nas atividades humanas são o uso pelo usuário doméstico para os mais variados fins e como fonte de lazer por meio de turismo em rios, lagos e praias.

Conforme previsões de crescimento populacional e estimativas vinculadas à produção, à conservação e à distribuição de alimentos, se a população mundial aumentar para 10 bilhões de habitantes, nos próximos 50 anos, teremos 70% dos habitantes do planeta enfrentando deficiências no suprimento de água. (CHRISTOFIDIS, 2006, p.141)

Como conseqüência de sua escassez crescente, a água passa a ter valor igualmente crescente. Esse fato passa a ser refletido como uma das diretrizes para as políticas de gestão de recursos hídricos definidas pela Conferência Internacional sobre Água e Desenvolvimento, ocorrida em Dublin e ratificada na Conferência das Nações Unidas sobre Meio-Ambiente e Desenvolvimento no Rio de Janeiro em 1992, em que a água tem valor para todos e para todos os seus usos numa grande diversidade de situações.

## ***2.6) Base legal***

Em 1997 foi instituída a Lei 9.433, que deflagrou a Política Nacional de Recursos Hídricos e criou o Sistema Nacional de Gerenciamento de Recursos Hídricos. De acordo com Peres e Magrini (2008) os principais fundamentos dessa lei são: domínio público da água, dotação de valor econômico da água, priorização do consumo da água para consumo humano

e dessententação de animais, gestão de recursos hídricos proporcionando usos múltiplos da água e descentralização da gestão dos recursos hídricos.

Uma das novidades trazidas por essa Lei foi a cobrança pelo uso da água, realizado por meio de outorgas<sup>4</sup>. A utilização da água como insumo de processo produtivo é passível de pedido de outorga, em conformidade com a legislação. De acordo com Antunes (2002), a cobrança pelo uso da água é motivada pela dupla finalidade de reconhecer o valor econômico da água e obter recursos financeiros para o financiamento dos programas contemplados nos planos dos recursos hídricos. Em outras palavras, segundo esse mesmo autor, a cobrança da outorga não tem a natureza de tributo dentro desse arcabouço jurídico<sup>5</sup>.

Uma das principais mudanças ocorridas desde a promulgação da Lei 9.433/97 foi a queda do percentual de 0,5% sobre o valor do investimento do projeto a título de compensação ambiental. Essa decisão do Supremo Tribunal Federal (STF) em meados de 2008 reconhece que a compensação ambiental de um projeto deve ser proporcional ao seu impacto ambiental (VILLARES, 2008).

Desse modo, cada projeto teria o seu próprio percentual a depender do seu impacto ambiental. A questão colocada pelo STF é que o percentual de 0,5% sobre o valor do investimento é arbitrário e o montante do investimento não necessariamente está associado ao seu impacto ambiental (VILLARES, 2008). Dado a importância atribuída às reservas de água doce e seu uso sustentável, também é ventilada a idéia de cobrar um tipo de *royalties* para a água, ou seja, mudar o arcabouço jurídico no sentido de alterar a natureza da outorga para um tributo sobre a água doce. Essa mudança na visão pode acarretar em dificuldades adicionais para a obtenção de outorgas, além de um maior custo. E isso pode dificultar a implantação dos projetos de E&P que utilizam a água doce para injeção, assim como penalizar o seu VPL.

---

<sup>44</sup> Embora em algumas situações a outorga não esteja associada necessariamente a cobrança pelo uso da água.

## ***2.7) Considerações finais do capítulo***

Em resumo, existem várias alternativas técnicas para elevar ou manter a produção de óleo e gás, das quais a injeção de água costuma ser a melhor alternativa do ponto de vista técnico e financeiro. A reutilização da água produzida para injeção muitas vezes não é possível e/ou não é suficiente para atender às metas de injeção de água estipuladas pela engenharia de reservatório. Por esta razão, pode-se utilizar a água doce como insumo para a geração de óleo e gás. Essa alternativa, quando ocorre em excesso, pode causar descidas no nível de água do aquífero, assim como comprometer a sua estrutura física no reservatório.

A água doce é um recurso escasso, uma vez que apenas cerca de 1% da água do planeta é doce. Por isso, o valor econômico da água doce foi reconhecido oficialmente pela Lei 9.433/97. Desde a promulgação dessa Lei, ocorreram algumas alterações e passaram a ser discutidas várias mudanças nesse arcabouço jurídico de modo a dificultar e/ou encarecer a utilização da água, bem como alinhar o dano ambiental com o pagamento da compensação ambiental. É dentro desse contexto que os projetos de E&P que utilizam a água doce como insumo estão inseridos.

Por todos esses motivos, serão discutidos em detalhes no próximo capítulo os aspectos teóricos sobre análise de custo-benefício, valoração econômica do meio-ambiente, valoração econômica da água e aplicações práticas dos métodos de valoração. O objetivo do capítulo 3 é subsidiar os métodos e procedimentos de estudo empregados no presente trabalho.

## Capítulo 3 - Revisão bibliográfica

### *3.1) Análise de custo-benefício (ACB)*

Para que os projetos sejam viáveis sob qualquer ótica é necessário que os benefícios advindos do projeto superem os seus custos. Ou seja, é usada uma análise de custo-benefício<sup>6</sup>. Como se pretende contrapor benefícios e custos é preciso expressá-los em uma unidade comum (MOTTA, 1998, p.4), que no caso é o valor monetário.

De acordo com Motta (1998), a análise de custo-benefício é mais útil quando apresentada sob diferentes enfoques, no sentido de relevar todos os ganhadores e perdedores e as preferências dos tomadores de decisão. Nesse sentido, o autor apresenta algumas sugestões quanto a essas perspectivas, que são as análises privada, fiscal, econômica, social e de sustentabilidade<sup>7</sup>.

Na análise privada (ou financeira), a receita é maximizada e os custos minimizados, sendo a análise de custo-benefício implantada sem considerar as externalidades e com preços de mercado. Esse tipo de análise é largamente empregada nos estudos de viabilidade financeira pelas empresas nos seus projetos. Já na análise fiscal, as receitas são maximizadas e os custos de administração são minimizados, ou seja, essa é uma perspectiva do Tesouro.

A análise econômica maximiza o bem-estar total e minimiza os custos de oportunidade. Nesse enfoque de ACB são usados os preços de mercado sem possíveis distorções. Essa perspectiva objetiva a eficiência. A análise social, por sua vez, é semelhante

---

<sup>6</sup> Existem outros métodos de avaliação de projetos como análise de custo-eficiência e análise custo-utilidade, para maiores informações ver Motta (1998)

<sup>7</sup> Pag. 7

à análise econômica, entretanto ela incorpora os pesos distributivos desses para incluir questões de equidade na ACB. Esse tipo de análise tem como objetivo a eficiência e a incorporação de questões de equidade. A análise de sustentabilidade maximiza o bem-estar total, minimiza os custos de oportunidade, distributivos e ambientais. Em outras palavras, é uma ACB que utiliza preços de mercado sem distorções, ajustados com pesos distributivos e inclui a valoração monetária das externalidades ambientais. A perspectiva dessa modalidade de ACB é ecológica (MOTTA, 1998, p.7).

Contador (2000) coloca outra classificação na análise de custo-benefício. O enfoque pode ser social ou econômico quando o projeto é avaliado do ponto de vista da sociedade como um todo, ignorando as fronteiras particulares de interesses de indivíduos, famílias, empresas e regiões dentro da nação. Existe ainda a perspectiva financeira ou privada que somente leva em conta a situação do empresário.

São quatro as possibilidades de rentabilidade de um projeto sob os prismas sociais e privados: 1) Viável do ponto de vista financeiro e social, 2) Viável do ponto de vista privado, mas não do social, 3) Viável do ponto de vista social, mas não do privado e 4) Inviável sob as perspectivas privadas e sociais. O item 04 não é objeto de preocupação, uma vez que é inviável sob qualquer ponto de vista adotado. A possibilidade 02 indica que o melhor para a sociedade como um todo é não ocorrer o projeto. No item 03 ocorre o inverso, apesar do projeto ser inviável do ponto de vista do empreendedor seria rentável implantá-lo. Conseqüentemente, o governo e instituições oficiais deveriam apoiá-lo através de incentivos específicos. A possibilidade 01 traz a garantia ao decisor de que as óticas privadas e sociais estão alinhadas, não é necessário qualquer tipo de intervenção por parte do governo.

### ***3.2) Indicadores da análise de custo-benefício***

O VPL é a soma algébrica dos custos e dos benefícios líquidos médios do projeto durante sua vida econômica trazidos a valor presente a uma taxa de desconto apropriada. Na análise financeira essa taxa costuma ser a taxa mínima de atratividade (TMA), que é a remuneração mínima que o projeto deve possuir para pagar o capital próprio e capital de terceiros, ajustado ao risco de mercado (BASTOS, 2006, p.19)<sup>8</sup>.

Outro indicador bastante utilizado na análise de projetos é o índice de lucratividade (IL). Esse indicador divide o VPL pelo investimento atualizado do projeto. Se esse indicador for maior do que um significa dizer que para cada real investido se traz um ganho de mais de um real, a valor presente. Em outras palavras, deve-se investir no projeto caso isso ocorra e não se deve investir caso essa relação seja menor do que um. Outro indicador importante utilizado e similar ao IL é o VPL/DA, que é o VPL sobre o dispêndio atualizado. A diferença entre os dois é que o segundo traz todos os dispêndios a valor presente (investimentos, custos operacionais e tributos) como denominador. A interpretação desse indicador para a decisão de investimento é similar ao do IL.

O indicador de lucro unitário divide o VPL pela produção que o projeto poderia comprar com suas receitas, a valor presente, do produto comercializado. No caso de um projeto de produção de óleo e gás esse indicador representa o lucro por barril de óleo equivalente.

Outro indicador bastante difundido na análise de projetos é a taxa interna de retorno (TIR). Esse indicador pode ser interpretado como uma taxa implícita no fluxo de caixa do projeto, de tal modo a equilibrar os embolsos e desembolsos do projeto, isto é, zerar o VPL

---

<sup>8</sup> Esse conceito também é conhecido na literatura como custo médio ponderado de capital (CMPC).

do projeto (BASTOS, 2006). Se a TIR for maior que a taxa de desconto considerada da ACB, deve-se investir no projeto, caso contrário é mais vantajoso não investir.

### ***3.3) Análise de sensibilidade***

As análises determinísticas se utilizam de estimativas pontuais para as variáveis em estudo, sem levar em consideração as incertezas envolvidas nessas estimativas e o seu conseqüente impacto sobre os indicadores do projeto (BASTOS, 2006, p.83). Apesar da análise financeira já incorporar o risco do negócio na TMA, os estudos determinísticos não explicitam a variedade de eventos que pode resultar em mudanças nas variáveis de entrada, que pode resultar em alterações (BASTOS, 2006, p.83).

Um exemplo de aplicação de análise de sensibilidade é o gráfico aranha ou *spider*, com o desvio percentual da variável de entrada no eixo das abscissas e o VPL (ou outro indicador desejado) no eixo das ordenadas. Nessa análise, cada variável de entrada (investimento, custo operacional, preço e produção) são individualmente deslocadas para cima ou para baixo em determinados percentuais, mantidas todas as outras variáveis constantes (*ceteris paribus*). A interpretação desse gráfico é quanto maior a declividade da curva que representa a variável de entrada maior é o seu impacto no indicador considerado.

Outro gráfico utilizado na análise de sensibilidade é o tornado de correlação, considerado até melhor do que o gráfico aranha (BASTOS, 2006, p.84). O tornado de correlação também verifica as variáveis de entrada que ocasionam no maior impacto no indicador considerado. Entretanto, esse gráfico considera a simulação de Monte-Carlo e usa o conceito de correlação de Spearman. A sua grande vantagem é considerar todas as amostras simuladas das distribuições das variáveis de entrada (*inputs*) correlacionadas com as saídas

(*outputs*) (BASTOS, 2006, p.85). O nome do gráfico faz jus a sua visualização, que se assemelha a um tornado. Quanto maior o impacto do *input* no *output* mais larga é a faixa que representa a variável de entrada no gráfico.

### ***3.4) Valoração econômica do meio-ambiente – Teoria e aplicações***

Pode-se perguntar por qual razão se deve mensurar algo que não tem preço, como é o caso da água bruta. No entanto, não ter preço não significa dizer que não tenha valor, dado que os recursos ambientais são escassos. Por esta razão, ocorrem falhas de mercado que impedem a alocação eficiente dos recursos, o que evidencia uma divergência entre os custos privados e sociais (MARQUES e COMUNE em NOGUEIRA, MEDEIROS e ARRUDA (1998), p.2).

A mensuração econômica dos recursos ambientais é um instrumento que permite estimar os custos de oportunidade de exploração dos ativos ambientais. Desse modo, pode-se evitar os erros dispendiosos e algumas vezes irreversíveis cometidos no passado pelos países industrializados, o que pode levar a redução de modo antecipado dos custos sociais, ao invés de tomar medidas corretivas *a posteriori* (HUFSCHMIDT et al (1983) em NOGUEIRA, MEDEIROS e ARRUDA (1998), p.2).

Para Motta (1998), a valoração ambiental nada mais é do que um indicador adicional para a tomada de decisão por parte do gestor. Quando a valoração ambiental é bem aplicada se consegue elevar a objetividade nas decisões, o que pode levar a uma melhor alocação dos recursos. A mensuração em termos monetários das variações nas preferências dos consumidores devido às mudanças na qualidade ou quantidade do ativo ambiental é feita por meio de variações nos excedentes do consumidor e do produtor com o advento do projeto como um bem privado qualquer.



De acordo com Hanley e Spash (1993) não há garantia da unicidade do resultado das mudanças na utilidade quando são usadas medidas monetárias. A ordem em que as alterações nos preços ou renda ocorrem pode levar a diferentes resultados, o que é denominado de “dependência do caminho”. Para garantir a independência do caminho é necessário considerar elasticidade-renda da demanda igual a zero quando variarem simultaneamente preço e renda, e elasticidade-renda igual para todos os produtos que tiveram alterações em seus preços.

A independência do caminho garante a unicidade da medida do excedente do consumidor. Entretanto, não assegura que o uso de suas variações seja uma boa *proxy* monetária para que as mudanças na utilidade possuam uma interpretação significativa. Além disso, é necessário assumir que a utilidade marginal da moeda é constante. Ou seja, adota-se como premissa que um real a mais traz a mesma satisfação para todos, do mendigo a um bilionário.

Apesar de ser uma hipótese irrealista, Hicks observou que a utilidade marginal constante também pode ser interpretada como a demanda do consumidor não sendo afetada por alterações na renda real. E isso, de acordo com Hicks, é compatível com a realidade, pois isso equivaleria a um efeito-renda reduzido ou desprezível. Desse modo, para produtos que representem uma parcela pequena do orçamento total do consumidor não haveria problemas com essa premissa, viabilizando, portanto, o uso das variações do excedente do consumidor como *proxy* para alterações no bem-estar (NOGUEIRA, MEDEIROS e ARRUDA, 1998, p.8).

### **3.4.1) Valoração econômica da água**

Os recursos hídricos são elementos imprescindíveis para a manutenção da vida e para as atividades humanas. Dessa maneira, qualquer uso particular da água está associado aos seus custos de oportunidade, que são os benefícios provenientes dos possíveis usos alternativos da água (TURNER, GEORGIU e CLARK, 2004, p.25). Em relação à valoração econômica dos recursos hídricos a colocação abaixo é bastante pertinente para o presente trabalho.

Because water resources are often non-market, it is extremely important to ensure that, where possible, the true economic value of these resources is accounted for when making investments, or decisions concerning water and environmental policy. "Accounting" or shadow prices, determined through the economic valuation of water resources, are employed in such decision making in place of market prices. Unless water resources are priced correctly, and those prices internalized, distortions arise. These bias investment and policy decisions against concerns about resource depletion and degradation, resulting in misallocation of resources and suboptimal social welfare. (TURNER, GEORGIU e CLARK, 2004, p.30)

Apesar da eficiência ser um fator importante, os tomadores de decisão também devem atentar para os custos e benefícios distribuídos pela sociedade e entre gerações nas suas políticas. A precificação da água baseada no custo de oportunidade marginal (COM) é um princípio útil na medida em que dá atenção às externalidades associadas com a degradação dos recursos naturais e guia a precificação, de tal maneira a incentivar a eficiência alocativa. Desse modo, a água é usada nos seus valores mais altos e os elevados custos ecológicos resultam num desincentivo contra o seu uso excessivo (DINAR, ROSENGRANT e MEIZEN-DICK, 1997, p.52).

Considera-se o custo de oportunidade de modo marginal (COM), pois as decisões gerenciais são baseadas em mudanças marginais no uso do recurso em seus projetos. O COM é definido como:

$$\text{COM} = \text{Custo Direto Marginal (CDM)} + \text{Custo Externo Marginal (CEM)} + \text{Custo do Usuário Marginal (CUM)}. \quad (1)$$

O custo direto marginal (CDM) reflete os custos adicionais da extração da água, tais como custos com pessoal, equipamentos e materiais, entre outros. O custo externo marginal (CEM), por sua vez, é o valor líquido de qualquer variação do bem-estar dos indivíduos causado pelo uso da água. O custo do usuário marginal (CUM) é relativo ao valor da oportunidade de extrair e consumir uma unidade do recurso hídrico hoje ao invés de no futuro.

Separados os componentes do valor econômico da água, faz-se necessário valorar monetariamente os recursos hídricos<sup>9</sup> em diversas situações. Dentre os métodos de valoração, os métodos da função dose-resposta e valoração residual serão explanados por serem os métodos que serão usados no presente trabalho. O porquê da escolha deles métodos será explicado no capítulo 4, na seção de métodos e procedimentos de estudo.

O método da valoração residual é usado para a valoração da água dentro de um processo produtivo. Esse método funciona da seguinte forma: Calcula-se o retorno total atribuível ao uso da água e subtraem-se todos os dispêndios não relacionados à água. O valor residual (diferença entre essas duas parcelas) seria o valor máximo que se estaria disposto a pagar pela água e pagar todo o custo dos insumos. Uma limitação desse método é que esse valor residual é o valor da água mais todos os insumos que foram utilizados para a sua produção e, portanto, irá superestimar o valor da água.

O método da função dose-resposta procura relacionar a variação do nível do estoque ou qualidade ambiental (a dose) com o impacto sobre bens e serviços com preços de mercado (resposta). De acordo com Motta (1998), essas funções são difíceis de se obter, uma vez que

---

<sup>9</sup> Na seção 5 serão explanados todos os métodos de valoração econômica ambiental em maiores detalhes.

as relações causais em ecologia são ainda pouco conhecidas e de estimativa bastante complexa.

### ***3.5) Aplicações dos métodos de valoração econômica ambiental***

A literatura sobre aplicações dos métodos de valoração econômica ambiental é bastante vasta e uma boa guia para essas aplicações pode ser encontrada em Motta (1998). As aplicações vão desde estudos que mensuram os benefícios da biodiversidade com os custos da conservação no Quênia à avaliação do programa de despoluição da Baía de Guanabara no Rio de Janeiro. Já a literatura sobre valoração econômica ambiental em projetos de óleo e gás ainda é incipiente. Ferreira, Moraes e Santos (2005), por exemplo, apenas sugerem diversas aplicações de metodologias para valoração econômica ambiental relacionadas à instalação, operação e abandono de dutos de transporte de óleo e gás e efluentes em áreas de unidades de conservação como restingas e mata atlântica, por exemplo.

A Petrobras tem incentivado o desenvolvimento de trabalhos nessa área nos últimos anos, particularmente a partir de 2006, quando contratou especialistas em economia ambiental para treinar os funcionários nessa área. Isso foi motivado, entre outros fatores, pelo crescimento desse campo nas suas concorrentes. Desde então, o foco dos trabalhos na Petrobras tem sido valorar os créditos de carbono resultantes das variações na ventilação e queima de gás na atmosfera nos projetos de produção de óleo e gás. A pesquisa sobre valoração econômica da água nos projetos de *upstream* não tem recebido atenção, apesar dos recursos hídricos serem insumos e produtos associados cada vez mais relevantes nesse tipo de projeto, dado que a tendência natural de um campo de petróleo é produzir e injetar um volume crescente de água com o tempo, especialmente nos campos maduros. Também

ocorrem restrições ambientais crescentes quanto à captação de água doce e destinação da água produzida.

Gaspar, Lima e Suslick (2005) realizaram um estudo de caso incorporando os créditos de carbono de um projeto de injeção e captura do CO<sub>2</sub> da atmosfera com a finalidade de recuperação especial num campo maduro no Brasil. Da análise do projeto em questão, os autores encontraram que o projeto possui VPL positivo de US\$ 3,2 milhões e que os créditos de carbono resultantes pagam, ao menos em parte, o seqüestro do CO<sub>2</sub>. Esse estudo afirma que a maior barreira para a implantação do seqüestro do CO<sub>2</sub> são os seus altos custos. Esses, por sua vez, provavelmente irão diminuir com os avanços tecnológicos e do processo de aprendizagem contínua com a experiência. Os autores estimaram uma redução de 0,73 milhões de toneladas de CO<sub>2</sub> que normalmente seria jogada na atmosfera. Da análise de sensibilidade desse estudo se observou que o preço do óleo é a variável mais impactante no VPL do projeto. A partir disso, é sugerido que cenários de *brent* altos incentivam o seqüestro de carbono para o seu posterior uso como método de recuperação especial.

### ***3.6) Métodos de valoração econômica do meio-ambiente***

Existem diversas abordagens alternativas para classificar os métodos de valoração econômica do meio-ambiente. A classificação apresentada nesse trabalho é baseada em Pearce (1993) e se encontra no quadro 03.

Quadro 03: Grupo de técnicas e métodos de valoração econômica do meio-ambiente

<b>Grupos de Técnicas</b>	<b>Métodos</b>
Abordagens de mercado convencional	1) Abordagem Dose-Resposta
	2) Técnica de Custo de Reposição
Funções de produção doméstica	3) Gastos Evitados
	4) Métodos de Custo de Viagem
Método de preços hedônicos	5) Preços das Casas (ou Terras)
	6) Salários pelo risco
Métodos experimentais	7) Método de Valoração Contingente
	8) Método da Ordenação Contingente

Fonte: Pearce (1993) em Nogueira, Medeiros e Arruda (1998).

### ***3.6.1) Abordagens de mercado convencional***

#### ***3.6.1.1) Abordagem dose-resposta ou método da produtividade marginal***

Suponha uma função de produção  $Y = F(X,E)$ , onde  $Y$  = produto,  $X$  = Conjunto de insumos formados por bens e serviços privados e  $E$  = Bem ou serviço ambiental gerado por um recurso ambiental cujo preço é zero (usado gratuitamente). O método da produtividade marginal assume que o preço do produto seja conhecido e o valor econômico do recurso ambiental  $E$  passa a ser:

$$VE_E = p_y \frac{\partial F}{\partial E} \quad (2)$$

Ou seja, o valor econômico, nesse caso, representa apenas valores de uso direto ou indireto do recurso ambiental. Em outras palavras, obtém-se uma medida subestimada do valor econômico do recurso ambiental. Para conhecer a correlação de  $E$  em  $F$  se deve estimar as funções de dano ambiental ou funções de dose-resposta, onde:

$$E = DR (x_1, x_2, \dots, x_n, Q) \quad (3)$$

$x_i$  = variáveis que afetam o nível de E.  $i=1, \dots, n$ .

Q = Nível de estoque ou qualidade do recurso ambiental. Desse modo:

$$\partial E = \frac{\partial DR}{\partial Q} \quad (4)$$

Em suma, as funções dose-resposta relacionam a variação do nível do estoque (fluxo) ou qualidade do recurso ambiental com o nível de danos físicos ambientais. No passo seguinte é avaliado o efeito do dano físico (queda de E) sobre Y, através da função de produção (MOTTA, 1998, p.17).

Um exemplo desse método é a poluição gerada por uma fábrica que despeja os seus resíduos sobre o rio reduzindo a atividade pesqueira no local. Usando-se esse método se procederia da seguinte forma: Através da função dose-resposta se estimaria a relação entre perda da qualidade da água e a perda na produção de peixes, em seguida se multiplicaria o preço de mercado do peixe por essa produção perdida. Logo, o valor dessa externalidade negativa da fábrica sobre o rio seria o valor perdido na produção pesqueira, de modo subestimado.

A complexidade da aplicação desse método reside na dificuldade de se estimar as funções dose-resposta, uma vez que as relações causais em ecologia não são tão bem conhecidas e de estimação bastante complexa (MOTTA, 1998). Além disso, existe uma dificuldade adicional, pois esse método requer um exercício não econômico bastante significativo para a sua boa aplicação.

### **3.6.1.2) Método do custo de reconstrução ou custo de reposição**

A intuição por trás desse método é muito simples: O valor do recurso ambiental é igual ao valor que seria gasto para reparar o dano causado pelo projeto. Um exemplo da aplicação desse método é o caso da perfuração de poços de petróleo terrestres numa área de mata atlântica. O valor que será gasto para a recuperação da mata atlântica original quando do abandono do projeto é uma medida subestimada de quanto uma determinada área de mata atlântica valeria para as pessoas.

### **3.6.2) Funções de produção doméstica**

Esses métodos são assim conhecidos em analogia à função de produção da firma. Ao invés de se combinar capital e trabalho a uma dada tecnologia para gerar um produto são combinados fatores de produção ambientais numa determinada tecnologia para gerar o produto. Um exemplo seria a produção de um bem agrícola, que necessita de certa quantidade de água, luminosidade e outros insumos ambientais para ser gerado.

#### **3.6.2.1) Método dos gastos evitados**

Esse método avalia o valor dos recursos ambientais pelos gastos em bens e serviços privados substitutos ou complementares dos ativos ambientais afetados pelo projeto como uma *proxy* para o valor que as pessoas atribuem às alterações na qualidade ou quantidade dos recursos ambientais. Um exemplo desse método seria o cálculo do valor da despoluição de uma lagoa situada num condomínio fechado. Os gastos que os moradores desse condomínio terão que efetuar para construir e fazer a manutenção de piscinas em suas casas ou numa área



coletiva seria uma *proxy* para avaliar o valor econômico que as pessoas atribuem a uma lagoa limpa, ou seja, pela variação na qualidade da água. A operacionalização desse método é feita geralmente através de modelos econométricos. Isso pode levar a dificuldades inerentes a essa ferramenta tais como heterocedasticidade, multicolinearidade, escolha da forma funcional, entre outros.

### **3.6.2.2) Método do custo de viagem (MCV)**

Essa técnica mensura o valor econômico dos recursos ambientais através do quanto às pessoas gastaram para se deslocar para determinado lugar. Conseqüentemente, esse é o método mais apropriado para avaliar monetariamente locais de visitaçao como parques ou santuários ecológicos e equivalentes. A intuição econômica por trás desse método é a seguinte: Se as pessoas escolheram ir para determinado lugar e para isso elas gastam  $x$  é porque o benefício líquido para a pessoa supera  $x$ , ou seja, há um ganho líquido de bem-estar. Portanto, o MCV é uma *proxy* claramente subestimada para o valor econômico desse ativo ambiental. Para operacionalizar esse método é rodado um modelo de regressão múltipla para estimar uma curva de demanda por visitas a partir de uma função de geração de viagens<sup>10</sup>.

---

<sup>10</sup>De acordo com Hanley e Spash (1993), existem algumas complicações nessa estimação que são as seguintes: 1) Cálculo dos custos com distância, 2) Valoração do tempo, dado que a pessoa está usando o seu tempo de lazer para visitaçao, 3) Escolha da variável dependente do modelo, 4) Identificação se o agente econômico é residente ou turista eventual, 5) Problemas econométricos e 6) Viagem com múltiplos propósitos.

### ***3.6.3) Método dos preços hedônicos (MPH)***

#### ***3.6.3.1) Preços das casas ou terras / Salário pelo risco***

O MPH utiliza a seguinte premissa: Quando uma pessoa escolhe um imóvel ou propriedade, ele faz uma escolha baseada nas características intrínsecas, locacionais e ambientais do ativo. Dito de outro modo, o agente econômico está valorando essas características ambientais e isso está refletindo sobre o preço de mercado do imóvel ou da propriedade. O MPH também utiliza os métodos econométricos para estimar o valor econômico da característica ambiental. Segundo Freeman III (1993), os principais problemas referentes à estimação da função de preços hedônicos são devidos aos problemas de identificação, segmentação de mercado e equilíbrio. O método do salário pelo risco, por sua vez, valora os riscos de morbidade e mortalidade associados às atividades profissionais dos indivíduos.

### ***3.6.4) Métodos experimentais***

#### ***3.6.4.1) Método da valoração contingente***

Esse método é o único capaz de captar o valor de existência e funciona da seguinte forma: São criados mercados hipotéticos através de questionários aplicados às pessoas de modo a avaliar as alterações nas preferências por meio da disposição a pagar (ou a receber) um montante para evitar a mudança na quantidade ou qualidade do recurso ambiental em análise.

Apesar do benefício de captação dos valores de existência, esse método tem uma série de limitações: viés hipotético, viés da informação, viés do instrumento de pagamento, viés da obediência, viés do ponto de partida (ORTIZ, 2003, p.95). O viés hipotético diz respeito à seriedade em que são respondidas as perguntas pelos entrevistados, com estes sabendo que se tratam de simulações hipotéticas. O viés da informação se refere à interferência daquela informação dada nos cenários hipotéticos na resposta recebida. O viés do instrumento de pagamento existe quando os agentes econômicos não são totalmente indiferentes em relação ao meio de pagamento associado a uma determinada disposição a pagar. Por todos esses motivos, esse método necessita de um tratamento econométrico para minimizar esses vieses.

Portanto, esse é o único método que mensura o valor de existência (MOTTA, 1998, p.32). Entretanto, é dispendioso por se tratar de uma pesquisa de campo e depende da qualidade dos técnicos para elaboração dos questionários e análise econométrica dos dados.

#### ***3.6.4.2) Método da ordenação contingente***

Nesse método os indivíduos recebem um conjunto de cartões, com cada um deles descrevendo cenários alternativos em relação ao recurso ambiental e outras características que seriam argumentos na função de utilidade do entrevistado (ORTIZ, 2003, p.97). Um exemplo de aplicação desse método é a valoração das preferências das pessoas por um parque a fim de precificar a sua entrada. As pessoas organizariam seus cartões em ordem de preferência e os valores relativos aos recursos poderiam ser inferidos através dessa ordenação ao se utilizar as taxas marginais de substituição entre quaisquer de suas características. Esse método é adequado e bem aplicável em situações em que o cenário hipotético não poderia ser bem compreendido pelo entrevistado. A idéia por trás desse método é que as pessoas teriam

maior facilidade para expressar suas preferências através da ordenação de bens e serviços usuais do seu cotidiano ao invés de unidades monetárias. A desvantagem desse método reside na dificuldade de aplicar as técnicas econométricas para a obtenção dos resultados (ORTIZ, 2003, p.97).

### ***3.6.5) Valoração residual***

A valoração residual é uma técnica de valoração ambiental que subtrai todos os dispêndios dos insumos, exceto aquele que está sendo valorado, do valor total, como é o caso da água ou hidroeletricidade (LOOMIS e HELFAND, 2001, p.161). Esse valor remanescente ou residual é atribuído ao insumo não valorado ou com valor subestimado. A premissa fundamental dessa técnica é que todos os outros insumos são valorados e que o valor total do produto pode ser distribuído de acordo com a produtividade marginal dos seus insumos (GRAY e YOUNG (1984) em LOOMIS e HELFAND (2001), p.161). Um exemplo de aplicação desse método é o cálculo do valor da água de um rio através do produto agrícola gerado por essa água, excluindo-se todos os outros dispêndios necessários para que aquela produção fosse viável.

### ***3.7) Agregação temporal em projetos de valoração econômica do meio-ambiente***

Na análise de custo-benefício convencional se utiliza uma taxa de desconto para trazer o fluxo de caixa do projeto para o valor presente. A taxa de desconto de projetos privados reflete o custo de oportunidade do investimento. Nesses tipos de projetos é utilizado

o conceito de TMA. A taxa de desconto social, por sua vez, considera além das preferências temporais dos agentes econômicos, o ganho ou perda de utilidade das gerações futuras decorrente do uso do recurso ambiental.

A taxa de desconto social de preferência temporal (STRP) é definida como  $\rho + \theta g$ , onde  $\rho$  é a preferência temporal do agente econômico,  $\theta$  é a utilidade marginal da renda e  $g$  é a taxa de crescimento do consumo. Essa segunda parte da expressão ( $\theta g$ ) reflete o seguinte: Como as gerações futuras vão estar mais ricas que as atuais, uma unidade adicional de consumo no futuro tem menor valor comparativo ao período presente.

Alguns autores como Ramsey (1928) e Solow (1974) alegam que descontar utilidade futura seria antiético. Solow afirma que descontar utilidade futura seria válido para o indivíduo, que tem um horizonte temporal curto. Entretanto, para a decisão social essa visão não seria válida, pois não haveria justificativa para tratar de modo desigual diferentes gerações.

Entretanto, uma taxa de desconto social nula significa dizer que uma unidade consumida hoje vale tanto quanto uma unidade num futuro distante. Além disso, conforme colocam Bazelon e Smetters (2001):

Since there are an infinite number of tomorrows but only one today, consumption from public goods can be postponed indefinitely with the government always investing for future consumption. Modern policy analysts and academics typically discount future utility to some degree in their analyses. So did Ramsey! (BAZELON e SMETTERS, 2001, p. 284)

No longo prazo, o crescimento do consumo ( $g$ ) é ditado pela taxa de crescimento da produtividade. Como consequência, as crenças quanto ao ritmo de crescimento da produtividade são centrais para a determinação da taxa de desconto social. Dasgupta (1999), assim como alguns outros autores, acreditam que existem limites para esse crescimento. Vislumbrando o futuro, eles afirmam que a mudança tecnológica não vai superar a restrição

dos recursos naturais do planeta. Nessa visão, mesmo se o crescimento da renda for positivo no futuro, as externalidades ambientais podem levar a taxa de crescimento do consumo à zero ou mesmo a uma taxa negativa (BAZELON e SMETTERS, 2001, p.286).

Outra escola do pensamento, liderada por Martin Weitzman, acredita que a produtividade irá continuar crescendo a passos largos. A idéia por trás dessa crença é que a produtividade futura é determinada pelas idéias, de acordo com o modelo de crescimento endógeno do Romer (1986). Desse modo, as gerações presentes não deveriam se preocupar quanto ao consumo das gerações futuras, dado que essas últimas serão bem mais ricas que as gerações atuais. A taxa de desconto social seria positiva e alta, portanto. Entretanto, como existe a incerteza quanto ao futuro é recomendado se utilizar uma taxa de desconto moderada (BAZELON e SMETTERS, 2001, p.286).

Esse procedimento se baseia na abordagem da distribuição gama de Weitzman<sup>11</sup>. A idéia por trás dessa abordagem é de levar em consideração a incerteza no cômputo das taxas de desconto futuras. A taxa de desconto futura será de 1 ou 5% no ano de 2501? Mesmo se as crenças dos analistas apontem que há a mesma probabilidade de ser 1 ou 5% a.a, Weitzman (1999) argumenta que os analistas que acreditam em taxas de desconto mais altas não darão relevância a períodos tão distantes, restando apenas aqueles que possuem expectativas mais baixas quanto a taxa de desconto.

A abordagem da distribuição gama possui duas implicações importantes: 1) A taxa de desconto decai a uma taxa hiperbólica e 2) A taxa de declínio da taxa de desconto é uma função positiva do montante de incerteza na taxa de desconto. Weitzman (1999) recomenda o quadro 04 para escolha da taxa de desconto social a ser utilizada pelos analistas. Esses valores são baseados nos estudos de diversos economistas conceituados e estão de acordo com as taxas encontradas no histórico para períodos semelhantes. Além disso, essas taxas de

---

<sup>11</sup> Num *survey* sobre as crenças dos economistas sobre a taxa de desconto a longo prazo foi observado que a distribuição gama se ajusta bem a essas crenças.

desconto estão coerentes com o declínio da equivalente certo<sup>12</sup> para o crescimento do consumo.

Quadro 04: Taxa de desconto recomendada

Período de Tempo (anos)	Taxa de Desconto Recomendada (%a.a)	Taxa de Crescimento do Consumo Implicado ( $\rho=0$ e $\theta=1,5$ )
1 a 5	4	2,67
6 a 25	3	2
26 a 75	2	1,33
76 a 300	1	0,67
Mais que 300	0	0

Fonte: Weitzman (1999) em Bazelon e Smetters (2001).

### 3.8) Considerações finais do capítulo

Existe uma diversidade de métodos de valoração ambiental que podem ser utilizados pelo analista. Cada um deles possui vantagens e desvantagens. Existe um vácuo na literatura em relação à valoração econômica da água aplicada num contexto de um projeto de E&P, apesar da tendência natural de um campo de petróleo é produzir e injetar um volume crescente de água com o tempo. A questão da escolha da taxa de desconto social ainda não é uma questão bem resolvida na literatura, conforme foi discutido na seção anterior.

<sup>12</sup> O equivalente certo representa o montante, em unidades monetárias, que seria necessário pagar ou receber para não ter uma incerteza associada a um *payoff* incerto. Por exemplo, o equivalente certo para um jogo de cara ou coroa com prêmio de 100 R\$ se cara e 0 se coroa seria de 40 R\$, por exemplo, para um jogador avesso ao risco. Esse dinheiro faria o jogador ficar indiferente entre jogar o jogo e receber esse montante para não jogar. O equivalente certo remove a incerteza de valores futuros.

## Capítulo 4 - Métodos e procedimentos de estudo

No capítulo anterior foi realizada uma revisão bibliográfica sobre valoração econômica do meio-ambiente, que servirá de subsídio para o capítulo atual, onde serão mostrados todos os métodos e procedimentos empregados para capturar o valor econômico da água na ACB de um projeto de E&P que extrai água doce de aquífero para injeção.

O estudo de caso considerado é um projeto de produção de óleo que utiliza água doce captada de aquífero para injetar no reservatório e reusa toda a sua água produzida como método de recuperação do óleo e gás. A análise custo-benefício empregada na análise privada será realizada por meio de cálculo do VPL, tal como na expressão (4):

$$VPL_{\text{privado}} = \sum_{k=0}^n \frac{E(FC_k)}{(1 + TMA)^{k+j}} \quad (4)$$

Onde:

E = Valor esperado.

TMA = Taxa mínima de atratividade.

$FC_k$  = Fluxo de caixa do período k.

j = Posição do vetor monetário no período.

A análise de custo-benefício usada na análise da análise de sustentabilidade é definida na expressão (5):



$$VPL = \frac{\sum_{k=1}^n E\{z_k p_{brent} - I_k - T_k - (CT_k - tq_{\acute{a}guadoce(k)})\}}{(1 + \rho)^{k+j}} \quad (5)$$

Onde:

$Z_k$  = Função dose-resposta = f (água doce injetada (k)) = barril de óleo equivalente (boe) no período k.  $k=1, \dots, n$ .

$p_{brent}$  = Preço esperado do barril do *brent*.

$I_k$  = Investimento no período k, excluindo-se o investimento relacionado à água.

$T_k$  = Tributos no período k.  $k=1, \dots, n$

$q_{\acute{a}guadoce(k)}$  = Quantidade de água doce captada em k (em barris por dia).  $k = 1, \dots, n$

$j$  = Posição do vetor monetário no período.

$CT_k$  = Custo total em k.  $k=1, \dots, n$

$t$  = Tarifa de injeção de água doce.

$E$  = Valor esperado.

$j$  = Posição do vetor monetário no período.

$\rho$  = Taxa de desconto social<sup>13</sup>.

Nesse estudo de caso, para incorporar o valor econômico da água doce na análise de custo-benefício, será realizada uma combinação dos métodos de valoração residual e função dose-resposta da seguinte maneira: Para se obter 1 barril de óleo equivalente (resposta) é necessário injetar uma determinada quantidade de água (dose). Entretanto, para se produzir esse óleo também é necessário perfurar poços produtores de óleo e de captação de água, além de equipar os poços produtores com bases, unidades de bombeio e dutos. Além disso, ocorrerão custos de produção incrementais para tratar a água para injeção, custos com pessoal, manutenção, entre outros. Como a água é o insumo mais importante na produção,

<sup>13</sup> Não há segurança para dizer que a taxa de desconto social é igual à taxa de juros de mercado (Mueller, 2007).

uma vez que sem a sua injeção praticamente não há produção espontânea (primária)<sup>14</sup>, considera-se que o valor social médio da água corresponda a equação (5) sobre o total de água doce captada para injeção ao longo do projeto. Também é importante notar que todos os dispêndios relacionados à água doce estão sendo expurgados. Isso combinado com a afirmação anterior sobre a importância da água no *output* remete ao método da valoração residual.

A função dose-resposta ( $Z_k$ ) usada nesse estudo é baseada em Lino (1999). Através de observação empírica, o autor observou que o gráfico do logaritmo neperiano da razão água-óleo (RAO) em função da produção acumulada de óleo resulta em linha reta, tal como na expressão (6).

$$\ln(\text{RAO}) = a + bN_p \quad (6)$$

Onde:

a e b = constantes

$N_p$  = Produção acumulada de óleo até o período p.

Ao tirar os expoentes da equação (6), tem-se a expressão (7):

$$\text{RAO} = e^{a+bN_p} \quad (7)$$

---

<sup>14</sup> Já que se trata de um campo maduro em que a maior parte da produção responde à injeção de água.

Por definição a razão água-óleo é definida como:

$$RAO = \frac{q_w}{q_o} = \frac{dW_p / dt}{dN_p / dt} = \frac{dW_p}{dN_p} \quad (8)$$

Utilizando-se as equações (7) e (8), obtêm-se a equação (9) abaixo:

$$dW_p = e^a e^{bN_p} dN_p \quad (9)$$

Integrando-se os dois lados da equação (9) acima, tem-se que:

$$\int_{W_{p0}}^{W_p} dW_p = e^a \int_{N_{p0}}^{N_p} e^{bN_p} dN_p \quad (10)$$

Resolvendo-se a equação diferencial acima, resulta-se em:

$$W_p - W_{p0} = e^a \left( \frac{\Delta e^{bN_p}}{b} \right) = \frac{RAO - RAO_0}{b} \quad (11)$$

Rearranjando a equação (9), obtém-se que:

$$RAO = RAO_0 + b(W_p - W_{p0}) \quad (12)$$

Onde:

RAO = Razão água-óleo

$RAO_0$  = Razão água-óleo no período inicial.

$b$  = Coeficiente angular.

$W_p$  = Produção acumulada de água até o período  $p$ .

$W_{p_0}$  = Produção inicial de água.

Ou seja, a equação (12) diz que a RAO de um poço produtor é uma função linear de  $W_p$ . Para encontrar  $b$ , procede-se ao método dos mínimos quadrados ordinários do histórico entre RAO e  $W_p$ . Reescrevendo a equação (12), tem-se que:

$$W_p = W_{p_0} + \frac{RAO - RAO_0}{b} \quad (13)$$

Ou seja, a equação (13) diz qual deve ser a produção de acumulada até o período  $p$  para se obter determinada RAO. Somente será produzido até o ponto em que a RAO permita uma produção que pague os dispêndios naquele ano, ou seja, até onde o fluxo de caixa do poço seja maior do que zero. Esse nível de RAO é denominado de RAO econômica, que será obtido variando a RAO até que a receita do óleo pague apenas os custos operacionais do poço. A partir de estudos de reservatório será estimada a quantidade de água a ser injetada em função de características técnicas do reservatório em questão. O ano de ocorrência da RAO econômica é obtida através da observação empírica da evolução da RAO no tempo na média dos poços existentes do campo.

Para se obter a curva de água acumulada e por ano é necessário apenas utilizar a equação (13) a partir dos valores conhecidos de  $W_{p_0}$ , RAO econômica,  $RAO_0$  e o estimador  $b$ . Em seguida, a partir das curvas de injeção de água e produção de água, obtêm-se a produção de óleo do projeto através da identidade da equação (14). Essa equação diz que

tudo que é injetado de água é produzido, seja óleo ou água, considerando-se que existe uma defasagem média de ano para que a injeção de água impacte na produção de óleo no campo de Sabiá, de acordo com a observação empírica do campo. Para encontrar a produção de gás desse projeto será considerada, por simplicidade, uma razão gás-óleo (RGO) constante ao longo do tempo, que será igual ao RGO histórico do campo. Ao multiplicar essa RGO pela produção de óleo do projeto, será encontrada a curva de gás do projeto.

$$q_{w_i(t-1)} = q_{o(t)} + q_{w(t)} \quad (14)$$

Onde:

$q_{w_i(t-1)}$  = Quantidade de água injetada.

$q_{o(t)}$  = Quantidade de óleo produzido.

$q_{w(t)}$  = Quantidade de água produzida.

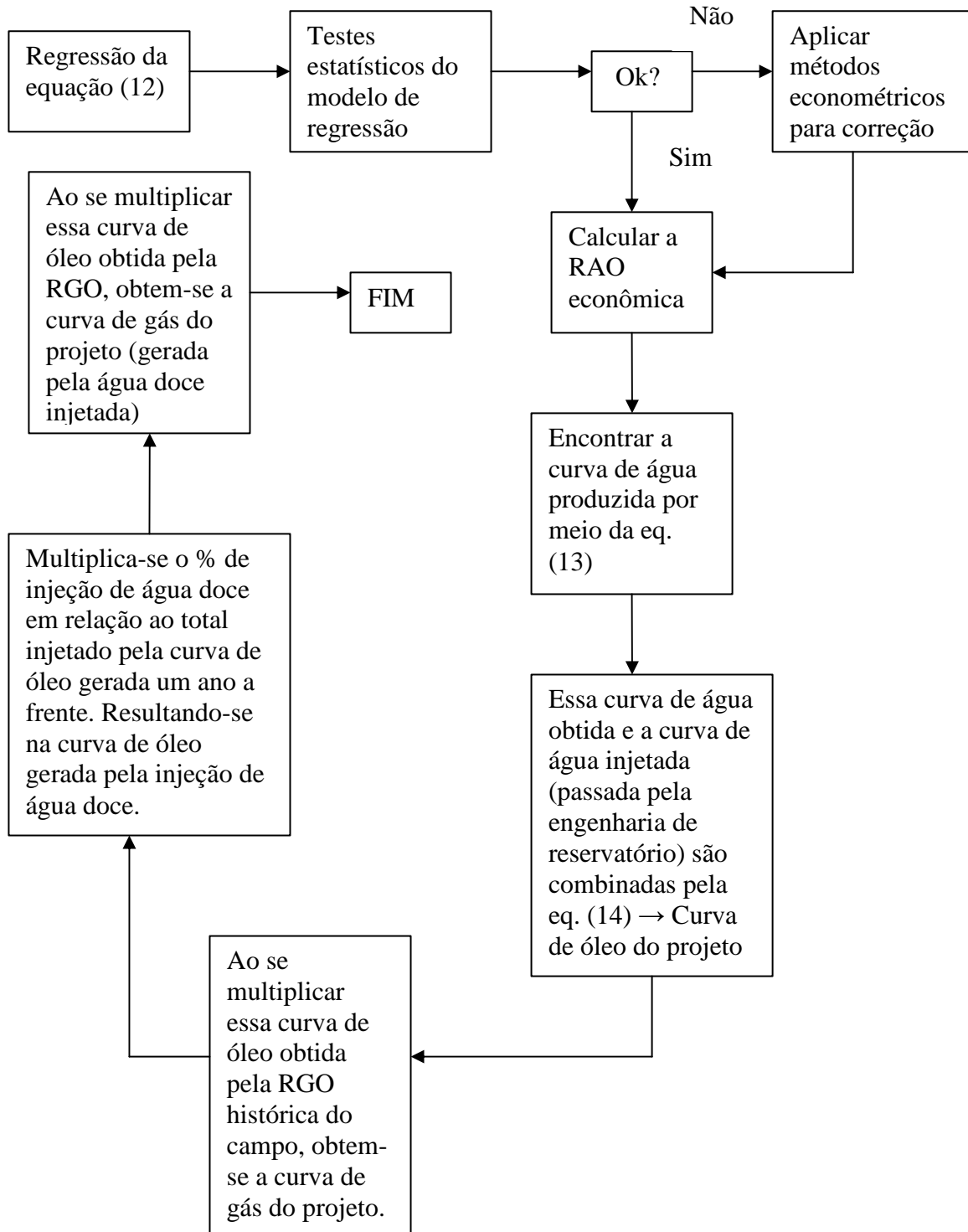
A água doce injetada é a diferença entre a água injetada total e a água produzida, uma vez que será assumido no estudo de caso que toda a água produzida associada ao óleo será reaproveitada para injeção após tratamento adequado. Para encontrar a curva de óleo gerada pela água doce injetada, deve-se aplicar o percentual de água doce injetada em relação ao total injetado sobre a curva de óleo total gerada no período após a defasagem. Para encontrar a curva de gás produzida pela injeção de água doce é necessário somente aplicar a RGO sobre a curva de óleo gerada pela injeção de água doce. O fluxograma da figura 04 resume bem todos os passos necessários para encontrar a função dose-resposta.

A essência dos métodos e procedimentos empregados é que o custo de oportunidade de deixar a água doce no aquífero é o VPL da análise de sustentabilidade resultante da implantação do projeto, que é a alternativa de utilização da água doce no seu valor mais elevado. Ou seja, o valor econômico da água doce é o VPL da análise de sustentabilidade.

Isso poderia não ocorrer se fosse possível utilizar outros métodos de recuperação que não envolvessem a utilização de água doce. Conforme discutido na seção 2.3.2, em geral tais métodos de recuperação são pouco confiáveis do ponto de vista técnico e financeiramente não atrativos.

Dos métodos de recuperação convencionais que não utilizam a água como insumo resta a injeção de gás. Esse método apenas é atrativo quando o preço do gás é baixo e existe disponibilidade suficiente de gás. Isso muitas vezes pode não ocorrer por questões de segurança energética ou de contratos envolvidos com o gás que podem inviabilizar a sua utilização como insumo para a geração de óleo. Um exemplo disso é que muitas vezes são estabelecidos contratos de venda de gás em datas futuras, o que num caso de redução imprevista na produção de gás pode ser necessário reduzir a sua quantidade injetada para honrar tais contratos. Também será assumido como premissa que ao preço do gás vigente nas ACB do estudo de caso é mais atrativo para a empresa vendê-lo no mercado do que usá-lo como insumo para a geração de óleo.

Figura 04: Fluxograma para obtenção da função dose-resposta



#### 4.1) Método de projeção de custos operacionais

A metodologia para projeção dos custos operacionais utilizado no presente trabalho é o método de projeção causal, de acordo com a classificação de Martinez (2001). Esse método consiste na multiplicação das tarifas de cada processo produtivo pelo seu direcionador associado para obtenção do custo variável, somando-o ao custo fixo. A equação (15) descreve essa metodologia:

$$BULC = aF_c + bR_{gs} + cR_o + dR_g + eR_{wi} + fW_o + gW_g + hW_i \quad (15)$$

Onde:

BULC = *Lifting Cost* da unidade de negócio ou projeto.

Fc = Custo fixo.

Rgs = Custo variável da produção bruta.

Ro = Custo variável da produção de óleo.

Rg = Custo variável da produção de gás.

Rwi = Custo variável da injeção de água.

Wo = Custo variável dos poços produtores de óleo.

Wg = Custo variável dos poços produtores de gás.

Wi = Custo variável dos poços injetores.

a,b, c, d, e, f, g, h = Fatores de ponderação.



Um exemplo simples de aplicação dessa técnica é imaginar um campo que possua apenas dois processos: Coleta da produção e injeção de água. A partir das estimativas de produção bruta e injeção de água até o final do projeto realizado pela gerência de reservatório, multiplica-se em cada período de tempo, geralmente ano, pelas tarifas mais recentes de coleta de produção e injeção de água do campo, geralmente em R\$ por m<sup>3</sup>/d do direcionador, informações estas que são disponíveis no registro de custos e planejamento da companhia. Somando-se isso ao custo fixo, obtém-se o custo total.

De acordo com Martinez (2001), essa metodologia, que engloba o que esse autor denomina de técnicas determinísticas de projeção de custos são adequadas para campos maduros, onde não existem grandes variações de custos fixos baseados no declínio da produção, que é exatamente o caso do campo de Sabiá

## Capítulo 5 - Estudo de caso

O projeto em estudo consiste na perfuração de 12 poços produtores, na conversão de 5 poços em injetores de água e na perfuração de 1 poço de captação de água doce no campo maduro de Sabiá<sup>15</sup>. O principal produto desse campo é o óleo, com uma pequena produção de gás associado a esse óleo. A qualidade desse petróleo produzido no campo é semelhante ao *brent*. Esse projeto reutiliza toda a sua água produzida para injeção. Das seções 5.1 a 5.6 serão discutidos os dados, premissas e resultados das análises de viabilidade privada e de sustentabilidade desse estudo de caso.

### 5.1) Descrição dos dados

O projeto está localizado no campo terrestre de Sabiá, situado no nordeste brasileiro. Os municípios que compõem esse campo apresentam uma população de 31.000 habitantes, possuem uma área de 207 km<sup>2</sup> com renda per capita de 13,9 mil reais, de acordo com o IBGE de 2005. A disponibilidade hídrica do Estado em questão é menor do que 4.650 litros por habitante/dia, enquadrando-o na situação de alerta de escassez hídrica, de acordo com Christofidis (2006). Após a Lei do petróleo nº 9.478, os campos de petróleo brasileiros somente podem ser obtidos via leilões da ANP por meio de concessões, onde o concessionário explora o campo por um tempo pré-determinado e apenas fica incumbido de pagar os *royalties* e participações especiais<sup>16</sup> e demais tributos. Como após o último ano da

---

<sup>15</sup> Para o estudo de caso desse trabalho foram utilizados dados fictícios, de um campo fictício, mas que são bons exemplos do que pode vir a ocorrer na prática.

<sup>16</sup> Tipo de tributo pago pelos campos considerados pela ANP como grandes produtores de óleo e gás.

concessão não há garantia de que o Governo irá renová-la por um período adicional, será desconsiderado todo o fluxo de caixa do projeto que extrapolar o ano de 2023, último ano da concessão do campo de Sabiá<sup>17</sup>.

Parte das premissas utilizadas nesse trabalho será oriunda de fontes como ANP, Receita Federal e IPEA, por exemplo. A taxa de desconto social a ser utilizada na análise de sustentabilidade será de 3% a.a, de acordo com o quadro 02. A taxa de desconto utilizada para análise de viabilidade financeira será de 10% a.a. Empresas multinacionais de energia possuem gerências especializadas para gerar as premissas dos seus estudos de viabilidade financeira. Portanto, essa não será uma preocupação excessiva do presente estudo<sup>18</sup>. Os dados de investimentos, custos e produção são oriundos da engenharia de poço, suprimentos, engenharia de reservatório e da gerência de planejamento do campo de Sabiá.

---

<sup>17</sup> Exceto pelo custo de abandono, que é realizado no ano posterior ao término da concessão.

<sup>18</sup> Além do que as premissas dos estudos de viabilidade financeira costumam mudar com certa frequência em virtude de oscilações naturais nas condições de mercado.

## 5.2) Estudo de viabilidade privada

### 5.2.1) Premissas

Quadro 05: Premissas – Análise de viabilidade privada (financeira)

Premissas	
TMA real	10 %a.a
Ano inicial do fluxo de caixa	2008
Concentração monetária do fluxo de caixa	Meio de período
Data base do desconto	01/jan/08
Preço do óleo (Brent)	50 US\$/bbl
Preço do gás (Henry Hub)	0,20 US\$/m3
Taxa de câmbio	2,30 R\$/US\$
Inflação	4%a.a
Área da concessão	156,08 km2
Taxa de retenção ou ocupação da área	2.295,00 R\$/Km2/ano
Alíquota de imposto de renda	15%
Contribuição social	9%
Pagamento aos proprietários de terra	1%
<i>Royalties</i>	7,8%
Depreciação de instalações	10%a.a
Depreciação de poços	10%a.a
Modelo de depreciação linear	

FONTE: Receita Federal, ANP e premissas do autor.

Segundo a Receita Federal, a depreciação de um poço (depleção) ocorre em 10 anos, as instalações de superfície com 10% a.a usando-se o modelo linear, que é o método oficial da Receita (FERREIRA, 2001, p.372). Os Royalties são as compensações financeiras devidas pelos concessionários da exploração e produção do óleo e gás (BASTOS, 2006, p.75). O pagamento pela ocupação da área é apurado a cada ano civil e pago em janeiro do ano seguinte, prevê valores por Km2 que são fixados em edital e no contrato de concessão, sendo aplicáveis nas fases de exploração, desenvolvimento e produção. Este valor é baseado em características geológicas e na localização da bacia sedimentar. O pagamento aos

proprietários de terra é de 1 % da receita bruta daqueles poços localizados em suas terras (BASTOS, 2006, p.76).

### 5.2.2) Custos operacionais e curvas de produção

A metodologia empregada para projeção dos custos operacionais foi a de projeção causal, conforme a explanação da seção 4.1. No quadro 06 encontram-se os valores das tarifas mais recentes dos processos produtivos do campo de Sabiá. Os direcionadores de produção se encontram no quadro 07 e 08. As informações de produção do quadro 08 são oriundos de estudos da gerência de engenharia de reservatório.

Quadro 06: Tarifas dos processos do campo de Sabiá

Processo de Produção	Tarifa	Unidade
Coleta	0,03	Mil Reais/m <sup>3</sup> /d
Injeção de Água	0,4	Mil Reais/m <sup>3</sup> /d
Tratamento de Petróleo	0,4	Mil Reais/m <sup>3</sup> /d
Manutenção de Poços	50	Mil Reais/poço
Tratamento da água	0,4	Mil Reais/m <sup>3</sup> /d

FONTE: Elaboração própria.

Quadro 07: Quantitativo de poços do projeto.

Ano	Quantitativo de poços
2008	5
2009	13
2010	13
2011	13
2012	13
2013	13
2014	13
2015	13
2016	13
2017	13
2018	13
2019	13
2020	13
2021	13
2022	13
2023	13

FONTE: Elaboração própria.

Quadro 08: Curvas de produção do projeto

Ano	q (água injetada) - m3/d	qw (m3/d)	qo (m3/d)	qg (Mil m3/d)
2007	140,0	-	-	-
2008	131,0	70,0	70,00	1,0
2009	123,0	64,7	66,29	0,9
2010	119,0	64,7	58,29	0,8
2011	102,0	64,7	54,29	0,8
2012	99,0	64,7	37,29	0,5
2013	95,0	64,7	34,29	0,5
2014	94,0	64,7	30,29	0,4
2015	93,0	64,7	29,29	0,4
2016	92,0	64,7	28,29	0,4
2017	90,0	64,7	27,29	0,4
2018	87,0	64,7	25,29	0,4
2019	81,0	64,7	22,29	0,3
2020	75,0	64,7	16,29	0,2
2021	74,0	64,7	10,29	0,1
2022	72,0	64,7	9,29	0,1
2023	68,0	64,7	7,29	0,1

FONTE: Elaboração própria

Segue no quadro 09 o custo total do projeto de captação de água doce, de acordo com as tarifas do quadro 06, direcionadores dos quadros 07 e 08, além da premissa de taxa de câmbio de 2,3 R\$/US\$.

Quadro 09: Custo total - Projeto de captação de água doce.

CUSTO TOTAL (R\$ Mil)									
Ano/Processo	Coleta	Injeção de Água	Tratamento de Petróleo	Manutenção de Poços	Tratamento da Água	CF	Custo de Abandono	Custo Total	Custo Total (US\$ Milhões)
2008	4,20	56,0	28,00	250,00	52,40	15		405,60	0,18
2009	3,93	52,4	26,52	650,00	48,56	15		796,41	0,35
2010	3,69	49,2	23,32	650,00	50,16	15		791,37	0,34
2011	3,57	47,6	21,72	650,00	44,96	15		782,85	0,34
2012	3,06	40,8	14,92	650,00	50,56	15		774,34	0,34
2013	2,97	39,6	13,72	650,00	50,16	15		771,45	0,34
2014	2,85	38,0	12,12	650,00	51,36	15		769,33	0,33
2015	2,82	37,6	11,72	650,00	51,36	15		768,50	0,33
2016	2,79	37,2	11,32	650,00	51,36	15		767,67	0,33
2017	2,76	36,8	10,92	650,00	50,96	15		766,44	0,33
2018	2,7	36,0	10,12	650,00	50,56	15		764,38	0,33
2019	2,61	34,8	8,92	650,00	49,36	15		760,69	0,33
2020	2,43	32,4	6,52	650,00	49,36	15		755,71	0,33
2021	2,25	30,0	4,12	650,00	51,36	15		752,73	0,33
2022	2,22	29,6	3,72	650,00	50,96	15		751,50	0,33
2023	2,16	28,8	2,92	650,00	50,16	15		749,04	0,33
2024							845	845,00	0,37
<b>TOTAL</b>	<b>47,01</b>	<b>626,80</b>	<b>210,56</b>	<b>10000,00</b>	<b>803,67</b>	<b>240,00</b>	<b>845,00</b>	<b>12773,05</b>	<b>5,55</b>

FONTE: Elaboração própria.

### 5.2.3) Investimentos

Segundo as informações repassadas pela engenharia e pela gerência de suprimentos da Companhia, o investimento foi orçado em 7,42 milhões de dólares e está distribuído como se segue no quadro 10.

Quadro 10: Descrição dos investimentos - Projeto de captação de água doce

Ano	Descrição	Material		Pessoal		Serviço		Total US\$ Mil
		Nacional	Estrangeiro	Nacional	Estrangeiro	Nacional	Estrangeiro	
2008	Perfuração de 06 poços verticais	514		67	530	530	406	2047
	Perfuração de 06 poços direcionais	539		75	6	633	557	1810
	Completção de 12 poços com fraturamento hidráulico em uma zona	364,333	78	32		491,33	411,33	1376,9996
	Perfuração de 01 poço de captação de água doce	141	26	10		193	158	528
	<b>SUBTOTAL</b>	<b>1558,33</b>	<b>104,00</b>	<b>184,00</b>	<b>536,00</b>	<b>1847,33</b>	<b>1532,33</b>	<b>5762,00</b>
2009	Projeto			7		10		17
	Base de Ubs para 12 poços					19		19
	Aquisição de BCPs e Ubs em 12 poços		683					683
	Instalação de BCPs e Ubs em 12 poços	163				58		221
	Automação de 12 poços produtores	103		3		4		110
	Eletificação de 12 poços produtores	57		21				78
	Linhas de Produção	84				145		229
	Interligação de Linhas de Produção	32				55		87
	Linhas de Injeção	37				59		96
	Inteligação das linhas de injeção	46				74		120
<b>TOTAL</b>	<b>2080,33</b>	<b>787,00</b>	<b>215,00</b>	<b>536,00</b>	<b>2271,33</b>	<b>1532,33</b>	<b>7422,00</b>	

FONTE: Elaboração própria

## 5.2.4) Resultados da análise privada

### 5.2.4.1) Indicadores financeiros

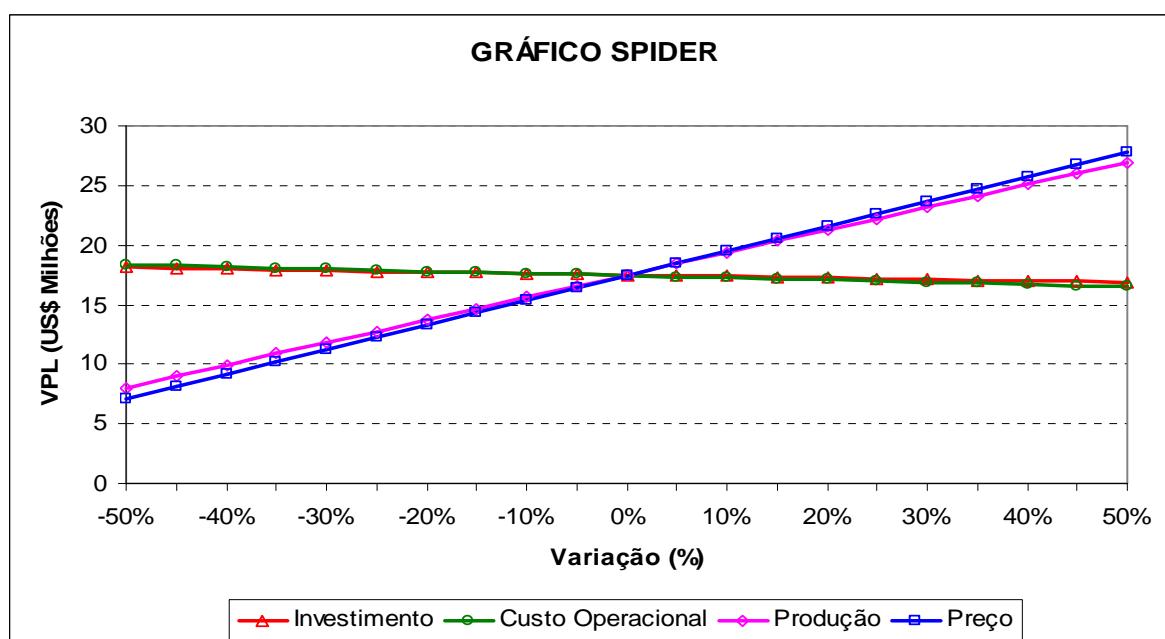
As premissas do quadro 05, em conjunto com as curvas de óleo e gás provenientes do quadro 08, custos operacionais oriundos do quadro 09 e os investimentos do quadro 10, resultam nos seguintes indicadores financeiros do quadro 11. Segue no apêndice 1 o fluxo de caixa descontado da análise privada apresentada.

Quadro 11: Indicadores financeiros - Projeto de captação de água doce

Indicadores	Valor	Unidade
VPL	17,4	US\$ Milhões
IL	2,3	US\$/US\$
VPL/DA	0,7	US\$/US\$
Lucro Unitário	20,3	US\$/boe

### 5.2.4.2) Análise de sensibilidade

Figura 05: Gráfico Spider – Análise privada





A partir da análise da figura 05, observa-se que os principais *inputs* que impactam no VPL privado do projeto são preço e produção, seguidos por investimento e custo operacional, o que é bem típico de um projeto de exploração e produção de óleo e gás. Uma elevação de 10% no preço do óleo (*ceteris paribus*), por exemplo, eleva o VPL de 17,4 para cerca de US\$ 20 milhões.

### ***5.3) Análise de sustentabilidade***

Conforme colocado por Motta (1998), a análise de custo-benefício sob o enfoque da sustentabilidade ou ecológica utiliza preços de mercado sem distorções, ajustados com pesos distributivos e inclui a valoração monetária das externalidades ambientais. No presente estudo de caso serão valoradas as externalidades ambientais referentes à captação da água doce para injeção no reservatório. Serão assumidos que os preços de mercado não apresentam distorções e os pesos distributivos são distribuídos de tal modo a não fazer distinção entre os agentes econômicos.

Desse modo, o VPL dessa análise é similar ao da análise privada, mas com três diferenças importantes: 1) O custo social da água doce captada entra como se fosse um custo adicional pago pelo projeto, 2) A taxa de desconto social utilizada é proveniente do quadro 02 e 3) Os custos operacionais e investimentos relacionados a água doce serão expurgados do dispêndio total<sup>19</sup>. O VPL da ACB sob o enfoque da sustentabilidade corresponde ao da equação (5). Um passo fundamental para encontrar os resultados dessa análise é encontrar a função dose-resposta para a água doce injetada.

---

<sup>19</sup> Em conformidade com o método de valoração residual, de acordo com o capítulo 4.

#### 5.4) Função dose-resposta

De acordo com os métodos e procedimentos adotados no capítulo 4, o primeiro passo para obter as estimativas das curvas de óleo e gás é regredir a razão água-óleo contra a produção de água acumulada do campo, de tal modo a obter a equação (12). Essa regressão linear simples foi estimada por meio do Microsoft Excel 1997-2003 e produziu os seguintes resultados:

Tabela 01: Estimadores e estatísticas.

	<i>Coefficientes</i>	<i>Erro padrão</i>	<i>Stat t</i>	<i>valor-P</i>
Interseção	0,034869974	0,105576162	0,330282648	0,743049
Variável Wp	0,005044119	0,000177596	28,40228326	1E-26

Da tabela 01 observa-se que a produção acumulada de água até o período p (Wp) é estatisticamente significativo no nível de confiança de 95% adotado na análise, o que pode visto pelo valor-p bem abaixo do nível de significância de 0,05. No intercepto não é possível rejeitar a hipótese nula de que o coeficiente da equação (12) seja igual a zero a um nível de significância de 0,05. Entretanto, o valor do intercepto igual a zero não é um resultado esdrúxulo, uma vez que se a produção de água acumulada no período inicial for zero ou próximo a zero a razão água-óleo também terá esse comportamento<sup>20</sup>. Segue na tabela 02 a análise da variância da regressão (ANOVA) e algumas outras estatísticas da regressão.

<sup>20</sup> O início da produção de um poço produtor costuma ter uma produção primária (resultante da energia natural do reservatório) mais alta, geralmente associada com um nível de RAO mais baixo (Thomas, 2001).

Tabela 02: ANOVA e algumas estatísticas da regressão.

	<i>Gl</i>	<i>SQ</i>	<i>MQ</i>	<i>F</i>	<i>F de significação</i>
Regressão	1	127,2223746	127,2223746	806,6897	1,00343E -26
Resíduo	37	5,835239863	0,157709185		
Total	38	133,0576145			

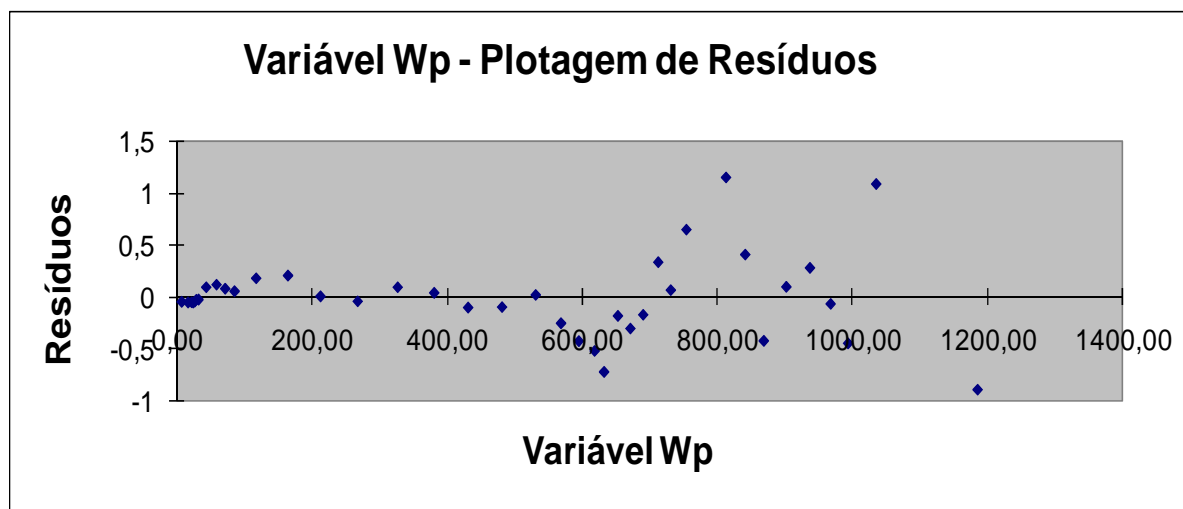
  

<i>Estatística de regressão</i>	
R múltiplo	0,977826679
R-Quadrado	0,956145014
R-quadrado ajustado	0,954959744
Erro padrão	0,397126158
Observações	39

Observa-se na tabela 02 acima que o valor  $F$  é maior do que  $F$  de significação, o que valida o modelo da equação (12). O  $R^2$  ajustado explica 95,49% da variação total, indicando um bom ajuste do modelo. Entretanto, todos os testes estatísticos somente serão válidos se não houver problemas de autocorrelação, heterocedasticidade e os resíduos seguirem uma distribuição normal.

Conforme pode ser visto na figura 06, que plota os resíduos contra  $W_p$ , não existe uma tendência bem definida, o que é um forte indício de que não ocorre heterocedasticidade. Para tirar a prova da existência ou não da heterocedasticidade, será realizado o teste de Pesaram-Pesaram. Esse teste consiste em estimar a regressão da variável dependente estimada contra o valor do quadrado dos resíduos (CORRAR e THEÓPHILO, 2008), se as estatísticas  $t$ , valor- $p$  e  $F$  desse modelo forem maiores do que os seus respectivos valores tabelados ao nível de confiança de 95% (e valor- $P$  maior do que 0,05), aceita-se a hipótese nula de homocedasticidade.

Figura 06: Plotagem dos resíduos contra Wp.



Os resultados desse teste se encontram nas tabelas 03 e 04 com os resultados da regressão e suas estatísticas. Observa-se que os valores-p dos estimadores são menores do que 0,05 e o valor F é bem mais alto que o F quadrado. Ou seja, aceita-se a hipótese nula de homocedasticidade.

Tabela 03: Estimadores e estatísticas – Teste de Pesaram-Pesaram

	Coeficientes	Erro		
		padrão	Stat t	valor-P
Interseção	1,961882415	0,281261	6,975303	3,06E-08
Variável û2	3,118721471	0,828386	3,764817	0,000579

Tabela 04: ANOVA – Teste de Pesaram-Pesaram

	Gl	SQ	MQ	F	F de significação
Regressão	1	35,23735	35,23735	14,17385	0,000578839
Resíduo	37	91,98503	2,486082		
Total	38	127,2224			

Para verificar se ocorre a presença de autocorrelação no modelo será realizado o teste de Durbin-Watson (DW). Esse teste mede a correlação entre cada resíduo e o resíduo da observação imediatamente anterior<sup>21</sup>. A estatística de DW calculada foi de 2,059. Os valores críticos dos limites inferiores e superiores de DW obtidos a um nível de significância de 5%,

<sup>21</sup> A expressão do teste de DW é definido como:  $\frac{\sum (u_t - u_{t-1})^2}{\sum u_t^2}$ . Sendo  $u_t$  o resíduo no período t e  $u_{t-1}$  o resíduo no período t-1. Para maiores detalhes sobre esse teste estatístico consultar Pindyck e Rubinfeld (2004).

uma variável explicativa e 39 observações foram de 1,43 e 1,54, respectivamente<sup>22</sup>. Como o valor encontrado da estatística de DW é maior do que o limite superior e menor do que 4 menos o limite inferior, conclui-se pela ausência de autocorrelação.

Por último, é necessário testar se os resíduos seguem uma distribuição normal para atender a uma das hipóteses básicas dos mínimos quadrados ordinários. Para realizar esse teste, será usado o teste não paramétrico de Kolmogorov-Smirnov<sup>23</sup>(D). A regra de decisão do teste D é a seguinte: Se  $D_{crítico} \leq D_{tabelado}$ , então se aceita a hipótese de que os resíduos se distribuem normalmente, caso contrário se rejeita essa hipótese. O maior valor gerado pela variável D é 0,176, que será o valor crítico da estatística. A um nível de significância de 5% e 39 observações o valor do D tabelado é de 0,21. Como  $D_{tabelado} > D_{crítico}$ , então se pode inferir que os resíduos seguem uma distribuição de probabilidade normal.

Ou seja, pode-se concluir pela validade dos testes estatísticos e do modelo obtido na tabela 01. O passo seguinte será encontrar a RAO econômica de um poço representativo do campo. Conforme já mencionado, esse número será obtido variando a RAO até o fluxo de caixa zerar. As premissas econômicas adotadas para encontrar a RAO econômica foram de preço do Brent a 50 US\$/bbl, taxa de câmbio de 2,3 R\$/US\$, *royalties* de 7,8% e as tarifas para geração dos custos operacionais de acordo com o quadro 06, extraído do sistema corporativo da Companhia<sup>24</sup>.

Também foi considerado um custo de abandono de 65.000 US\$ do poço no cálculo do RAO econômico. Em linhas gerais, a ANP (Agência Nacional do Petróleo) considera o custo de abandono como sendo o custo necessário para arrasar o poço, desmobilizar as instalações

---

<sup>22</sup> Obtido da quadro estatística de DW contida em Corrar e Theóphilo (2008).

<sup>23</sup> A estatística desse teste é  $D = \max \left| \frac{i}{n} - z_i \right|$ , onde n = tamanho da amostra,  $z_i$  = probabilidade acumulada da distribuição normal padronizada, considerando os valores  $h_i = u_i/s$ , onde  $u_i$  são os resíduos ordenados de forma crescente e s é o desvio padrão dos  $u_i$ . Para maiores detalhes sobre esse teste consultar Corrar e Theóphilo (2008).

<sup>24</sup> Dados fictícios.

de superfície e restaurar a vegetação original prévia ao desmatamento da área da base em que se encontra o poço.

No quadro 12 se encontra o cálculo da RAO econômica<sup>25</sup>, elevando-a gradualmente a partir da RAO de 2008, ano inicial do projeto. Ou seja, quando se atinge uma produção de 61,35 m<sup>3</sup> de água para 1 m<sup>3</sup> de óleo já não é mais lucrativo continuar produzindo. Como consequência se deve parar a produção e abandonar o poço para evitar maiores prejuízos<sup>26</sup>. O ano em que essa RAO econômica será atingida é obtido através de julgamento dos técnicos de reservatório a partir da observação de campo similares ao de Sabiá.

Quadro 12: Cálculo da RAO econômica

<b>RAO (m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup>)</b>	<b>Receita Nominal (US\$/m<sup>3</sup>/ano/poço)</b>	<b>Dispêndio Nominal (US\$/m<sup>3</sup>/ano/poço)</b>	<b>Fluxo de Caixa Nominal (US\$/m<sup>3</sup>/ano/poço)</b>
6,35	114781,55	33868,24	80913,31
11,35	114781,55	35328,39	79453,16
16,35	114781,55	36788,54	77993,01
21,35	114781,55	38248,69	76532,86
26,35	114781,55	39708,84	75072,71
31,35	114781,55	41168,99	73612,56
36,35	114781,55	42629,14	72152,41
41,35	114781,55	44089,29	70692,26
46,35	114781,55	45549,44	69232,11
51,35	114781,55	47009,59	67771,96
56,35	114781,55	48469,74	66311,81
<b>61,35</b>	<b>114781,55</b>	<b>114929,74</b>	<b>-148,19</b>

FONTE: Elaboração própria

Obtida a RAO econômica, pode-se obter a quantidade de água a ser produzida pelo projeto através da equação (13). Em seguida, ao utilizar a equação (14), encontra-se a curva de óleo do projeto, a partir da curva de injeção de água estimada pela engenharia de

<sup>25</sup> Para um detalhamento maior sobre a visão da ANP sobre custo de abandono, consultar a resolução ANP nº 27, de 18/10/2006.

<sup>26</sup> Existe um critério alternativo para a determinação do abandono econômico de um projeto ou poço que é através do conceito de custo de oportunidade. Nesse critério, compara-se o fluxo de caixa negativo do projeto ou poço com o valor que se ganharia aplicando o capital que seria gasto com o abandono. Caso o prejuízo com o projeto ou poço seja menor do que aquilo que seria obtido aplicando o montante monetário do abandono é interessante aplicar esse capital no mercado financeiro e continuar a produzir com fluxo de caixa negativo. Para maiores informações sobre esse assunto ver Dias (2000).

reservatório do campo de Sabiá. Ao considerar uma RGO constante de 14 m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup>, igual ao histórico do campo, obtêm-se a curva de gás associado ao óleo do projeto. Toda a água produzida pelo projeto será usada para injeção no reservatório, após o devido tratamento para especificação nos padrões técnicos desejáveis.

A diferença entre o volume de água a ser injetado e a água produzida será o quantitativo de água doce captada para injeção do projeto. O volume de óleo produzido pela água doce é obtido ao se multiplicar o percentual de injeção de água doce em relação ao total injetado pela produção de óleo do ano imediatamente posterior, uma vez que a produção responde com um ano de defasagem à injeção. No quadro 13 são mostradas todas as curvas do projeto: óleo, gás, água, produção bruta, água injetada, água doce injetada, percentual de água doce injetado no ano anterior em relação ao total injetado desse mesmo ano e quantitativo de óleo e gás resultante da injeção de água doce.

Quadro 13: Curvas do projeto de captação de água doce.

Ano	q (água injetada) - m3/d	qw (m3/d)	qo (m3/d)	qg (Mil m3/d)	q (água doce injetada) - m3/d	% água doce em relação ao total injetado	q(água-doce) - m3/d	qg (água doce) -m3/d
2007	140,0	-	-	-	140,00	-	-	-
2008	131,0	70,0	70,00	1,0	61,00	100,00%	70,0	0,98
2009	123,0	64,7	66,29	0,9	56,71	46,56%	30,9	0,43
2010	119,0	64,7	58,29	0,8	60,71	46,10%	26,9	0,38
2011	102,0	64,7	54,29	0,8	47,71	51,01%	27,7	0,39
2012	99,0	64,7	37,29	0,5	61,71	46,77%	17,4	0,24
2013	95,0	64,7	34,29	0,5	60,71	62,33%	21,4	0,30
2014	94,0	64,7	30,29	0,4	63,71	63,90%	19,4	0,27
2015	93,0	64,7	29,29	0,4	63,71	67,77%	19,9	0,28
2016	92,0	64,7	28,29	0,4	63,71	68,50%	19,4	0,27
2017	90,0	64,7	27,29	0,4	62,71	69,25%	18,9	0,26
2018	87,0	64,7	25,29	0,4	61,71	69,67%	17,6	0,25
2019	81,0	64,7	22,29	0,3	58,71	70,93%	15,8	0,22
2020	75,0	64,7	16,29	0,2	58,71	72,48%	11,8	0,17
2021	74,0	64,7	10,29	0,1	63,71	78,27%	8,1	0,11
2022	72,0	64,7	9,29	0,1	62,71	86,09%	8,0	0,11
2023	68,0	64,7	7,29	0,1	60,71	87,09%	6,4	0,09

FONTE: Elaboração própria.

## ***5.6) Indicadores da análise de custo-benefício sob o enfoque da sustentabilidade***

### ***5.6.1) Indicadores da análise de sustentabilidade***

As premissas do quadro 05<sup>27</sup>, em conjunto com as curvas de óleo e gás provenientes do quadro 13, custos operacionais oriundos do quadro 09 e investimentos do quadro 10 combinados pela equação (5) resultaram nos seguintes indicadores da ACB sob a perspectiva de sustentabilidade. Segue no apêndice 2 o fluxo de caixa descontado da análise sob a ótica ecológica apresentada.

*Quadro 13: Indicadores da análise de sustentabilidade – Projeto de captação de água doce*

<b>Indicadores</b>	<b>Valor</b>	<b>Unidade</b>
VPL	11,4	US\$ Milhões
IL	1,6	US\$/US\$
VPL/DA	0,5	US\$/US\$
Lucro Unitário	16,5	US\$/boe

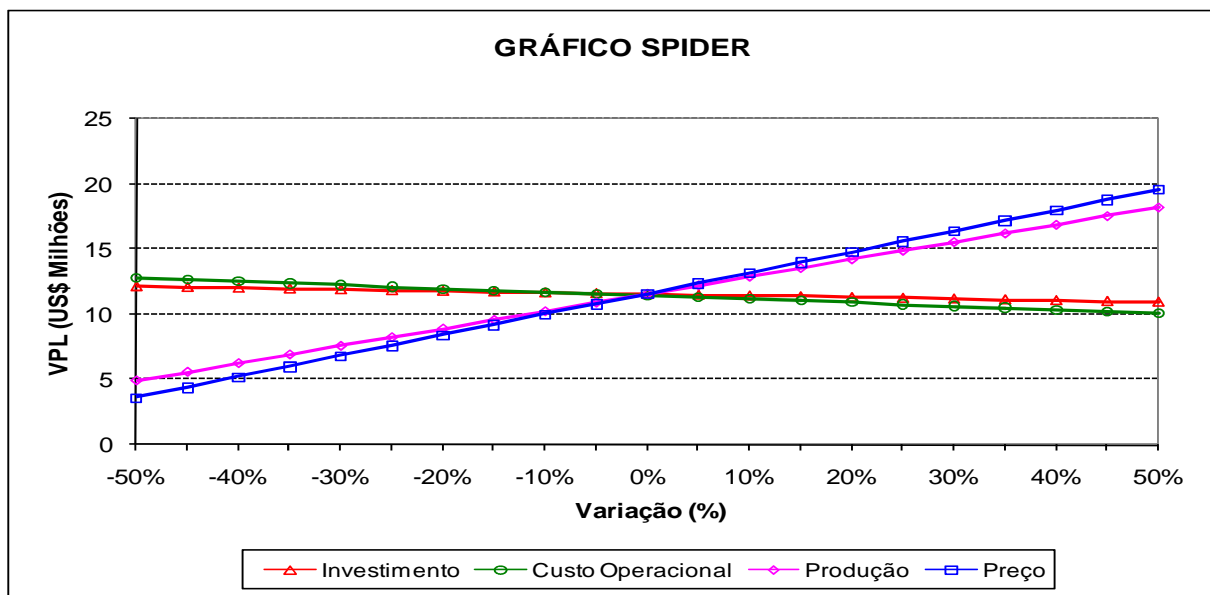
---

<sup>27</sup> Exceto pela taxa de desconto. Nessa análise será considerada uma taxa de desconto de 3% a.a, em conformidade com o quadro 02, dado que esse projeto possui uma duração de 16 anos.



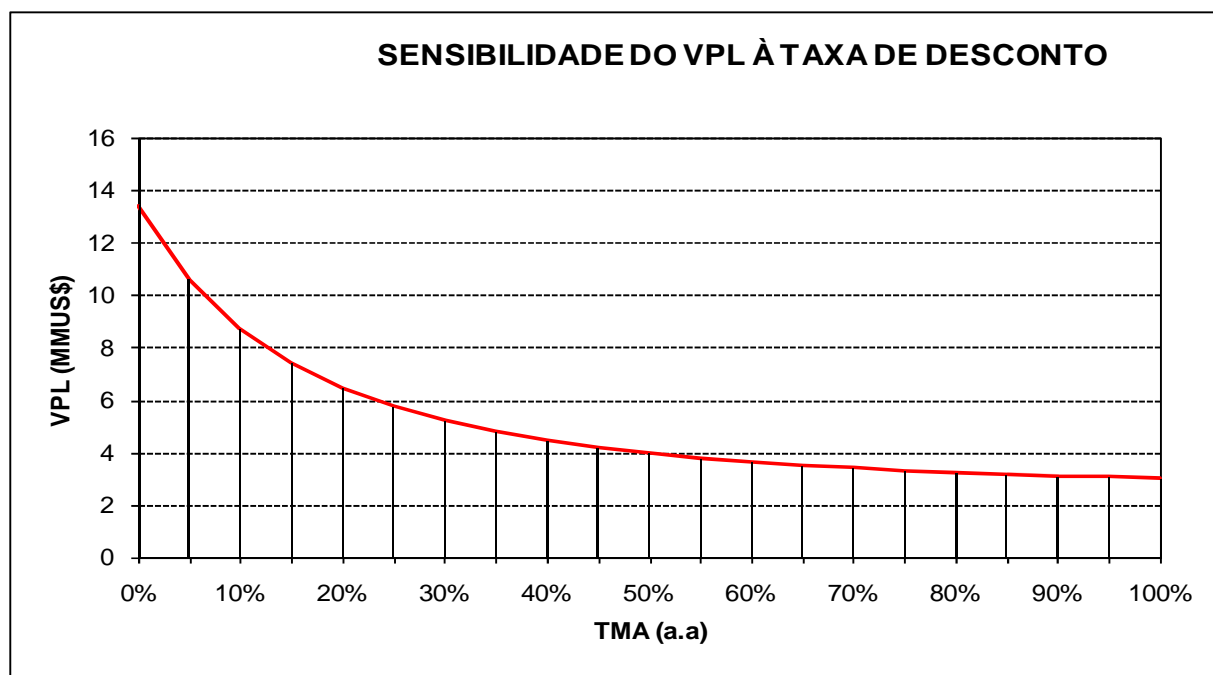
## 5.6.2) Análise de sensibilidade

Figura 07: Gráfico Spider – Análise de sustentabilidade



Observa-se um comportamento similar ao da análise privada, conforme mostra a figura 07. A figura 08, por sua vez, mostra a sensibilidade do VPL da análise de sustentabilidade à taxa de desconto social. Esse é um gráfico importante dado aquilo que foi discutido sobre a questão da agregação temporal em projetos de valoração ambiental na seção 2.7. Observa-se que o VPL varia de 11,4 a cerca de 8 milhões quando se passa de uma taxa de desconto de 3 para 10% a.a, que é a TMA adotada na análise privada.

Figura 08: Sensibilidade do VPL da análise de sustentabilidade à taxa de desconto



### 5.6.3) Análise dos resultados

A incorporação do valor econômico da água na análise de sustentabilidade levou a uma queda de US\$ 6 milhões em relação ao VPL privado. Nesse projeto em particular, a melhor decisão é investir, o que é traduzido pelos indicadores privados e sob a ótica ecológica dos quadros 11 e 13, exceto pelo indicador de VPL/DA.

Em suma, independentemente de qual a ótica utilizada pelo decisor como critério para investimento, a sua decisão não irá alterar nesse projeto em particular. Se os indicadores utilizados para decidir pela viabilidade do projeto forem o VPL, índice de lucratividade (IL) ou lucro unitário a decisão não muda quando é incorporado o valor econômico da água doce.

Isso ocorre porque o VPL e o lucro unitário continuam positivos e o índice de lucratividade continua maior do que um. Se o indicador utilizado como critério de decisão for

o VPL/DA, a decisão também não muda, pois tanto na ótica privada quanto ecológica esse indicador é menor do que um. Nesse caso, a garantia de que a decisão sob a ótica privada é a mesma que a sob a ótica ambiental resulta num conforto ao decisor.

O VPL da análise de sustentabilidade desse projeto representa o custo de oportunidade de deixar a água no aquífero para consumo humano das gerações atuais e futuras, o que resulta num custo social médio de 30,23 US\$/m<sup>3</sup>. Esse alto valor por metro cúbico da água doce reflete a premissa do preço do óleo, que é de 50 US\$ por barril no horizonte temporal do projeto, o que equivale a 314,49 US\$ por m<sup>3</sup> de *brent* produzido. Ou seja, o valor do aquífero está atrelado aos cenários de preços do petróleo. Nessa linha de raciocínio, se o cenário de preço do *brent* subir o valor da água doce sobe, enquanto que se o cenário de preços do *brent* cair o valor da água também se reduz. O problema é que os cenários de preços do *brent* costumam ser bastante voláteis e com tendência de crescimento ao longo do tempo, assim como o preço dessa *commodity*, conforme pode ser visto na figura 09.

Figura 09: Dólares por barril de petróleo produzido no mercado spot – FOB



Ao tomar a decisão baseada num indicador mais amplo que o financeiro, se proporciona um maior conforto ao decisor, uma vez que se estará agregando as dimensões

financeiras e ambientais num mesmo indicador para a tomada de decisão. Esse tipo de comportamento resulta numa melhor aderência aos planos de negócios das grandes empresas petrolíferas, que geralmente enfatizam a questão da lucratividade com respeito ao meio-ambiente, como é o caso da Petrobras, por exemplo. Além disso, esse tipo de consideração na ACB dos projetos de exploração e produção de óleo e gás auxilia no *marketing* ambiental das companhias petrolíferas.

A incorporação do valor econômico da água doce coloca os incentivos corretos para o uso ótimo desse recurso ambiental escasso: Penaliza-se o VPL dos projetos que utilizam a água doce para injeção e se beneficia aqueles projetos cujo objetivo seja realizar/ampliar o tratamento da água produzida associada ao óleo e gás para fins de injeção. Tais projetos costumam ter VPL negativo, uma vez que somente apresentam investimentos e sem receita, dado que não possuem curva de produção. Ou seja, dentro da ótica ecológica esses projetos teriam uma receita proporcionada pelo benefício adicional à sociedade associado à não captação ou redução do montante de água doce captado de aquífero para injeção.

Uma das desvantagens da metodologia empregada é a sua alta sensibilidade ao preço do óleo assumido ao longo do projeto, conforme se observam nas figura 05 e 07. Conforme mencionado, o preço do óleo é de alta volatilidade, o que torna difícil a sua previsão. Isso dificulta a tarefa de precificar a água doce com precisão. A função dose-resposta utilizada no presente trabalho foi baseada na observação empírica de Lino (1999) e não é fundamentada em aspectos técnicos de engenharia de reservatório.

Outra limitação da metodologia empregada é a sua não adequação para o cálculo da compensação ambiental pelos órgãos ambientais. A razão disso é a própria limitação do método de valoração residual, onde o valor do insumo valorado é superestimado (LOOMIS e HELFAND, 2001, p.161). Ou seja, o valor de 30,23 US\$/m<sup>3</sup> de água doce e uma cobrança desse montante pelo órgão ambiental zeraria o VPL da análise de sustentabilidade, ou seja,

tornaria o projeto indiferente do ponto de vista da ACB adotada. Em suma, a metodologia empregada serviria para colocar um teto para a cobrança da outorga da água doce, mas não deveria ser aplicada para precificar o valor a ser cobrado para a retirada da água doce sob pena de penalizar o VPL dos projetos a ponto de inviabilizá-los.

Outra dificuldade na aplicação desses métodos e procedimentos para a incorporação do valor econômico da água é a dificuldade na obtenção dos dados de água doce por projeto, que não existiu no presente trabalho por não se ter trabalhado com dados reais. Entretanto, o mais comum é ter esses dados por concessão e não por projeto, o que viabilizaria a aplicação dessa metodologia, só que numa escala bem maior que um projeto.

## **Capítulo 6 - Conclusões e recomendações**

No capítulo 2 foram mostrados os impactos ambientais de um projeto de E&P e a dinâmica do óleo, gás e água de um projeto de *upstream* em um campo terrestre, além de discutir brevemente sobre os métodos de recuperação de óleo e gás existentes e sobre alguns aspectos técnicos e jurídicos relevantes envolvendo os recursos hídricos.

No capítulo seguinte, foi feita uma revisão bibliográfica contendo a teoria concernente à valoração econômica ambiental com ênfase em valoração da água bruta e aplicações na indústria petrolífera. Essa revisão bibliográfica serviu de ponte para o capítulo 4, onde foram debatidos os métodos e procedimentos utilizados para capturar o valor econômico da água para a sua inclusão na ACB de um projeto de E&P que capta água doce de aquífero para injeção. No capítulo 5 foram aplicados esses métodos e procedimentos expostos no capítulo anterior, além de efetuar as análises privadas e de sustentabilidade do estudo de caso e realizar um comparativo entre as análises.

O presente trabalho teve como objetivo principal aplicar métodos e procedimentos para internalizar o valor econômico da água na ACB em um projeto de E&P que capta água doce proveniente de aquífero para injeção. A aplicação desses métodos e procedimentos culminou na penalização de US\$ 6 milhões de dólares no seu VPL em relação ao seu valor da análise privada.

Um dos objetivos específicos da dissertação foi a discussão, em detalhes, dos aspectos metodológicos para incorporação do valor econômico da água nesse projeto. Isso foi realizado no capítulo 4, onde foram combinadas técnicas oriundas da estatística, engenharia

de reservatório, valoração econômica do meio-ambiente e análise de projetos para o alcance dessa meta.

Outro objetivo secundário foi a comparação dos VPL privados *versus* VPL da análise de sustentabilidade e implantar a análise de sensibilidade para esses dois tipos de cenários. Nesse intuito, ocorreu uma discussão exaustiva na seção 5.6.3, onde se procurou mostrar que a ótica ambiental na ACB dos projetos coloca os incentivos apropriados para o uso ótimo da água doce. O último objetivo secundário do estudo foi delimitar um teto para o valor a ser cobrado pelo uso da água por parte dos órgãos ambientais. O resultado encontrado para o valor da água doce foi de 30,23 US\$/m<sup>3</sup>.

As recomendações para os órgãos ambientais é não utilizar o valor da água calculado pelos métodos e procedimentos desse estudo sob pena de inviabilizar os projetos de E&P dado a limitação do método de valoração residual, que é o de superestimar o valor da água. No máximo, esse valor encontrado seria um teto para essa cobrança.

As recomendações para as empresas petrolíferas é adotar a análise social nos seus projetos, de modo a levar em conta a economia como um todo e não somente a análise estritamente financeira na ACB dos projetos de E&P, de tal maneira a auxiliar numa melhor aderência aos seus planos de negócios, que geralmente enfatizam lucratividade com responsabilidade social e ambiental.

Como sugestão para futuros trabalhos nessa área, recomenda-se acrescentar outras variáveis ambientais relevantes no cômputo do VPL da análise de sustentabilidade nos projetos de E&P, como é o caso dos gases queimados e/ou ventilados na atmosfera para valoração dos créditos de carbono. Também poder-se-iam calcular e utilizar valores sociais de algumas premissas da análise de sustentabilidade, tais como taxa de câmbio e preço do óleo e gás, por exemplo. Além disso, poder-se-ia utilizar modelos de engenharia de reservatório mais robustos do ponto de vista teórico para obtenção da função dose-resposta.

## Apêndice 1 – Fluxo de caixa descontado – Análise privada

FLUXO DE CAIXA DESCONTADO												
Unidade	Fator de Desconto	Receita Produção	Outras Receitas	Investim.	Valor Resid.	Custos Operac.	Impostos	Receita Total	Dispêndio Total	Fluxo de Caixa		
										Descont.	Acum.	
Total	-	42,89	0,00	7,63	0,00	3,38	14,45	42,89	25,45	17,44	-	
		8,5	0,0	6,0	0,0	0,4	2,8	8,5	7,4	3,2	17,5	
2008	1,049	8,5		6,0		0,270	1,1	8,5	7,4	1,1	1,1	
2009	0,953	7,3		1,6		0,4	2,8	7,3	4,8	2,6	3,7	
2010	0,867	5,9				0,4	2,3	5,9	2,6	3,2	6,9	
2011	0,788	5,0				0,3	1,9	5,0	2,2	2,7	9,6	
2012	0,716	3,1				0,3	1,2	3,1	1,5	1,6	11,3	
2013	0,651	2,6				0,2	1,0	2,6	1,2	1,3	12,6	
2014	0,592	2,1				0,2	0,8	2,1	1,0	1,1	13,6	
2015	0,538	1,8				0,2	0,7	1,8	0,9	0,9	14,6	
2016	0,489	1,6				0,2	0,6	1,6	0,8	0,8	15,4	
2017	0,445	1,4				0,2	0,5	1,4	0,7	0,7	16,1	
2018	0,404	1,2				0,1	0,5	1,2	0,6	0,6	16,6	
2019	0,367	0,9				0,1	0,4	0,9	0,5	0,4	17,1	
2020	0,334	0,6				0,1	0,3	0,6	0,4	0,3	17,3	
2021	0,304	0,4				0,1	0,2	0,4	0,3	0,1	17,4	
2022	0,276	0,3				0,1	0,1	0,3	0,2	0,1	17,5	
2023	0,251	0,2				0,1	0,1	0,2	0,2	0,0	17,5	
2024	0,228					0,1	0,0		0,1	-0,1	17,4	



## Apêndice 2 – Fluxo de caixa descontado – Análise de sustentabilidade

FLUXO DE CAIXA DESCONTADO											
	Fator de Desconto	Receita Produção 10 <sup>6</sup> US\$	Outras Receitas 10 <sup>6</sup> US\$	Investim. 10 <sup>6</sup> US\$	Valor Resid. 10 <sup>6</sup> US\$	Custos Operac. 10 <sup>6</sup> US\$	Impostos 10 <sup>6</sup> US\$	Receita Total 10 <sup>6</sup> US\$	Dispêndio Total 10 <sup>6</sup> US\$	Fluxo de Caixa	
										Descont.	Acum.
Unidade	-	10 <sup>6</sup> US\$	10 <sup>6</sup> US\$	10 <sup>6</sup> US\$	10 <sup>6</sup> US\$	10 <sup>6</sup> US\$	10 <sup>6</sup> US\$	10 <sup>6</sup> US\$	10 <sup>6</sup> US\$	10 <sup>6</sup> US\$	10 <sup>6</sup> US\$
Total	-	34,6	0,0	6,9	0,0	4,6	11,7	34,6	23,2	11,4	-
2008	1,015	8,3		5,312		0,241	1,3	8,3	6,8	1,4	1,4
2009	0,985	3,5		1,6		0,4	1,3	3,5	3,3	0,2	1,7
2010	0,957	3,0				0,3	1,2	3,0	1,5	1,5	3,2
2011	0,929	3,0				0,3	1,2	3,0	1,5	1,5	4,7
2012	0,902	1,8				0,3	0,7	1,8	1,0	0,8	5,5
2013	0,875	2,2				0,3	0,8	2,2	1,1	1,0	6,5
2014	0,850	1,9				0,3	0,7	1,9	1,0	0,9	7,4
2015	0,825	1,9				0,3	0,7	1,9	1,0	0,9	8,2
2016	0,801	1,8				0,3	0,7	1,8	1,0	0,8	9,0
2017	0,778	1,7				0,3	0,7	1,7	0,9	0,8	9,8
2018	0,755	1,5				0,3	0,6	1,5	0,9	0,7	10,5
2019	0,733	1,3				0,2	0,6	1,3	0,8	0,5	11,0
2020	0,712	1,0				0,2	0,4	1,0	0,6	0,3	11,4
2021	0,691	0,6				0,2	0,3	0,6	0,5	0,1	11,5
2022	0,671	0,6				0,2	0,3	0,6	0,5	0,1	11,6
2023	0,651	0,5				0,2	0,2	0,5	0,4	0,1	11,7
2024	0,632					0,2	0,0		0,3	-0,3	11,4

## Referências bibliográficas

ANTUNES, Paulo. **Direito Ambiental**. Rio de Janeiro: Editora Lumen Juris, 2002.

BALKLAU, Fritz; READ, Tony e MONOPOLIS, Jennifer. Environmental management in oil and gas exploration and production: An overview of issues and management approaches. **Joint E&P Forum, Unep Technical Publications**. London, 1997.

BASTOS, Bruno Guimarães (Org.). **Manual para Análise Empresarial de Projetos de Investimentos da Petrobras**. Edição 2006. Rio de Janeiro.

BAZELON, Coleman; SMETTERS, Kent. Discounting in the long term. **Loyola of Los Angeles Law Review**. Los Angeles, v. 35, 2001.

CHRISTOFIDIS, Demetrios. Água na produção de alimentos: O papel da academia e da indústria no alcance do desenvolvimento sustentável. In NASCIMENTO; VIANA (Orgs). **Economia, meio-ambiente e comunicação**. Rio de Janeiro: Editora Garamond, 2006.

CONTADOR, Cláudio R. **Projetos sociais: Avaliação e prática**. São Paulo: Editora Atlas, 2000.

CORRAR, Luiz; THEÓPHILO, Carlos (Orgs). **Pesquisa operacional para decisão em contabilidade e administração**. São Paulo: Editora Atlas, 2008.

DASGUPTA, Partha. Intergenerational Equity, Social Discount Rates, and Global Warming. In: PORTNEY, Paul; WEYANT, John (orgs). **Discounting and Intergenerational Equity**, 1999.

DIAS, Marco Antônio. **Custo operacional próximo à época do abandono**. Nota Técnica E&P/ENGP. Rio de Janeiro, [entre 1998 e 2002].

DINAR, A.; ROSENGRANT, M. W. e MEIZEN-DICK, Ruth. **Water allocation mechanism: principles and examples**. Washington, DC: World Bank, 1997. (Policy Research Working Paper 1779)

FARIAS, Veronílton. **Estudo das águas subterrâneas da área do complexo médico empresarial da ilha do leite e regiões adjacentes no município de Recife-PE**. 2004. Dissertação (Mestrado em gestão e políticas ambientais) – Universidade Federal de Pernambuco (UFPE). Recife, 2004.

FERREIRA, M. I. P; MORAES, G. P; SANTOS, N. M. **Valoração econômica dos impactos ambientais em unidades de conservação**. Trabalho apresentado no 3º Congresso Brasileiro de P&D em petróleo e gás, Salvador, 2005.

FERREIRA, Roberto G. **Matemática Financeira Aplicada: Mercado de Capitais, Administração Financeira e Engenharia Econômica**. Recife: Editora Universitária UFPE, 5ª Edição, 2000.

FREEMAN III, A. Myric. **The Measurement of Environmental and Resources Values: Theory and Methods**. Resources for the future. Washington, DC: 1993.

GASPAR, A. T. F. S; LIMA, G. A. C. SUSLICK, S. B. **CO2 Capture and storage in mature oil reservoir: Physical description, EOR and economic evaluation of a case of a brazilian mature oil field**. 2005. Trabalho apresentado na Conferência Bienal Europec da SPE (Society of Petroleum Engineers), Madrid, 2005.

GRAY, Lee; YOUNG, Robert. Valuation of water on wildlands. In PETERSON, G.; RANDALL, A. (orgs). **Valuation of wildlands Resource Benefits**. Boulder, CO: Westview Press, 1984.

HANLEY, Nick; SPASH, Clive. **Cost-benefit analysis and the environment**. Hants, Inglaterra: Edward Elgan, 1993.

HUFSCMIDT, Maynard M.; JAMES, David E.; MEISTER Anton D; BOWER, Blair T. e DIXON, John A. **Environment, Natural Systems, and Development: An Economic Valuation Guide**. Baltimore, EUA: John Hopkins University Press, 1983.

LINO, U.R.A. Método utilizado para extrapolação da RAO. Relatório da Petrobras. In: MOTA, Rosane (org). **Avaliação Técnica dos Tratamentos com Polímeros Seletivos no E&P (UN-BA)**. Salvador, 1999.

LINS, Luiz e MAGRINI, Alessandra. A integração entre o planejamento estratégico e gestão ambiental no segmento de petróleo e gás. In SZKLO, Alexandre; MAGRINI, Alessandra (Orgs). **Textos de Discussão em Geopolítica e Gestão Ambiental de Petróleo**. Rio de Janeiro: Editora Interciência, 2008.

LOOMIS, John e HELFAND, Gloria. **The Economics of Non-Market Goods and Services: Environmental Policy Analysis for Decision Making**. Netherlands: Kluwer Academic Publishers, 2001.

MARQUES, João Fernando e COMUNE, Antônio. **Quanto Vale o Ambiente: Interpretações sobre o Valor Econômico Ambiental**. Trabalho apresentado no XXIII Encontro Nacional de Economia. Salvador, 1995.

MARTÍNEZ, Ricardo. **Forecast Techniques for Lifting Cost in Gas and Oil Onshore Fields**. Trabalho apresentado no congresso da SPE (Society of Petroleum Engineers). Buenos Aires, 2001.

MENDES, Carlos Henrique de Abreu: Conflitos na gestão de recursos hídricos. In NASCIMENTO, Elimar; VIANA, João Nildo (Orgs). **Economia, Meio-Ambiente e Comunicação**. Rio de Janeiro, Editora Garamond, 2006.

MOTTA, Ronaldo Seroa. **Manual para valoração econômica de recursos naturais**. IPEA: Rio de Janeiro, 1998.

MUELLER (2007), Charles C. **Os economistas e as relações entre o sistema econômico e o meio-ambiente**. Brasília: FINATEC (Fundação dos Empreendimentos Científicos e Tecnológicos), editora Unb, 2007.

NOGUEIRA, Jorge Madeira; MEDEIROS, Marcelino A. A.; ARRUDA, Flávia S. T.; **Valoração Econômica do Meio-Ambiente: Ciência ou Empirismo?** Trabalho apresentado na 50ª Reunião anual da SBPC (Sociedade Brasileira para o Progresso da Ciência). Natal, 1998.

ORTIZ, Ramon: Valoração Econômica Ambiental. In MAY, Peter; LUSTOSA, Maria Cecília e VINHA, Valéria (Orgs.). **Economia do Meio-Ambiente: Teoria e Prática**. Editora Elsevier. Rio de Janeiro, 2003.

PEARCE, David. **Economic values and the natural world**. London, Earthscan Publications, 1993.

PINDYCK, Robert; Rubinfeld, Daniel. **Econometria: Modelos e Previsões**. Editora Campus. Rio de Janeiro: tradução da quarta edição, 2004.

RAMSEY, Frank. **A mathematical Theory of Saving**. Economic Journal. Dezembro, 1928.

REBOUÇAS, Aldo. **Água no Brasil: Abundância, Desperdício e Escassez**. BAHIA ANÁLISE & DADOS. Salvador: v.13, p.341-345, 2003.

ANP. Resolução nº 27 de 18/10/2006. Disponível em: <[www.anp.gov.br](http://www.anp.gov.br)>. Acesso em: Dezembro de 2008.

ROMER, Paul. **Increasing returns and long-run growth**. Journal of Political Economy, vol.94, 1002-08, 1986.

ROSA, Adalberto; CARVALHO, Renato; XAVIER, José. **Engenharia de Reservatórios de Petróleo**. Rio de Janeiro, editora interciência, 2006.

ROSS, A. Stephen; WESTERFIELD, Randolph W e JAFFE, Jeffrey F. **Administração Financeira**. São Paulo, editora Atlas, 2ª edição, 2002.

SOLOW, R. M. **Intergenerational equity and exhaustible resources**. The Review of Economic Studies. Symposium on the Economics of Exhaustible Resources, 1974.

THOMAS, José Eduardo (Org.). **Fundamentos de Engenharia de Petróleo**. Rio de Janeiro: Editora interciência, 2ª edição, 2001.

TURNER, K.; GEORGIU, S.; CLARK, R. **Economic valuation of water resources in agriculture: From the sectoral to a functional perspective of natural resource management**. Rome: Food and Agriculture Organization of the United Nations. 2004.

VILLARES, Luiz Fernando. O STF e o valor da compensação ambiental. **Jornal Valor Econômico**. São Paulo, 30 de Junho de 2008.

WEITZMAN, Martin. Just keeping the discount rate, But... In "Portney e Weyant (orgs).  
**Discounting and Intergenerational Equity**, Resource for the future, 1999".