

**ESTIMATIVA DO VALOR DA INFORMAÇÃO DA SÍSMICA 4D  
PARA CAMPOS DE PETRÓLEO EM DESENVOLVIMENTO**

**JOSÉ RODRIGO DIAS OLIVEIRA PINTO**

**Universidade Estadual do Norte Fluminense Darcy Ribeiro - UENF  
Laboratório de Engenharia e Exploração de Petróleo - LENEP**

**MACAÉ – RJ  
AGOSTO - 2009**

# **ESTIMATIVA DO VALOR DA INFORMAÇÃO DA SÍSMICA 4D PARA CAMPOS DE PETRÓLEO EM DESENVOLVIMENTO**

**JOSÉ RODRIGO DIAS OLIVEIRA PINTO**

Dissertação apresentada ao Centro de Ciência e Tecnologia da Universidade Estadual do Norte Fluminense, como parte das exigências para obtenção do título de Mestre em Engenharia de Reservatório e de Exploração

Orientador : Prof. Fernando Sergio Moraes, PhD.

MACAÉ - RJ  
AGOSTO - 2009

# **ESTIMATIVA DO VALOR DA INFORMAÇÃO DA SÍSMICA 4D PARA CAMPOS DE PETRÓLEO EM DESENVOLVIMENTO**

**JOSÉ RODRIGO DIAS OLIVEIRA PINTO**

**Dissertação apresentada ao Centro de  
Ciência e Tecnologia da Universidade  
Estadual do Norte Fluminense, como parte  
das exigências para obtenção do título de  
Mestre em Engenharia de Reservatório e de  
Exploração**

Aprovada em 31 de agosto de 2009

Comissão Examinadora:

---

Sergio Adriano Moura Oliveira (D.Sc - LENEP/CCT/UENF)

---

Roseane Marchezi Misságia (D.Sc - LENEP/CCT/UENF)

---

Marco Antonio Guimarães Dias (D.Sc - PETROBRAS/RJ)

---

Fernando Sergio de Moraes (Ph.D. - LENEP/CCT/UENF)  
(orientador)

Aos meus pais, José e Dirce,  
pelo amor, dedicação e apoio.

## **AGRADECIMENTOS**

Expresso muita gratidão às diversas pessoas que me deram sua ajuda e seu apoio durante o período dedicado à esta dissertação. Entretanto, estou especialmente grato:

A Deus, que sempre esteve presente em todos os momentos, me dando força para concluir as diversas etapas deste desafio.

Ao meu orientador, Prof. Dr. Fernando Sergio de Moraes, pelo incentivo, pelas cobranças nos momentos oportunos, pela prontidão e pela troca permanente de idéias.

Aos membros da banca examinadora, Dr. Sérgio Adriano Moura Oliveira e Dra. Roseane Marchezi Misságia, pela leitura crítica e valiosas sugestões que muito contribuíram para a melhoria desta dissertação.

Ao membro da banca examinadora, Dr. Marco Antonio Guimarães Dias, pelos diversos esclarecimentos das dúvidas que surgiram ao longo do trabalho e pelas suas excelentes sugestões, sempre muito bem embasadas.

Ao Prof. Dr. Adolfo Puime Pires, pela leitura, revisão crítica e valiosas sugestões que também contribuíram para a melhoria deste trabalho.

A todos os funcionários do LENEP, em especial, à Bena Rodrigues, Ana Inês Caramelo, Valdiléia Virote e Ana Lúcia Pacheco, pela presteza nas questões administrativas.

Aos companheiros de trabalho e acima de tudo grandes amigos, Engenheiros Marcos Vinícius de Amorim Polycarpo e Ricardo Alexandre Borges Duarte, pelos auxílios nos cálculos das análises econômicas.

Aos meus avós Wanda e Hugh, que sempre estiveram presentes e me incentivaram em todas as etapas da minha formação acadêmica.

Enfim, reconheço a contribuição de todos que me ajudaram a vencer mais uma etapa na minha vida.

## SUMÁRIO

SUMÁRIO.....	v
LISTA DE TABELAS.....	vii
LISTA DE FIGURAS.....	xi
NOMENCLATURA.....	xiii
RESUMO.....	xv
ABSTRACT.....	xvii
1. INTRODUÇÃO.....	1
2. AVALIAÇÃO TÉCNICA DA SÍSMICA 4 D.....	6
2.1 Incompressibilidade da rocha.....	7
2.2 Contraste de compressibilidade de fluido.....	9
2.3 Mudança na saturação dos fluidos da sísmica 4D.....	10
2.4 Porosidade.....	12
2.5 Mudança de impedância prevista.....	13
2.6 Qualidade da imagem sísmica.....	14
2.7 Resolução sísmica.....	15
2.8 Contatos entre fluidos.....	16
2.9 Repetibilidade sísmica .....	16
3. CÁLCULO DO VALOR DA INFORMAÇÃO.....	18
4. CÁLCULO DO VALOR DA INFORMAÇÃO PERFEITA.....	25
4.1 Cálculo do valor presente líquido (VPL).....	28
4.2 Montagem dos cenários.....	31
5. PENALIZAÇÃO DA INFORMAÇÃO PERFEITA.....	34

5.1 Cálculo do valor líquido da informação .....	37
5.2 Custo da informação.....	38
6. APLICAÇÃO DO MODELO.....	40
7. CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES.....	60
8. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	62
APÊNDICE.....	67



## LISTA DE TABELAS

<b>Tabela 1</b> - Pontuação para os parâmetros de rocha e fluido.....	7
<b>Tabela 2</b> - Distribuição de pontos para a qualidade da imagem sísmica.....	15
<b>Tabela 3</b> - Distribuição de pontos para resolução sísmica.....	15
<b>Tabela 4</b> - Distribuição de pontos para o contato entre fluidos.....	16
<b>Tabela 5</b> - Distribuição de pontos para repetibilidade.....	17
<b>Tabela 6</b> - Cálculo do valor monetário esperado para a informação perfeita.....	26
<b>Tabela 7</b> - Definição de cenários e probabilidades associadas.....	33
<b>Tabela 8</b> - $\eta^2$ em função da pontuação considerando variação linear.....	35
<b>Tabela 9</b> - Propriedades do reservatório.....	40
<b>Tabela 10</b> - Propriedades da rocha.....	40
<b>Tabela 11</b> - Propriedades do óleo.....	41
<b>Tabela 12</b> - Propriedades da água.....	41
<b>Tabela 13</b> - Propriedades de fluidos 4D.....	41
<b>Tabela 14</b> - Característica petrofísica.....	41
<b>Tabela 15</b> - Previsão para o preço do petróleo (US\$ / barril).....	44
<b>Tabela 16</b> - Curva de vazão de óleo, gás e água e produção de óleo para o cenário 1, sem informação da sísmica 4D.....	46
<b>Tabela 17</b> - Curva de vazão de óleo, gás e água e produção de óleo para o cenário 2, sem informação da sísmica 4D.....	46
<b>Tabela 18</b> - Curva de vazão de óleo, gás e água e produção de óleo para o cenário 3, sem informação da sísmica 4D.....	47
<b>Tabela 19</b> - Curva de vazão de óleo, gás e água e produção de óleo para	

o cenário 4, sem informação da sísmica 4D.....	47
<b>Tabela 20</b> - Curva de vazão de óleo, gás e água e produção de óleo para o cenário 5, sem informação da sísmica 4D.....	48
<b>Tabela 21</b> - Curva de vazão de óleo, gás e água e produção de óleo para o cenário 1, com informação da sísmica 4D.....	49
<b>Tabela 22</b> - Curva de vazão de óleo, gás e água e produção de óleo para o cenário 2, com informação da sísmica 4D.....	50
<b>Tabela 23</b> - Curva de vazão de óleo, gás e água e produção de óleo para o cenário 3, com informação da sísmica 4D.....	50
<b>Tabela 24</b> - Curva de vazão de óleo, gás e água e produção de óleo para o cenário 4, com informação da sísmica 4D.....	51
<b>Tabela 25</b> - Curva de vazão de óleo, gás e água e produção de óleo para o cenário 5, com informação da sísmica 4D.....	51
<b>Tabela 26</b> - Investimentos e custos de produção para os cenários sem informação da sísmica 4D.....	52
<b>Tabela 27</b> - Investimentos e custos de produção para os cenários com informação da sísmica 4D.....	53
<b>Tabela 28</b> - Valor presente líquido ( <i>VPL</i> ) para cada cenário antes da aquisição da sísmica 4D.....	53
<b>Tabela 29</b> - Valor presente líquido ( <i>VPL</i> ) para cada cenário após aquisição da sísmica 4D.....	54
<b>Tabela 30</b> - Tabela de cálculo do valor da informação perfeita.....	54
<b>Tabela 31</b> - Avaliação das propriedades de rocha e fluidos para os reservatórios A e B.....	55
<b>Tabela 32</b> - Avaliação da qualidade sísmica em função do método de aquisição sísmica para o reservatório A.....	55
<b>Tabela 33</b> - Avaliação da qualidade sísmica em função do método de aquisição sísmica para o reservatório B.....	56
<b>Tabela 34</b> - Pontuação para os reservatórios A e B em função do método de aquisição sísmica.....	56
<b>Tabela 35</b> - Fator de fator de penalização da informação perfeita ( $\eta^2$ ) em função do método de aquisição sísmica considerando variação linear para obtenção do $\eta^2$ .....	57

<b>Tabela 36</b> - Fator de redução de incertezas de reservatório ( $\eta^2$ ) em função do método de aquisição sísmica considerando variação polinomial pessimista para obtenção do $\eta^2$ .....	57
<b>Tabela 37</b> - Fator de redução de incertezas de reservatório ( $\eta^2$ ) em função do método de aquisição sísmica considerando variação polinomial otimista para obtenção do $\eta^2$ .....	57
<b>Tabela 38</b> - Valor da informação ( <i>VDI</i> ) para os reservatórios A e B em função do método de aquisição sísmica considerando variação linear para obtenção do $\eta^2$ .....	58
<b>Tabela 39</b> - Valor da informação ( <i>VDI</i> ) para os reservatórios A e B em função do método de aquisição sísmica considerando variação polinomial pessimista para obtenção do $\eta^2$ .....	58
<b>Tabela 40</b> - Valor da informação ( <i>VDI</i> ) para os reservatórios A e B em função do método de aquisição sísmica considerando variação polinomial otimista para obtenção do $\eta^2$ .....	59
<b>Tabela 1A</b> - Fluxo de caixa para o cenário 1, sem informação da sísmica 4D.....	68
<b>Tabela 1B</b> - Fluxo de caixa para o cenário 2, sem informação da sísmica 4D.....	69
<b>Tabela 1C</b> - Fluxo de caixa para o cenário 3, sem informação da sísmica 4D.....	69
<b>Tabela 1D</b> - Fluxo de caixa para o cenário 4, sem informação da sísmica 4D.....	70
<b>Tabela 1E</b> - Fluxo de caixa para o cenário 5, sem informação da sísmica 4D.....	70
<b>Tabela 1F</b> - Fluxo de caixa para o cenário 1, com informação da sísmica 4D.....	71
<b>Tabela 1G</b> - Fluxo de caixa para o cenário 2, com informação da sísmica 4D.....	71
<b>Tabela 1H</b> - Fluxo de caixa para o cenário 3, com informação da sísmica 4D.....	72
<b>Tabela 1I</b> - Fluxo de caixa para o cenário 4, com informação da sísmica 4D.....	72

<b>Tabela 1J</b> - Fluxo de caixa para o cenário 5, com informação da sísmica 4D.....	73
---	----

## LISTA DE FIGURAS

<b>Figura 1</b> - Gráfico de incompressibilidade da rocha versus pontuação com valores médios de incompressibilidade para cada ponto, obtidos da tabela de pontuação para os parâmetros de rocha e fluido.....	9
<b>Figura 2</b> - Gráfico de contraste de compressibilidade versus pontuação com valores médios de compressibilidade dos fluidos para cada ponto, obtidos da tabela de pontuação para os parâmetros de rocha e fluido.....	10
<b>Figura 3</b> - Gráfico de mudança de saturação de fluidos versus pontuação com valores médios de mudança de saturação de fluidos para cada ponto, obtidos da tabela de pontuação para os parâmetros de rocha e fluido.....	11
<b>Figura 4</b> - Gráfico de porosidade versus pontuação com valores médios de porosidade para cada ponto, obtidos da tabela de pontuação para os parâmetros de rocha e fluido.....	12
<b>Figura 5</b> - Gráfico de mudança de impedância versus pontuação com valores médios de mudança de impedância para cada ponto, obtidos da tabela de pontuação para os parâmetros de rocha e fluido Gráfico de impedância versus pontuação.....	14
<b>Figura 6</b> - Modelo de árvore de decisão utilizado para quantificar o valor da informação sísmica 4D (Waggoner, 2000).....	19
<b>Figura 7</b> - Modelo de árvore de decisões para quantificação da informação da sísmica 4D (Berteussen, 2006).....	21
<b>Figura 8</b> - Gráfico do valor da informação ( <i>VDI</i> ) bruto em função do fator de redução de incerteza ( $\eta^2$ ) .....	22

<b>Figura 9</b> - Gráfico do valor da informação (MM \$) versus coeficiente de correlação $\rho$ .....	24
<b>Figura 10</b> - Fluxograma de incertezas envolvidas no cálculo do valor presente líquido ( <i>VPL</i> ).....	31
<b>Figura 11</b> - Gráfico de pontuação versus $\eta^2$ .....	37
<b>Figura 12</b> - Aquisição de dados sísmicos utilizando os métodos streamer (A) e cabos de fundo (B).....	39
<b>Figura 13</b> - Gráfico de comportamento da RGO por ano para reservatórios com mecanismo de produção de gás em solução.....	43

## NOMENCLATURA

### Nomenclatura utilizada no corpo do texto

E&P	Exploração e Produção
DP	Desenvolvimento da Produção
VDI	Valor da informação, equivalente a VDII
VPL	Valor presente líquido
$C_{inf}$	Custo da informação
VME	Valor monetário esperado
VDII	Valor da informação imperfeita
VDIP	Valor da informação perfeita
$\rho$	Coefficiente de correlação
$\eta^2$	Fator de penalização da informação perfeita
$VPL_{ci}$	Valor presente líquido com informação
$VPL_{si}$	Valor presente líquido sem informação
ci	Com informação
si	Sem informação
TMA	Taxa mínima de atratividade

UEP	Unidade estacionária de produção
NRMS	<i>Normalized root-mean-square</i>
RGO	Razão gás-óleo
BSW	<i>Basic Water and Sediments</i>
OBC	<i>Ocean Bottom Cable</i>



## RESUMO

Este trabalho apresenta um método de estimativa do valor da informação da sísmica 4D para campos produtores de petróleo, em que se deseja obter novas informações de reservatório, com o objetivo de maximizar o retorno financeiro destes campos petrolíferos.

Os projetos de sísmica 4D têm se mostrado bastante atrativos do ponto de vista técnico e econômico, ocasionando quase sempre, um melhor gerenciamento do campo petrolífero e, conseqüentemente, melhores retornos financeiros. Porém, o elevado número de projetos concomitantes torna a demanda por informação tão intensa que a empresa precisa estabelecer critérios para priorizar os diversos projetos de aquisição de novas informações. A forma comumente utilizada é a quantificação do valor da informação baseado no fluxo de caixa futuro. O problema é que raramente existe um método padrão para a quantificação do valor da informação e os projetos concorrentes são muitas vezes valorados por critérios subjetivos e distintos.

A metodologia, apresentada neste trabalho, considera que as características do fluido presente no reservatório, da rocha reservatório e da qualidade dos dados sísmicos influenciam no resultado do projeto, assim como o preço do óleo utilizado no cálculo, a previsão de produção e dos custos de produção, integrando desta forma a parte técnica e econômica.

Para a determinação do valor da informação foi utilizado o método de penalização do valor da informação perfeita. Para a obtenção do fator de

penalização da informação perfeita, foram desenvolvidos modelos considerando estratégias diferentes antes da aquisição da sísmica 4D

Para exemplificar a utilização da metodologia, foi realizado um estudo de caso para dois reservatórios de diferentes litologias, situados na Bacia de Campos e com mais de 20 anos de produção. O estudo mostra que é possível quantificar o valor da informação, integrando fatores técnicos e econômicos, desde que sejam conhecidas algumas características do reservatório. Espera-se que a utilização desta metodologia proporcione uma maneira objetiva e uniforme para calcular o valor da informação da sísmica 4D, permitindo desta forma, a comparação entre projetos elaborados por diferentes analistas.

**Palavras-chave:** Valor da informação, sísmica 4D, monitoramento de reservatório

## **ABSTRACT**

This study attempts to present a method for estimating the value of 4D seismic for production oil fields, for which we would like to obtain additional information about the reservoir, with the intention of obtaining maximum financial return.

4D seismic projects have, in general, proved to be attractive from a production and economic point of view, resulting in better administration of the oil fields and, consequently, in better financial returns. However, when a larger number of projects are being studied at the same time, it becomes essential that priorities be established. The most common way used to define priorities is to attempt to quantify the economic feasibility of each project based on future cash flow. In practice, however, a standard method rarely exists to clearly define priorities for competing projects and consequently they are often evaluated by subjective methodology.

To determine the value of information, it was decided to use a method which has been described as “the method of penalizing the value of perfect information”. This method aims to develop models which will try to define a factor for “penalizing perfect information” considering different strategies before incurring the costs of acquisition 4D seismic.

To demonstrate this methodology, a case study was developed using two reservoirs of different rock types located in the Campos Basin which have been producing for more than 20 years. The study shows that it is possible to quantify the value of information combining technical and economic considerations when the more relevant characteristics of each reservoir are known.

It is, therefor, hoped that the use of this methodology will permit an objective and uniform way for calculating the value of information for 4D seismic, which will permit comparisons between projects prepared by different analysts.

**Keywords :** value of information, 4D seismic, seismic reservoir monitoring

## 1. INTRODUÇÃO

Na atividade de exploração e produção de petróleo (E&P), existe a preocupação com o controle do risco associado ao desenvolvimento de um determinado campo, devido às várias fontes de incerteza envolvidas no processo. Tais riscos provêm principalmente da complexidade geológica do reservatório e dos processos de escoamento da produção dentro e fora do reservatório, cuja viabilidade é impactada pelo cenário econômico (economia em recessão ou em crescimento) e por fatores tecnológicos (mudança de tecnologia) e políticos (mudança de governo, guerra ou acordos políticos). É comum uma empresa de petróleo ter, em sua carteira de investimentos, vários projetos de desenvolvimento da produção (DP) da ordem de centenas à milhares de milhões de dólares, havendo necessidade de se estabelecer uma ordem de prioridade, visando o maior retorno financeiro possível (Coelho & Suslick, 2005). Com relação ao grau de incerteza associado ao desenvolvimento de cada projeto, há um interesse cada vez maior em quantificá-lo e reduzi-lo, através da aquisição de novas informações que facilitem o processo de tomada de decisão. A falta de investimento suficiente na aquisição de informações adequadas para estimar o retorno financeiro pode implicar em retorno superestimado ou perda subestimada, prejudicando a avaliação do projeto (Begg *et al.*, 2002).

A sísmica de reflexão é o principal método geofísico usado na prospecção de hidrocarbonetos, em função da sua capacidade de fornecer detalhes da estrutura da crosta bem como de propriedades físicas e elásticas das camadas que a compõem. Neste método observa-se o comportamento das ondas sísmicas que,

após penetrarem na crosta, são refletidas nos contatos das camadas com diferentes propriedades elásticas e retornam à superfície onde são detectadas por sensores (geofones ou hidrofones). Os dados registrados são processados em computador para obtenção de uma seção sísmica com uma escala horizontal que indica o comprimento ou distância e uma escala vertical em tempo ou em profundidade.

A sísmica 4D, que consiste em dois ou mais levantamentos sísmicos 3D adquiridos em um determinado intervalo de tempo, é uma técnica utilizada para a interpretação a respeito da movimentação de fluidos e variações na pressão do reservatório. O seu principal objetivo é prover informações que possibilitem uma otimização na produção futura de campos de petróleo através da identificação de áreas com óleo não drenado. Além disso, a utilização da informação da sísmica 4D permite um melhor controle da produção, frequentemente evitando a chegada prematura de água nos poços, melhorando a locação de novos poços e orientando a implantação dos projetos de recuperação secundária.

A sísmica 4D começou a ser utilizada no início dos anos 80, porém tornou-se comercial no final dos anos 90. No Mar do Norte, a sísmica 4D tem sido amplamente utilizada. Em 1995, num projeto da Statoil-Schlumberger no campo Gullfaks, foram identificadas áreas com óleo remanescente, ainda não lavadas pela água, bem como áreas já completamente lavadas pela água. Mais tarde foram realizados levantamentos sísmicos 4D em outros campos no Mar do Norte, incluindo os campos Schiehallion, Foinaven, Draugen, Troll, Oseberg, Norne, Staffjord, Forties e Gannet (Amundsen, 2007). No Brasil, os primeiros levantamentos sísmicos 4D foram realizados nos campos terrestres Fazenda Alvorada, em 1994, e Alto do Rodrigues, em 1998, situados respectivamente nas Bacias do Recôncavo (Bahia) e Potiguar (Rio Grande do Norte) (Johann *et al.*, 2006). A partir de 2000 foram contratados, de forma sistemática, serviços para a aquisição da sísmica 4D, com o objetivo de retardar a curva de declínio em áreas consideradas estratégicas. Em 2005, foi realizada uma aquisição sísmica 4D no campo de Marlim, maior campo produtor brasileiro da atualidade, visando a obtenção de benefícios e redução dos riscos envolvidos nos projetos de novos poços. Antes da realização da sísmica 4D, já havia sido aprovada a perfuração de seis novos poços e 13 novas locações já estavam sendo previstas para a fase complementar de desenvolvimento do campo de Marlim. Segundo Oliveira (2008), a avaliação do reservatório foi realizada através da comparação entre os mapas de diferença de amplitude sísmica das aquisições

de 2005 e 1997. Com a nova interpretação, quatro dos seis novos poços, aprovados antes da realização da sísmica 4D, obtiveram benefícios e um quinto poço foi perfurado em seguida. Posteriormente, os resultados de produção e os dados dos poços perfurados comprovaram as indicações da sísmica 4D, tais como a existência de uma capa de gás secundária (região confinada com alta pressão) e de heterogeneidades litológicas no reservatório, como a não continuidade do folhelho (rocha de baixa permeabilidade que costuma servir como uma barreira para a passagem de fluidos) entre um poço injetor e um poço produtor. Um novo modelo geológico foi elaborado a partir dos dados da sísmica 4D, juntamente com um novo modelo de simulação, o que resultou no cancelamento de duas novas locações e no reposicionamento de outras 10 locações, pertencentes à fase complementar de desenvolvimento do campo de Marlim. Muitas locações de poços foram modificadas por causa da indicação de água e presença de falhas selantes. Comparando os resultados das simulações antes e depois da sísmica 4D, o retorno financeiro esperado dobrou por conta de um aumento de quase 5 % no total da produção de óleo e da otimização na perfuração de novos poços. A produção por poço aumentou cerca de 24 %.

Segundo Osdal *et al.* (2005), grande parte dos projetos de sísmica 4D já realizados ocorreram predominantemente em reservatórios petrolíferos clásticos (arenitos), margens passivas e *rifts*. No Mar do Norte, atualmente, cerca de 75 % dos levantamentos sísmicos estão associados à futuras repetições das aquisições. No restante do mundo, este percentual diminui para menos de 10 %, porém, encontra-se em crescimento com projetos no Golfo do México, Oeste da África e América do Sul. Ainda segundo Osdal *et al.* (2005), alguns analistas estimam que com o uso crescente da sísmica 4D, deve-se ter um incremento de cerca de 8 a 11,5 milhões de barris por dia (bpd) na produção mundial de petróleo, até 2020.

Diante de tantas evidências, os benefícios da sísmica 4D são inquestionáveis, mas a questão que se coloca é como avaliar financeiramente um projeto de sísmica 4D? Um método bastante utilizado para avaliação econômica de um projeto de aquisição de informação é a determinação do valor da informação através da diferença dos valores monetários esperados, com informação e sem informação, para diversos cenários possíveis representados em uma árvore de decisões. Alguns autores como Waggoner (2000), Ballin *et al.* (2005) e Berteussen (2006) utilizaram a árvore de decisões, com base na Teoria de Bayes, para

avaliação econômica de projetos de sísmica 4D. Porém, segundo Xavier (2006), existe muita incerteza na avaliação dos projetos de petróleo, principalmente no preço do óleo e nas características do reservatório, onde muitas vezes o cálculo do valor da informação é simplificado demais, resultando num valor subestimado. Algumas metodologias avaliam o valor da informação considerando apenas uma ou algumas possíveis estratégias de produção, quando deveriam considerar a possibilidade de cada um dos cenários possíveis ter uma estratégia específica, após a obtenção da informação.

Uma das metodologias utilizadas para a determinação do valor da informação, ou simplesmente *VDI*, consiste primeiro no cálculo do valor da informação perfeita (*VDIP*), a qual não considera qualquer incerteza que possa reduzir o conteúdo de informação nos dados. Depois esse valor é penalizado por um fator para compensar o fato da informação ser imperfeita. Desse valor calculado é subtraído o custo da informação e assim se obtém o valor líquido da informação (*VLDI*). Se o *VLDI* for positivo, o projeto de investir em informação é recomendado. Se o *VLDI* for negativo, esse projeto de investir em informação é rejeitado.

Este trabalho tem como objetivo apresentar uma metodologia que seja tecnicamente embasada e que represente as incertezas envolvidas no cálculo do valor da informação da sísmica 4D, através da determinação do valor da informação perfeita (*VDIP*), seguido da estimativa do valor da informação imperfeita (*VDII*), considerando as informações pré-existentes de reservatório e da qualidade de aquisição de dados sísmicos. Assumindo que o valor da informação imperfeita (*VDII*) é o valor realizável na prática, define-se nesta dissertação o valor da informação (*VDI*) da sísmica 4D como sendo o *VDII*.

O valor da informação perfeita (*VDIP*) é calculado a partir da diferença entre o valor presente líquido (*VPL*) ponderado pelas chances de ocorrência dos cenários, com e sem informação sísmica. Os cenários devem representar todas as possíveis combinações para diferentes variáveis tais como previsões de produção, investimentos e custos de produção.

O fator de penalização, denominado nesta dissertação de fator de fator de penalização da informação perfeita, é obtido a partir do critério de avaliação técnica desenvolvido por Lumley *et al.* (1997) e da estratégia adotada pelo analista ou pela empresa. Este critério de avaliação técnica da sísmica 4D é apresentado no Capítulo 2. No Capítulo 3 são abordados os métodos de obtenção do valor da informação de



forma direta e de penalização do valor da informação perfeita. No Capítulo 4 é apresentado o método para estimativa do valor da informação perfeita. O método utilizado para a determinação do fator de penalização do valor da informação perfeita é apresentado no Capítulo 5. O Capítulo 6 apresenta uma aplicação da metodologia utilizando-se valores médios para as propriedades de fluido e rocha de um reservatório arenoso e de um outro reservatório carbonático, ambos situados na Bacia de Campos e com mais de 20 anos de produção. Neste Capítulo também são comparados diferentes métodos de aquisição sísmica para os dois reservatórios. No Capítulo 7 são apresentadas as conclusões e as recomendações para trabalhos futuros. As referências bibliográficas encontram-se no Capítulo 8. Há ainda um Apêndice contendo tabelas com o valor presente líquido obtido para cada cenário, considerado no estudo de caso.

## 2. AVALIAÇÃO TÉCNICA DA SÍSMICA 4D

Em 1997, Lumley *et al.* apresentaram um método para avaliação da viabilidade técnica da sísmica 4D, através de um sistema de pontuação que considera a influência de 5 parâmetros de rocha e fluido (incompressibilidade da rocha, contraste de compressibilidade de fluido, mudança de saturação de fluidos na sísmica 4D, porosidade e mudança de impedância prevista) e de 4 parâmetros de qualidade da sísmica (qualidade da imagem sísmica, resolução sísmica, contatos entre fluidos e repetibilidade sísmica). Os parâmetros de rocha e fluido que interferem no resultado de um monitoramento sísmico 4D estão relacionados ao processo de substituição de fluidos (óleo, água ou gás) que ocorre no interior de um reservatório de petróleo. Para cada parâmetro é atribuída uma pontuação máxima de 5 pontos, sendo a pontuação máxima total igual a 45 pontos. Segundo Lumley *et al.* (1997), a pontuação mínima necessária para a informação da sísmica 4D agregar valor é de 27 pontos, sendo requeridos pelo menos 15 pontos nos parâmetros de rocha e fluido e 12 pontos na qualidade da sísmica. A pontuação total é obtida da seguinte forma:

Pontuação total = pontos da compressibilidade da rocha seca + pontos do contraste de compressibilidade de fluido + pontos da mudança de saturação do fluido + pontos da porosidade + pontos da mudança de impedância prevista +  $\sum$  pontos da qualidade da imagem + pontos da resolução sísmica + pontos dos contatos entre fluidos +  $\sum$  pontos da repetibilidade

Ainda segundo Lumley *et al.* (1997), a pontuação para os parâmetros de rocha e fluido é obtida de acordo com os valores apresentados na tabela 1.

Tabela 1 - Pontuação para os parâmetros de rocha e fluido (Fonte Lumley *et al.*, 1997, *Table 2. Reservoir scorecard*)

Propriedade	Unidade	Pontuação					
		5	4	3	2	1	0
Incompressibilidade da Rocha	GPa	<3	3-5	5-10	10-20	20-30	30+
Contraste de Compressibilidade de Fluido	%	250+	150-250	100-150	50-100	25-50	0-25
Mudança de Saturação dos Fluidos	%	50+	40-50	30-40	20-30	10-20	0-10
Porosidade	%	35+	25-35	15-25	10-15	5-10	0-5
Mudança de Impedância	%	12+	8-12	4-8	2-4	1-2	0

A seguir, são apresentados todos os parâmetros e como eles interferem no resultado da sísmica 4D.

## 2.1 - Incompressibilidade da Rocha

A incompressibilidade de uma rocha isotrópica é definida como a razão entre a tensão hidrostática e sua deformação volumétrica. Este parâmetro pode ser relacionado com a velocidade e a densidade através da seguinte equação:

$$K_{sat} = \rho_B (V_p^2 - \frac{4}{3} V_s^2) \quad (1)$$

onde

$\rho_B$ , é a densidade da rocha,

$V_p$ , é a velocidade compressional e

$V_s$ , é a velocidade cisalhante.

Sendo a densidade de uma rocha descrita em função da densidade do fluido ( $\rho_f$ ), porosidade ( $\phi$ ) e densidade do grão da matriz rochosa ( $\rho_o$ ) conforme a equação (2).

$$\rho_B = \rho_o(1 - \phi) + \rho_f \phi \quad (2)$$

As propriedades elásticas da rocha seca são medidas através de amostras não saturadas ou preenchidas de gás. Rochas com valores baixos para a incompressibilidade da rocha são mais compressíveis, dependendo também do tipo de fluido que estiver ocupando os espaços nos poros. Em contrapartida, rochas com altos valores são mais incompressíveis e sua compressibilidade varia pouco em função da saturação.

O método mais utilizado para aplicação da técnica de substituição de fluidos para frequências sísmicas se baseia na teoria de Gassmann (Gassmann, 1951). A equação de Gassmann relaciona a incompressibilidade da rocha saturada,  $K_{sat}$ , com sua porosidade, a incompressibilidade do esqueleto,  $K_d$ , a incompressibilidade da matriz do mineral,  $K_o$ , e a incompressibilidade do fluido que preenche o espaço poroso,  $K_f$ , conforme pode ser visto na equação (3).

$$K_{sat} = K_d + \frac{\left(1 - \frac{K_d}{K_o}\right)^2}{\frac{\phi}{K_f} + \frac{(1-\phi)}{K_o} + \frac{K_d}{K_o^2}} \quad (3)$$

A Figura 1, representa a pontuação de acordo com a variação da incompressibilidade da rocha. Os pontos do gráfico foram obtidos a partir dos valores médios de cada intervalo, apresentados na Tabela 1, e a curva preta pontilhada foi obtida através de um ajuste exponencial, considerado o melhor ajuste para esses pontos. A Figura 1 mostra que quanto menor for a incompressibilidade da rocha maior será a pontuação, já que maior será a porosidade da rocha e, portanto, maior será a quantidade de fluidos presentes no interior dos poros, facilitando desta forma a visualização de fluidos num monitoramento sísmico 4D.

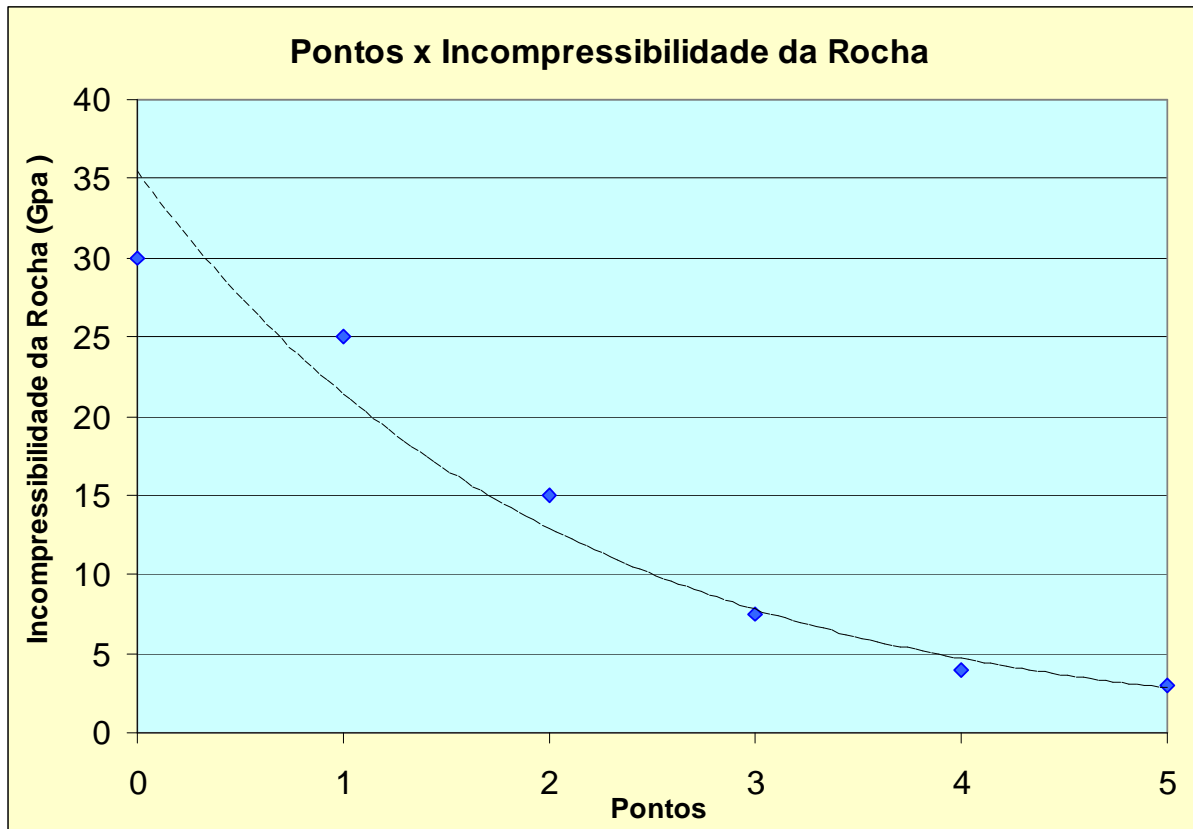


Figura 1 - Gráfico de incompressibilidade da rocha versus pontuação com valores médios de incompressibilidade para cada ponto, obtidos da tabela de pontuação para os parâmetros de rocha e fluido.

## 2.2 - Contraste de Compressibilidade de Fluido

O contraste de compressibilidade de fluido representa a diferença de incompressibilidade do fluido 1 para o fluido 2  $(Kf_2 - Kf_1)/Kf_1$ , onde o fluido 1 é o fluido inicialmente no espaço poroso e o fluido 2 é o fluido remanescente. O processo de troca de fluido no espaço poroso envolve também mudanças de pressão, de densidade da rocha reservatório e de temperatura. Geralmente, um grande contraste de compressibilidade de fluido é a melhor maneira de visualizar dois fluidos separadamente na sísmica.

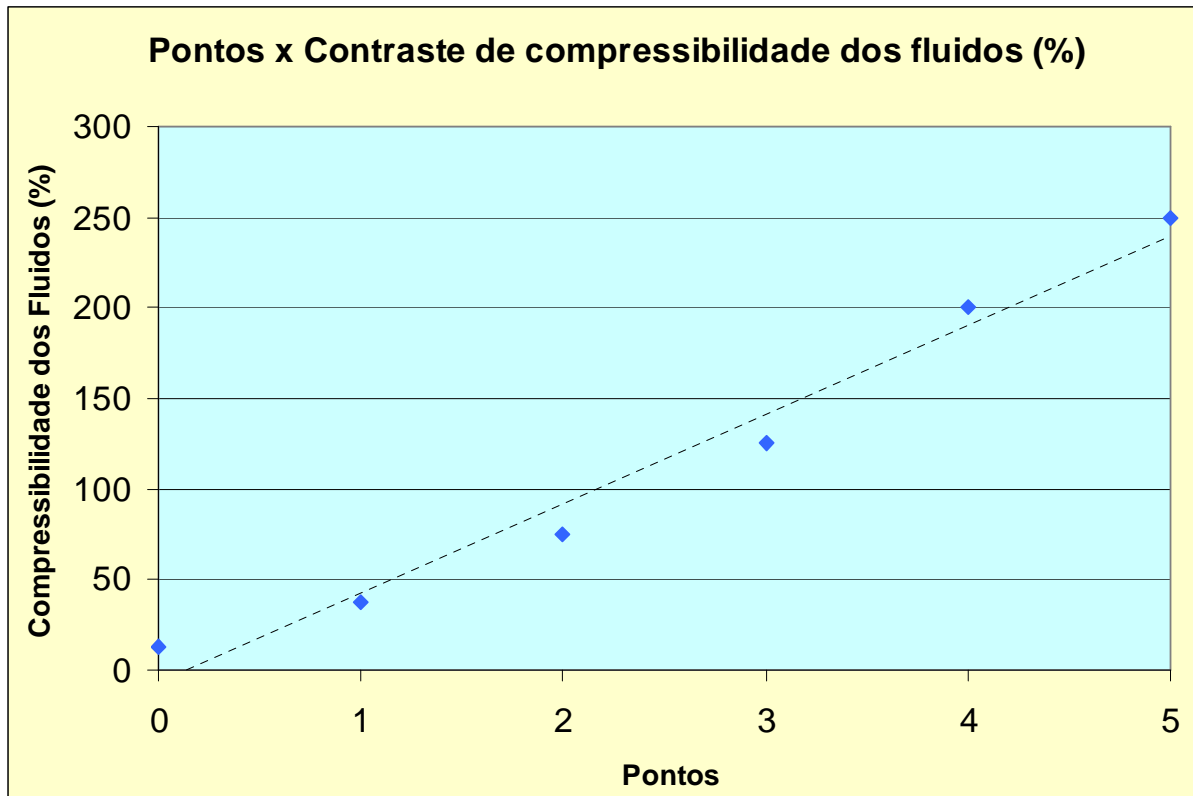


Figura 2 - Gráfico de contraste de compressibilidade versus pontuação com valores médios de compressibilidade dos fluidos para cada ponto, obtidos da tabela de pontuação para os parâmetros de rocha e fluido.

A Figura 2 representa a variação da pontuação de acordo com o contraste de compressibilidade dos fluidos. Os pontos do gráfico foram obtidos a partir dos valores médios de cada intervalo, apresentados na Tabela 1, e a curva preta pontilhada foi obtida através de um ajuste linear, considerado o melhor ajuste para esses pontos. O gráfico mostra que quanto maior for o contraste de compressibilidade dos fluidos maior será a pontuação.

### 2.3 - Mudança na Saturação dos Fluidos na Sísmica 4D

Define-se saturação de um determinado fluido em um meio poroso como sendo a fração ou a porcentagem do volume de poros ocupada pelo fluido (água, óleo ou gás), conforme a equação (4).

$$S_f = \frac{V_f}{V_p} \cdot 100\% \quad (4)$$

onde

$S_f$  , é a saturação do fluido,

$V_f$  , é o volume do fluido e

$V_p$  , é o volume poroso.

A mudança na saturação de fluidos na sísmica 4D é a diferença entre os valores da saturação inicial e da saturação final do fluido que está sendo monitorado.

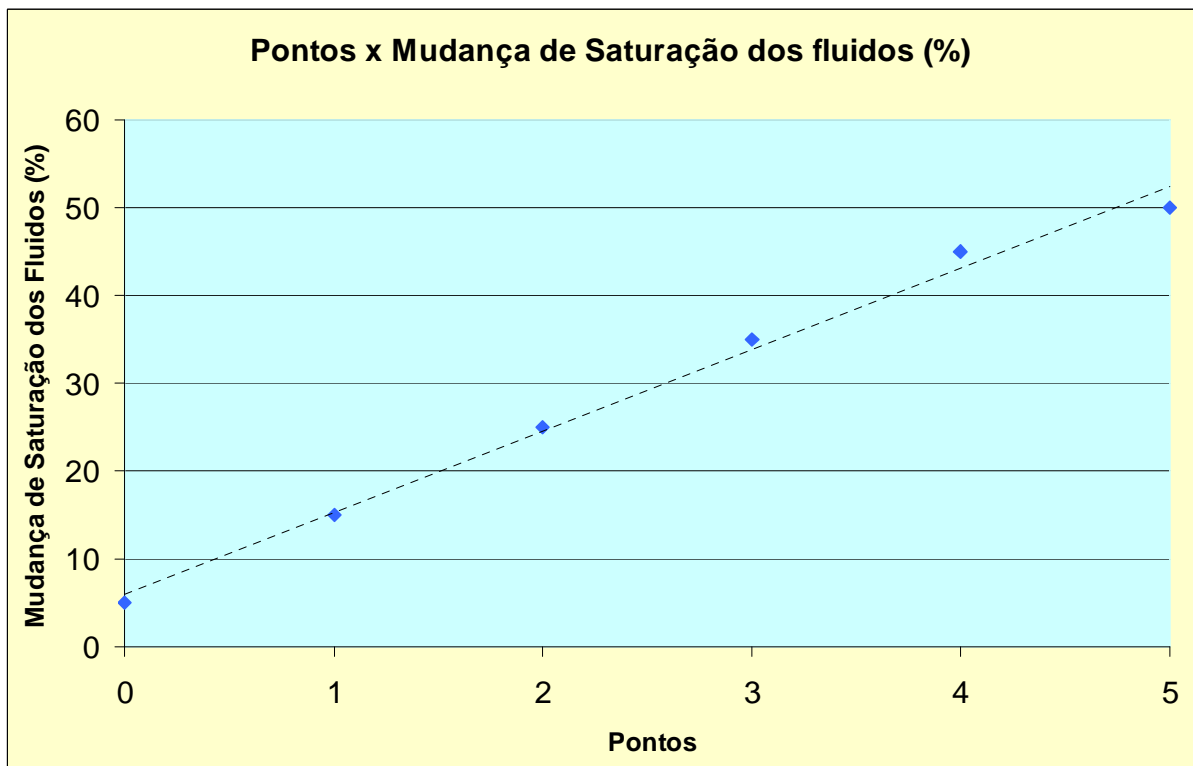


Figura 3 - Gráfico de mudança de saturação de fluidos versus pontuação com valores médios de mudança de saturação de fluidos para cada ponto, obtidos da tabela de pontuação para os parâmetros de rocha e fluido.

A Figura 3 representa a variação da pontuação de acordo com a mudança de saturação de fluidos. Os pontos do gráfico foram obtidos a partir dos valores médios de cada intervalo, apresentados na Tabela 1, e a curva preta pontilhada foi obtida através de um ajuste linear, considerado o melhor ajuste para esses pontos.

O gráfico mostra que quanto maior for a mudança de saturação de fluidos maior será a pontuação.

## 2.4 - Porosidade

A porosidade de uma rocha é definida como sendo a relação entre o volume de vazios e o seu volume total. A porosidade da rocha depende do tamanho, forma, arranjo e homogeneidade dos grãos. Para grãos de tamanho variado, a porosidade tende a ser menor do que para grãos de tamanho uniforme, uma vez que os grãos menores ocupam os espaços vazios entre os maiores. É um parâmetro adimensional, que pode ser expresso por um valor absoluto ou em porcentagem, conforme a equação (5).

$$\phi = \frac{V_p}{V_t} \cdot 100\% \quad (5)$$

onde

$V_p$ , é o volume de poros e

$V_t$ , é o volume total da rocha.

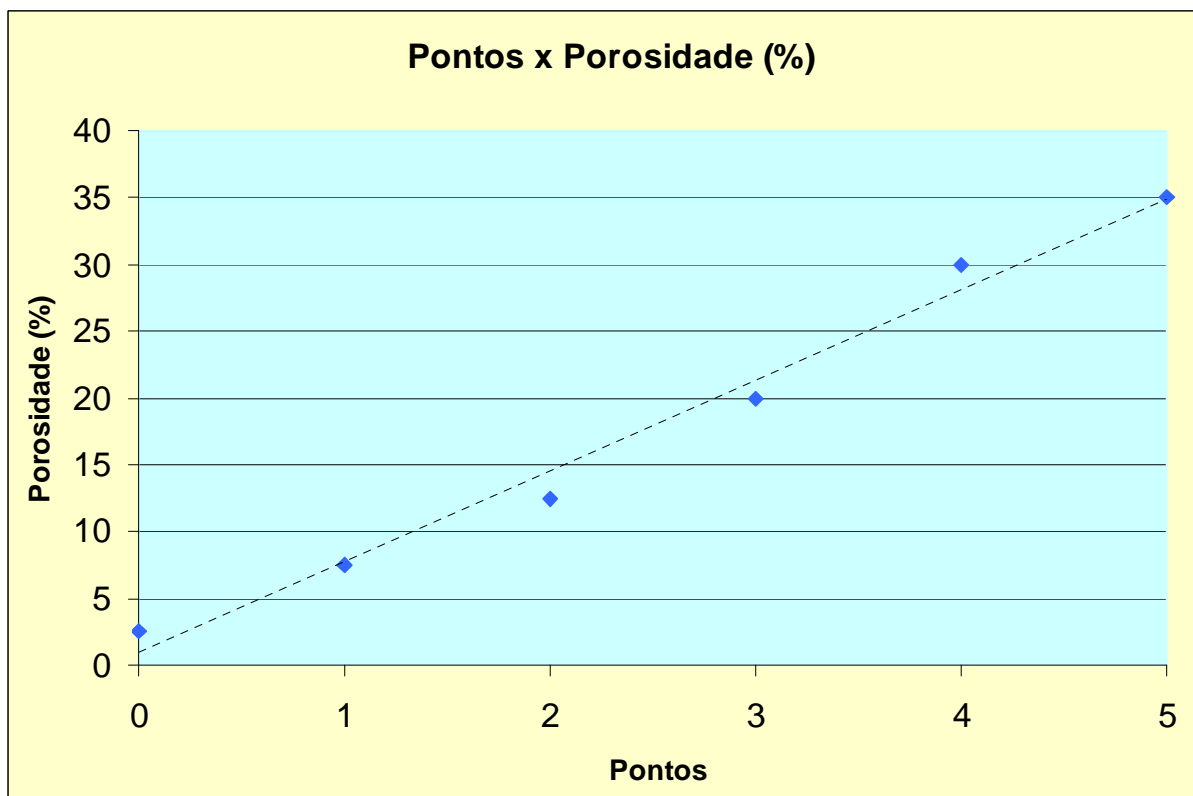


Figura 4 - Gráfico de porosidade versus pontuação com valores médios de porosidade para cada ponto, obtidos da tabela de pontuação para os parâmetros de rocha e fluido.



A Figura 4 representa a variação da pontuação em relação à porosidade da rocha reservatório. Os pontos do gráfico foram obtidos a partir dos valores médios de cada intervalo, apresentados na Tabela 1, e a curva preta pontilhada foi obtida através de um ajuste linear, considerado o melhor ajuste para esses pontos. O gráfico mostra que quanto maior for a porosidade da rocha maior será a pontuação, pois existirá mais fluido no espaço poroso e mais fácil será a visualização da mudança de fluidos na sísmica 4D.

## 2.5 - Mudança de Impedância Prevista

O produto da velocidade da onda num meio,  $v$ , pela densidade deste meio,  $\rho$ , é definido como impedância acústica, representada por :

$$Z = v \cdot \rho \quad (6)$$

A reflexão é uma consequência do contraste da impedância acústica entre um e outro material. Para uma onda em meio homogêneo e isotrópico com incidência normal, este contraste da impedância acústica entre dois materiais, chamado de coeficiente de reflexão, pode ser determinado através da equação (7).

$$R_{n+1} = \frac{Z_{n+1} - Z_n}{Z_{n+1} + Z_n} \quad (7)$$

onde,  $n$  e  $n+1$  indicam as diferentes camadas consideradas no deslocamento da onda.

A mudança de impedância é calculada através das alterações de saturação, pressão e temperatura iniciais (no tempo 1) para o tempo 2, decorrentes da produção.

Os pontos do gráfico foram obtidos a partir dos valores médios de cada intervalo, apresentados na Tabela 1, e a curva preta pontilhada foi obtida através de um ajuste exponencial, considerado o melhor ajuste para esses pontos. O gráfico mostra que quanto maior for a mudança de impedância maior será a pontuação, já

que as mudanças de fluidos dentro do reservatório poderão ser visualizadas mais facilmente na sísmica 4D.

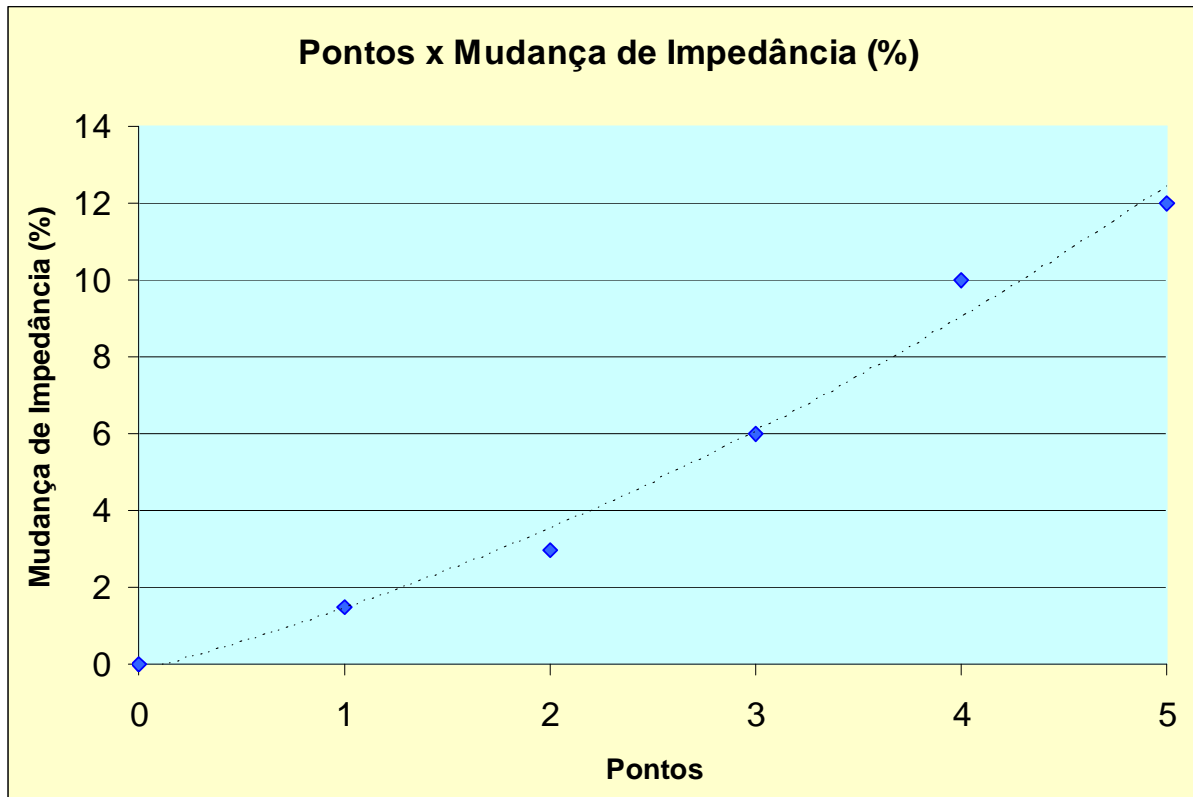


Figura 5 - Gráfico de mudança de impedância versus pontuação com valores médios de mudança de impedância para cada ponto, obtidos da tabela de pontuação para os parâmetros de rocha e fluido.

## 2.6 - Qualidade da Imagem Sísmica

A qualidade da imagem sísmica geralmente está associada à razão sinal-ruído, que tem que ser boa o suficiente para preservar as diferenças detectáveis no sinal sísmico. Segundo Lumley *et al.* (1997), a pontuação é determinada conforme a Tabela 2.

Tabela 2 - Distribuição de pontos para a qualidade da imagem sísmica

Qualidade boa no empilhamento ou migração	1
Imagem clara da reflexão do reservatório	1
Amplitudes confiáveis e significativas na imagem do reservatório	1
Inexistência de ruídos e múltiplas dificultando a visualização da zona do reservatório	1
Sem gás a baixas profundidades, estáticas, anomalias de velocidade, etc... que possam causar falta de clareza na imagem do reservatório	1
Pontuação Máxima	5

## 2.7 - Resolução Sísmica

Para a obtenção do sucesso da sísmica 4D é necessário que haja uma boa resolução sísmica. Segundo Lumley *et al.* (1997), a pontuação é determinada conforme a Tabela 3, apresentada a seguir.

Tabela 3 - Distribuição de pontos para resolução sísmica

A espessura do reservatório é ao menos metade da resolução sísmica média	1
A espessura do reservatório é ao menos igual à resolução média	2
A espessura do reservatório é ao menos duas vezes a resolução média	3
A espessura do reservatório é ao menos três vezes a resolução média	4
A espessura do reservatório é maior que quatro vezes a resolução média	5
Pontuação Máxima	5

## 2.8 - Contatos entre Fluidos

Quanto maior o número de contatos de fluidos visíveis na seção sísmica maior é a pontuação. Segundo Lumley *et al.* (1997), a pontuação é distribuída conforme a Tabela 4, apresentada a seguir.

Tabela 4 - Distribuição de pontos para o contato entre fluidos

No mínimo um contato sísmico de fluido sendo visível na seção sísmica	1
Alguns contatos sísmicos de fluidos são visíveis na seção sísmica	2
Um contato sísmico de fluido com a área mapeável	3
Vários contatos sísmicos de fluido com a área mapeável	4
Todos os contatos de fluido têm a área mapeável	5
Pontuação Máxima	5

## 2.9 - Repetibilidade Sísmica

A repetibilidade sísmica depende principalmente dos parâmetros de aquisição sísmica, como as posições da fonte e dos receptores, das condições do ambiente (condição do mar, por exemplo) e, posteriormente, do processamento.

A repetibilidade sísmica pode ser medida através do *NRMS* (*normalized root-mean-square*), definido como a diferença de amplitude *rms* dividido pela média do *rms* dos dois traços sísmicos em tempos diferentes. O valor zero indica uma repetibilidade perfeita e o valor 2 indica uma não repetibilidade. O *NRMS* é expresso em percentual, conforme pode ser visto na equação (8).

$$NRMS = \frac{2 * rms(T1_t - T2_t)}{rms(T1_t) + rms(T2_t)} \cdot 100\% \quad (8)$$

onde

$NRMS$  , significa *normalized root-mean-square* (média quadrática normalizada),

$rms$  , significa *root-mean-square* (média quadrática),

$T1$  , é o traço sísmico 1,

$T2$  , é o traço sísmico 2 e

$t$  , é o tempo.

Segundo Lumley *et al.* (1997), a pontuação para a repetibilidade sísmica é determinada conforme a Tabela 5, apresentada a seguir.

Tabela 5 - Distribuição de pontos para repetibilidade

Utilização do mesmo método de aquisição sísmica ( ex. <i>streamer</i> toda vez)	1
Utilização de uma instalação permanente do arranjo fonte/receptor	1
Precisão da fonte/receptor tendo sido verificado como sendo o esperado para um serviço 4 D	1
A mesma direção do tiro em todos os serviços	1
O mesmo espaçamento e distribuição offset/azimute foram utilizados em cada serviço	1
Pontuação Máxima	5

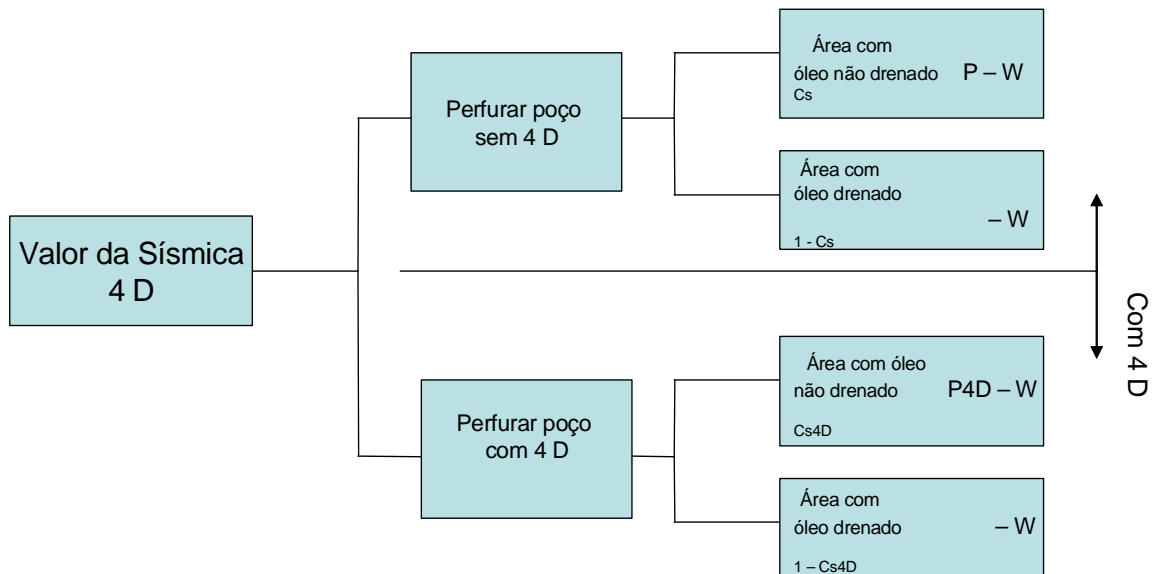
### 3.CÁLCULO DO VALOR DA INFORMAÇÃO

Neste capítulo são apresentados e comentados alguns métodos utilizados atualmente para estimativa do valor da informação da sísmica 4D e que serviram como base para o desenvolvimento da metodologia que será apresentada nos capítulos seguintes.

O método de árvore de decisões é utilizado por Waggoner (2000) para determinar a viabilidade econômica de realização da sísmica 4D antes da perfuração de um novo poço de produção. Nesse trabalho a árvore de decisão é empregada para representar em um mesmo gráfico as diferentes decisões que poderiam ser tomadas, com as suas respectivas chances de ocorrência e os seus respectivos valores econômicos. Em um nível inicial, a árvore de decisão é dividida em dois ramos, sendo que o ramo superior da árvore representa a perfuração de um poço novo sem a informação da sísmica 4D e o ramo inferior, a perfuração do poço com a informação da sísmica 4D, conforme apresentado na Figura 6. A diferença entre os valores auferidos nos dois ramos representa o valor da informação sísmica 4D.

A seguir, para cada ramo da árvore são considerados apenas dois cenários possíveis, um com o novo poço sendo perfurado numa área do reservatório onde o óleo já foi produzido e outro com o novo poço sendo perfurado numa área do reservatório onde o óleo ainda não foi produzido. Waggoner (2000) considera que, com a aquisição e análise da informação sísmica 4D, a chance de sucesso de se obter óleo com a perfuração do novo poço passaria de 75 % para 90 %. Segundo Waggoner (2000), esse acréscimo na chance de sucesso pode ser obtido através das informações de produção de poços já perfurados com o emprego da sísmica 4D

ou através de estudos de viabilidade técnica. Entretanto, este trabalho só considera que a informação proveniente da sísmica 4D irá gerar um aumento no percentual de sucesso de se obter óleo, quando na verdade, a informação da sísmica poderia revelar também um cenário em que a área do reservatório em investigação já tivesse sido totalmente ou parcialmente lavada pela água.



W = custo do poço  
P = valor da produção sem informação da sísmica 4 D  
P 4D = valor da produção com informação da sísmica 4 D  
C s = percentual de sucesso conhecido antes da informação da sísmica 4 D  
C S4D = percentual de sucesso previsto com a informação da sísmica 4 D

Figura 6 - Modelo de árvore de decisão utilizado para quantificar o valor da informação sísmica 4D - Fonte: Waggoner (2000).

Waggoner (2000) utiliza o percentual de sucesso máximo de 90%, ao invés de 100%, por considerar que a informação da sísmica 4D não é perfeita e atribui o mesmo valor de produção ( $P$ ) para o projeto com a informação da sísmica 4D e para o projeto sem essa informação. Neste caso, o valor monetário esperado ( $VME$ ) para o projeto pode ser obtido através das seguintes equações:

$$VME = P * C_s - W , \quad (9)$$

$$VME_{4D} = P_{4D} * C_{S4D} - W \quad (10)$$

e

$$VDI = VME_{4D} - VME , \quad (11)$$

sendo

$VME$ , o valor monetário esperado sem informação da sísmica 4D,

$VME_{4D}$ , o valor monetário esperado com informação da sísmica 4D,

$W$ , o custo do poço,

$P$ , o valor da produção sem informação da sísmica 4D,

$P_{4D}$ , o valor da produção com informação da sísmica 4D,

$Cs$ , o percentual de sucesso conhecido antes da informação da sísmica 4D,

$Cs_{4D}$ , o percentual de sucesso previsto com a informação da sísmica 4D,

$VDI$ , o valor da informação da sísmica 4D.

Portanto, substituindo as equações (9) e (10) na equação (11)

$$VDI = (P_{4D} * Cs_{4D} - W) - (P * Cs - W) \quad (12)$$

e simplificando

$$VDI = P_{4D} * Cs_{4D} - P * Cs \quad (13)$$

Como o valor da produção para o projeto com a sísmica 4 D ( $P_{4D}$ ) é igual ao valor da produção sem a sísmica 4 D ( $P$ ), então :

$$VDI = P_{4D} * (Cs_{4D} - Cs) \quad (14)$$

Berteussen (2006) também utiliza o valor monetário esperado ( $VME$ ) para calcular o valor da informação da sísmica 4D, porém utilizando um novo fator de penalização na determinação do valor da informação imperfeita. Segundo Berteussen (2006), apesar da qualidade dos dados da sísmica 4D ser considerada alta, ainda assim, existe a possibilidade dessa informação induzir o decisor a tomar uma decisão errada.

Para estimar o valor da informação imperfeita foram introduzidos os parâmetros nível de detecção e nível de alarme falso. O nível de detecção é a probabilidade do indicador informar “sim, existe óleo” quando de fato esse é o verdadeiro estado da natureza. Essa probabilidade está relacionada com o nível de alarme falso, que é a probabilidade do indicador informar que tem óleo quando na verdade não há óleo. Berteussen (2006) utiliza uma probabilidade de 90 % para o



nível de detecção e uma probabilidade de 1 % para o alarme falso. Para determinar o valor da informação imperfeita, o autor utiliza o método de árvore de decisão, conforme apresentado na Figura 7.

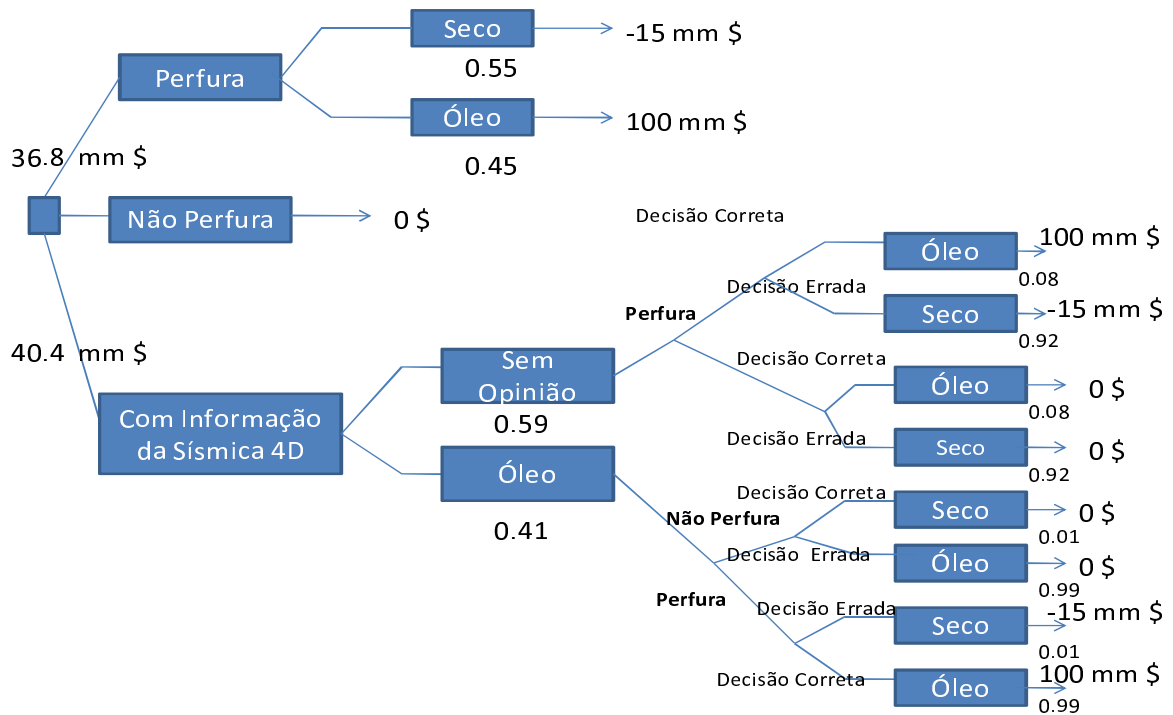


Figura 7 - Modelo de árvore de decisões para quantificação da informação da sísmica 4D (Fonte: Berteussen, 2006).

Para este exemplo, o valor da informação estimado foi de 3,6 mm\$ ( $40,4 - 36,8 = 3,6$  mm\$). Caso o nível de detecção fosse igual a 100 % e a probabilidade de alarme falso fosse igual a zero, o valor da informação seria de 8,2 mm\$ ( $100 \times 0,45 - 36,8 = 8,2$  mm\$), já que nesse caso todos os poços secos não seriam perfurados.

Ballin *et al.* (2005) apresentam um estudo de valor da informação (VDI) para um projeto de múltiplos reservatórios de gás em Trinidad e Tobago com o intuito de dar suporte à decisão de adquirir uma sísmica 4D. Para calcular o valor da informação da sísmica 4D também é utilizado o método de árvore de decisão, com o posterior cálculo do valor monetário esperado (VME). Para calcular as incertezas de vários parâmetros na árvore de decisão, como distribuição de reserva, e para auxiliar nas análises de sensibilidade, é utilizado o método de simulação de Monte Carlo. De início, é estimado o impacto que a sísmica 4D poderia causar na interpretação de muitos reservatórios compartimentados, a frequência de repetição

dos levantamentos sísmicos que seriam necessários e o benefício em termos de aumento do fator de recuperação do reservatório. Na árvore de decisão são considerados dois cenários possíveis: um reservatório compartimentado e um reservatório conectado com um ganho de reserva. O fator de chance de sucesso, nesse estudo, ficou atrelado ao ganho de reserva. Quanto maior a chance de sucesso maior é o ganho de reserva na perfuração de um poço novo. Para calcular a chance de sucesso, os autores utilizam o histórico de produção (dados de pressão combinados com balanço de material ou estudos de simulação de fluxo) do reservatório ou dados de reservatórios similares em complexidade de estrutura e qualidade petrofísica. Porém, neste trabalho, sugere-se somente um ganho de reserva de óleo com a utilização da sísmica 4D, quando na verdade o benefício pode ocorrer também através da revelação de água onde realmente há água, evitando desta forma gastos desnecessários com a perfuração de novos poços.

Outra metodologia utilizada para o cálculo do valor da informação da sísmica 4D consiste no cálculo da informação perfeita e da redução esperada de variância ou, simplesmente, fator de penalização da informação perfeita, representado por  $\eta^2$ , e definido por Dias (2005, p.273-274) como uma medida de aprendizagem para obtenção da informação imperfeita. Dias (2005) utiliza a teoria das opções reais combinada com a teoria de jogos, denominada de jogos de opções reais. Segundo Dias (2005), o valor da informação (*VDI*) pode ser obtido em função do fator de penalização da informação perfeita ( $\eta^2$ ), de forma aproximadamente linear, conforme pode ser observado na Figura 8.

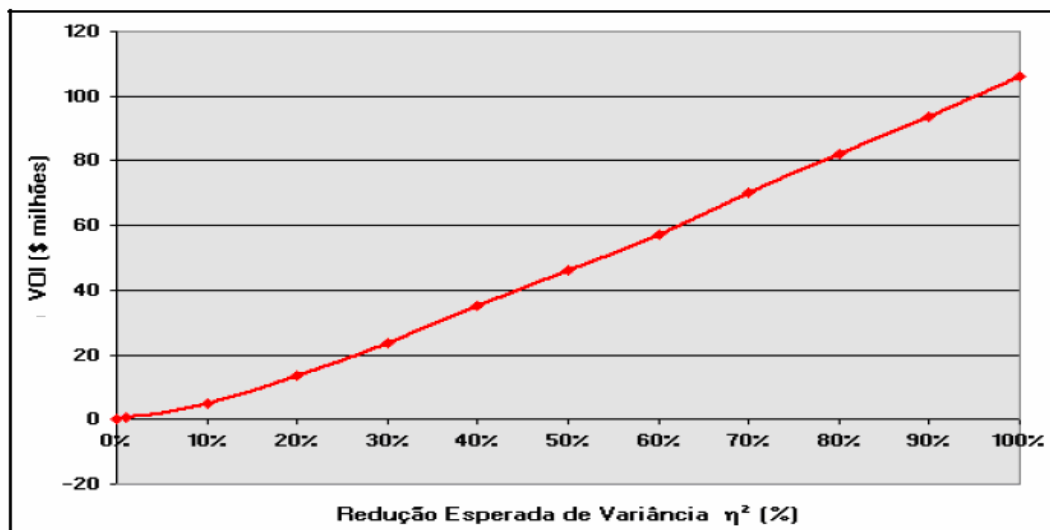


Figura 8 - Gráfico do valor da informação (*VDI*) bruto em função do fator de penalização da informação perfeita ( $\eta^2$ ) (Fonte Dias, 2005, p. 170).

A Figura 8 mostra que para  $\eta^2$  igual a zero, o valor da informação também é igual a zero. Isto é, a informação considerada não agrega nenhum ganho adicional. Para um  $\eta^2$  de 100 %, o valor da informação atinge o seu valor máximo, configurando o caso em que a informação é perfeita. Segundo Dias (2005), o valor da informação é definido como o valor da informação imperfeita, podendo ser obtido através da seguinte expressão:

$$VDI \equiv VDII = VDIP \times \eta^2 \quad (15)$$

onde

$VDII$  , é o valor da informação imperfeita,

$VDIP$  , é o valor da informação perfeita e

$\eta^2$  , representa o fator de redução esperada de variância, que pode ser descrito como

$$\eta^2 = \frac{\text{var}[FC^o] - E[\text{var}[FC^o | S]]}{\text{var}[FC^o]} \quad (16)$$

onde

$FC^o$  , é o fator de chance de ter óleo,

$S$  , é a informação obtida com os novos dados,

$FC^o | S$  , é o fator de chance de ter óleo após a obtenção do sinal ou da informação e

$\text{var}$  , é a variância.

O numerador da equação (16) representa a redução absoluta de variância, isso é, a diferença entre a variância inicial (a priori) e a variância média depois (média das variâncias das distribuições posteriores) da informação. Dividindo pela variância inicial, obtém-se uma redução percentual de variância.

Ainda segundo Dias (2005), é possível trabalhar com um fator de chance (FC) de ter óleo na área que está sendo investigada, utilizando a distribuição de Bernoulli. Esta é a distribuição mais simples que existe, sendo uma distribuição binária com apenas um parâmetro e dois cenários possíveis. Um dos cenários tem valor 1 (com probabilidade  $p$ ), normalmente chamado de sucesso, e o outro tem valor zero (com probabilidade  $1 - p$ ), chamado falha ou insucesso.

Para o caso da distribuição de Bernoulli, a fator de penalização da informação perfeita ( $\eta^2$ ) é igual ao coeficiente de correlação ao quadrado ( $\rho^2$ ). Portanto, o coeficiente de correlação ( $\rho$ ) é igual à raiz quadrada da fator de penalização da informação perfeita ( $\eta^2$ ).

$$\rho = \sqrt{\eta^2} = \eta \quad (17)$$

Os fatores de chance para cada cenário são calculados da seguinte forma:

$$FC+ = FC_{\text{priori}} + (1 - FC_{\text{priori}}) \rho$$

$$FC- = FC_{\text{priori}} - FC_{\text{priori}} \rho$$

onde

$FC+$  , é o fator de chance de sucesso após a obtenção da informação,

$FC-$  , é o fator de chance de insucesso após a obtenção da informação,

$FC_{\text{priori}}$ , é o fator de chance a priori (antes da obtenção da informação) e

$\rho$  , é o coeficiente de correlação.

Neste caso, conforme pode ser observado na Figura 9, o valor da informação ( $VDI$ ) é zero para valores de  $\rho$  até aproximadamente 20 %. Para valores de  $\rho$  acima de 20 % , a relação é uma reta exata.

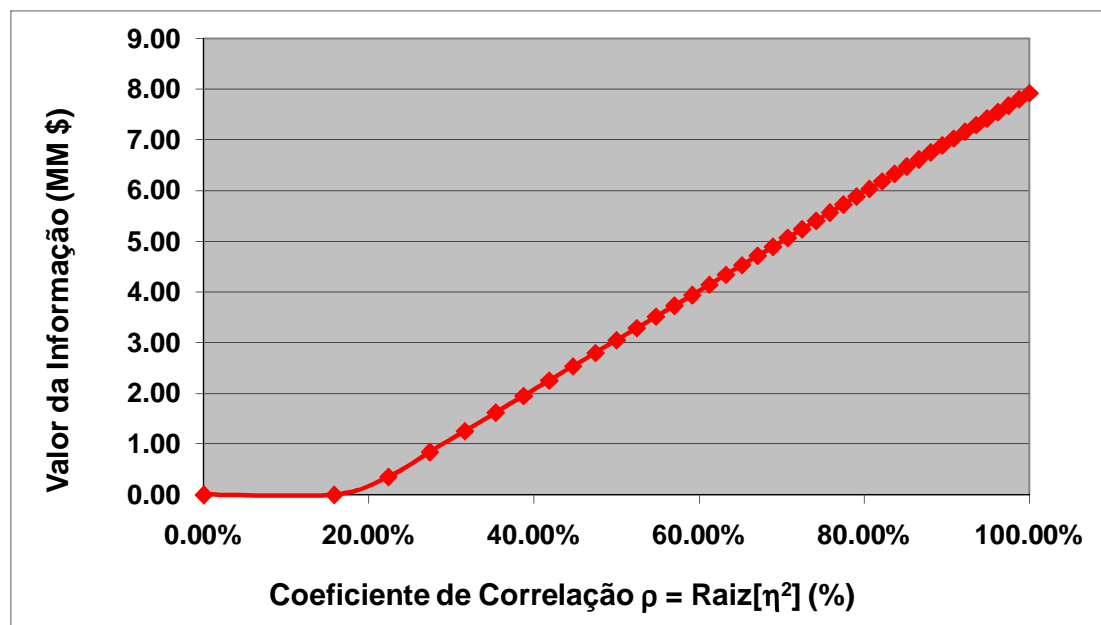


Figura 9 - Gráfico do valor da informação (MM \$) versus coeficiente de correlação  $\rho$ .

## 4. CÁLCULO DO VALOR DA INFORMAÇÃO PERFEITA

A metodologia desenvolvida nessa dissertação visa o aprimoramento do processo de avaliação de projetos de aquisição de sísmica 4D, através da quantificação do valor da informação imperfeita (*VDII*) de forma integrada com o processo de avaliação técnica, considerando parâmetros da rocha, do fluido e dos dados sísmicos a serem adquiridos. De maneira geral, primeiro calcula-se o valor da informação perfeita (*VDIP*) e depois, a partir das informações de reservatório pré-existentes e da qualidade do levantamento sísmico, ocorre uma penalização para compensar o fato da informação ser imperfeita. O cálculo do valor da informação imperfeita (*VDII*), o qual será apresentado no capítulo seguinte, é obtido a partir da equação (15) apresentada anteriormente.

Para a determinação do valor da informação perfeita (*VDIP*), o primeiro passo é a definição de cenários representativos com as suas respectivas probabilidades associadas. Para cada cenário, calcula-se um valor presente líquido (*VPL*) considerando a não realização da sísmica 4D e um outro cenário considerando um ganho econômico, devido às novas informações que serão obtidas com a sísmica 4D. O ganho econômico é estimado levando em consideração que a informação da sísmica 4D elimina toda incerteza ou risco associado. No item 4.2 são descritas as etapas que devem ser consideradas na montagem dos cenários.

Na tabela 6 é apresentado um modelo de cálculo do valor presente líquido (*VPL*) para cinco cenários diferentes.

Tabela 6 - Cálculo do valor monetário esperado para a informação perfeita

Cenários		VPL com a informação	Máx [VPL com informação,0]	VPL sem a informação	Zero nos cenários ou VPL	Δ VPL
Nome	Probabilidade					
Cenário 1	A	v	v	j	j	v - j
Cenário 2	B	w	w	k	k	w - k
Cenário 3	C	x	x	l	l	x - l
Cenário 4	D	y	y	m	m	y - m
Cenário 5	E	-z	0	-n	-n	n

Caso após a realização da sísmica 4D, algum cenário revelado apresentar um *VPL* negativo, como exemplificado no cenário 5 da Tabela 6, deve-se atribuir o valor zero para o *VPL* nesse cenário, pois considera-se que toda a incerteza que existia anteriormente foi eliminada, não sendo indicado o desenvolvimento do projeto nesse caso, conforme apresentado na coluna Máx [*VPL*, com informação,0] da Tabela 6. No caso do *VPL* sem informação, como ainda existe bastante incerteza, o *VPL* só deve ser zerado, para todos os cenários, se o somatório dos *VPLs* ponderado pelas respectivas probabilidades for menor que zero. Caso esse somatório seja maior que zero, os valores devem ser repetidos na coluna Zero nos cenários ou *VPL*, apresentada na Tabela 6. Portanto, os valores de *VPL* sem informação e com informação são calculados conforme as equações (18) e (19), apresentadas a seguir.

$$\sum VPL^{si} = j + k + l + m - n \quad (18)$$

$$\sum VPL^{ci} = v + w + x + y + 0 \quad (19)$$

Em seguida, o valor da informação perfeita (*VDIP*) é calculado através da diferença entre o valor presente líquido com a informação perfeita e o valor presente líquido sem informação multiplicado pela probabilidade de ocorrência para cada cenário, conforme a equação (20), apresentada a seguir.

$$VDIP = \sum_{i=1}^n (VPL_i^{ci} - VPL_i^{si}) * Pci, \quad (20)$$

onde

$VPL_i^{ci}$ , é o valor presente líquido com informação perfeita da sísmica 4D em um período qualquer para um determinado cenário,

$VPL_i^{si}$ , é o valor presente líquido sem informação da sísmica 4D em um período qualquer para cada determinado cenário,

$Pci$ , é a probabilidade de cada cenário e

$n$ , é o número de cenários

O valor presente líquido em um determinado período é calculado da seguinte forma :

$$VPL_i = \sum_{j=0}^k (R_j - C_j)(1 + TMA)^{-j}, \quad (21)$$

onde

$R_j$ , é o valor das receitas no período,

$C_j$ , é o valor dos custos no período,

$TMA$ , é a taxa mínima de atratividade,

$j$ , é o período em que as receitas ou os custos ocorrem e

$k$ , é o número de períodos ou duração do projeto.

A equação (20) também pode ser escrita da seguinte forma :

$$VDIP = VME_{4D}^C - VME^C \quad (22)$$

onde

$VME_{4D}^C$ , é o valor monetário esperado para um determinado cenário com informação perfeita da sísmica 4D e

$VME^C$ , é o valor monetário esperado para um determinado cenário sem informação da sísmica 4D.

#### 4.1- CÁLCULO DO VALOR PRESENTE LÍQUIDO (*VPL*)

O valor presente líquido (*VPL*) de um projeto de investimento é definido como a soma algébrica dos valores monetários atualizados do fluxo de caixa a ele associado. Em outras palavras, é a diferença do valor presente das receitas menos o valor presente dos custos, conforme equação (21). Os projetos com *VPLs* maiores que zero (positivo) são economicamente viáveis, sendo considerado o melhor aquele que apresentar o maior *VPL*. A seguir são apresentados alguns fatores que podem influenciar no *VPL* de um projeto para a perfuração de novos poços.

- Preço do óleo e gás - Os preços do óleo e gás são variáveis econômicas (ou de mercado) que acompanham os movimentos gerais da economia, tais como os cenários de recessão ou economia em crescimento, guerra ou paz e os avanços tecnológicos. O preço do óleo também está relacionado com a qualidade do óleo, enquanto o preço do gás depende do seu poder calorífico. A qualidade do óleo varia principalmente de acordo com a sua densidade ( $^{\circ}$ API ou GAPI), percentual de enxofre e teor de acidez. O grau API é uma escala hidrométrica idealizada pelo American Petroleum Institute (API), juntamente com a National Bureau of Standards, utilizada para medir a densidade relativa de líquidos. A escala API varia inversamente com a densidade relativa, isto é, quanto maior a densidade relativa, menor o grau API. O grau API é maior quando o petróleo é mais leve. Petróleos com grau API maior que 30 são considerados leves, petróleos com grau API entre 20 e 30 são considerados médios e petróleos com grau API menor que 20 são considerados pesados. Quanto maior o grau API, maior é o valor do petróleo no mercado, pois este, após ser refinado, produzirá frações mais leves de derivados, como o gás liquefeito do petróleo (GLP), a nafta leve, gasolina e óleo diesel. O grau API é calculado através da equação (23).

$$\text{Grau API} = (141,5 / \text{densidade da amostra a } 60^{\circ}\text{F}) - 131,5 \quad (23)$$

Os petróleos com menores percentuais de enxofre possuem um preço de mercado mais alto por gerarem combustíveis menos poluentes. Já o teor de acidez está relacionado à presença de ácidos naftênicos na composição do petróleo e quanto maior for a acidez do petróleo menor será o seu valor de mercado, já que



este petróleo poderá causar corrosão nos equipamentos das refinarias. A qualidade do gás é medida de acordo com o seu poder calorífico superior, na pressão e temperatura adequadas ao escoamento da produção. O poder calorífico superior é a energia liberada na forma de calor, na combustão completa, quando uma quantidade definida de gás sofre com o ar uma pressão constante e com todos os produtos de combustão retornando à temperatura inicial dos reagentes, sendo que a água formada na combustão está no estado líquido. Um gás com um poder calorífico maior possui um maior valor de mercado.

- Óleo recuperável - O volume de óleo recuperável depende basicamente do tipo de reservatório, da saturação de óleo e do programa de perfuração previsto. A quantidade de óleo recuperável reflete a qualidade técnica do reservatório. Quanto maior é a produtividade do reservatório maior é o *VPL*, pois as reservas são extraídas e vendidas ao mercado mais rapidamente;

- Investimentos do sistema de produção ou CAPEX (do inglês *capital expenditure*) - São os investimentos realizados a partir da declaração de comercialidade do campo com o intuito de maximizar o *VPL* do campo. Alguns exemplos de investimentos do sistema de produção são: perfuração e completação de poços, interligação do poço à plataforma e equipamentos submarinos. Uma variável que interfere bastante no valor dos investimentos é a taxa da sonda utilizada para a perfuração e completação de poços, que depende basicamente da profundidade d'água na qual o poço será perfurado (quanto maior a profundidade d'água maior é a taxa da sonda) e da tecnologia utilizada;

- Custos operacionais do sistema de produção ou OPEX (do inglês *operational expenditure*) - São os custos para manutenção da produção de um determinado campo. Os custos podem ser divididos em custos fixos, que são os custos que independem da variação da produção, tais como manutenção da unidade de produção, custos de logística e abandono do sistema de produção, ou custos variáveis, tais como os gastos com produtos químicos para tratamento do óleo e gás (estimulação da produção) e gastos com o consumo de energia na plataforma, que variam de acordo com a produção de cada campo. A equação (24) é utilizada para a determinação dos custos operacionais.

$$CO_{total}(t) = [CO_{fixo}(t) + CO_{variável} \times Q(t)] \quad (24)$$

onde

$CO_{total}$ , é o custo operacional total do projeto no tempo  $t$ ,

$CO_{fixo}$ , é o custo operacional fixo no tempo  $t$ ,

$CO_{variável}$ , é o custo operacional variável e

$Q$ , é a vazão de óleo do projeto no tempo  $t$ .

Recomenda-se que as estimativas dos custos sejam baseadas em dados históricos, quando estes existirem, ou na ausência destes, a partir da experiência de técnicos da área (Silva *et al.*, 2006).

- Prazo de instalação do sistema de produção: É o prazo desde a descoberta do campo até o início de produção, ou seja, quanto maior for o prazo para a instalação do sistema de produção menor será o *VPL*, pois a receita estará sendo postergada.

- Taxa Mínima de Atratividade (*TMA*): Corresponde ao mínimo que um investidor se propõe a ganhar quando faz um investimento. Essa taxa mínima de atratividade depende de três variáveis: custo de oportunidade (o recurso financeiro poderia ser investido em outro projeto ou no mercado financeiro), risco do negócio (o ganho tem que remunerar o risco inerente ao projeto) e liquidez (capacidade ou velocidade em que se pode sair de uma posição no mercado para assumir outra). Numa empresa de petróleo, a *TMA* é determinada de acordo com a propensão agregada dos investidores (acionistas) ao risco do negócio E&P. As empresas de petróleo costumam utilizar uma *TMA* em torno de 10 % ao ano nos estudos de viabilidade técnica e econômica de seus projetos.

O fluxograma apresentado na Figura 10 representa as incertezas envolvidas no cálculo para determinação do valor presente líquido (*VPL*).

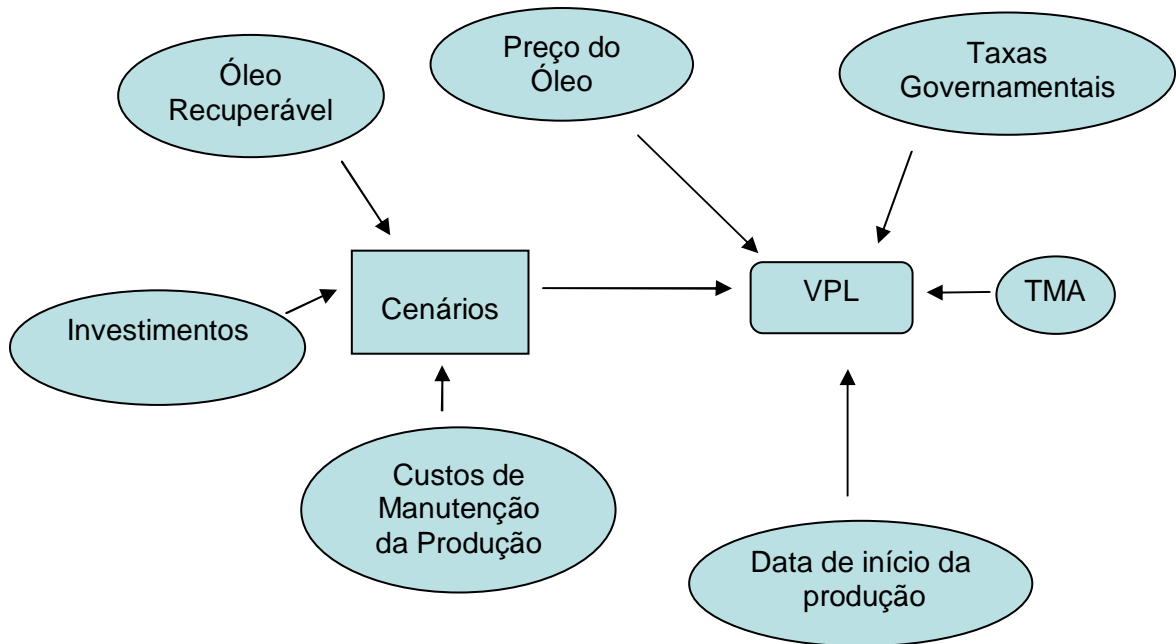


Figura 10 - Fluxograma de incertezas envolvidas no cálculo do valor presente líquido (VPL).

## 4.2 - MONTAGEM DOS CENÁRIOS

A etapa de montagem dos cenários consiste no levantamento de todas as estratégias de produção possíveis para o reservatório que está sendo estudado. Essas estratégias de produção podem variar, por exemplo, de acordo com o investimento disponível. Para exemplificar, no caso de um investimento financeiro limitado, a produção poderia ocorrer através da(s) unidade(s) de produção (UEPs) já disponível(is) e a produção prevista de petróleo tenderia a ser menor que no caso de investimentos ilimitados, onde haveria recurso financeiro suficiente para ampliação do sistema de produção. Na metodologia proposta, os cenários variam de acordo com os volumes de óleo e gás recuperáveis, com investimentos/custos associados a cada uma destas curvas de óleo e um preço fixo de óleo para todos os cenários.

Para a curva de óleo são consideradas cinco possibilidades:  $P_1$ ,  $P_2$ ,  $P_3$ ,  $P_4$  e  $P_5$ . Os volumes de óleo e gás recuperáveis são estimados através de comparação entre o reservatório que está sendo estudado e reservatórios similares.

A comparação com reservatórios similares deve levar em consideração, além das características geológicas do reservatório, o fator de recuperação de um reservatório petrolífero, que é a produção acumulada de óleo e/ou gás deste

reservatório dividido pelo volume original de óleo *in place* (quantidade de óleo existente no reservatório na época da sua descoberta). O fator de recuperação de um reservatório petrolífero está relacionado ao seu mecanismo de produção, os quais são classificados em três tipos: influxo de água, capa de gás e gás em solução. Considerando somente recuperação primária (produção resultante da atuação da energia natural do reservatório), os reservatórios do tipo influxo de água são os que apresentam os maiores fatores de recuperação final, em torno de 30 a 40 %, podendo chegar a valores de até 75 %. Isto se deve à maior manutenção de pressão neste tipo de reservatório, que faz com que as vazões permaneçam altas por um período maior. Reservatórios com gás em solução apresentam os menores fatores de recuperação, normalmente abaixo de 20 %, pois à medida que a produção de óleo vai ocorrendo, a pressão do reservatório vai diminuindo mais rapidamente, pois o gás do reservatório, que é o responsável pela manutenção da pressão, está sendo produzido junto com o óleo. Reservatórios de capa de gás possuem recuperações entre 20 e 30 % do óleo originalmente existente na formação. Neste tipo de reservatório a pressão cai continuamente, porém de forma mais lenta do que no mecanismo de gás em solução (Thomaz, 2001)

Após a identificação dos cenários possíveis para as variáveis consideradas no estudo, é definido o projeto mais apropriado para cada cenário considerado. Um projeto de desenvolvimento inclui, entre outros itens, a definição do número de poços a serem perfurados e a capacidade da unidade estacionária de produção (UEP) ótimos. A obtenção de novas informações antes do início da concepção do projeto permite otimizar o projeto para não ocasionar perdas futuras tanto por um projeto superdimensionado (caso aconteça um cenário pessimista) como por um projeto subdimensionado (caso aconteça um cenário otimista).

O passo seguinte para a determinação do *VDI* é definir a probabilidade de ocorrência de cada cenário considerado. Esta etapa depende da experiência e especialização da equipe responsável pela análise (geólogos, geofísicos e engenheiros de reservatório), sendo de difícil quantificação por ser predominantemente subjetiva. É recomendada que essa etapa despenda boa parte do tempo da análise, pois uma determinação equivocada das probabilidades de ocorrência dos cenários pode comprometer todo o resultado da análise.

Uma forma de calcular a probabilidade de cada cenário é através do método de análise de risco por distribuição discreta. Este método trata a incerteza dos

atributos de forma discreta, quantificando a probabilidade apenas para os níveis da variável (Silva, 2003). Conforme descrito anteriormente, a variável considerada foi a curva de produção (P).

Considerando que cada curva de previsão de produção de óleo tem um investimento/custo associado, com um preço de óleo fixo para todos os cenários, define-se, então, 5 cenários diferentes. A tabela 7 mostra os diferentes cenários possíveis com as probabilidades associadas, sendo o somatório das probabilidades obrigatoriamente igual a 1.

Tabela 7 - Definição de cenários e probabilidades associadas

<b>Cenário</b>	<b>Probabilidade</b>
Cenário 1	$pP_1 \times pC_1 \times pPO$
Cenário 2	$pP_2 \times pC_2 \times pPO$
Cenário 3	$pP_3 \times pC_3 \times pPO$
Cenário 4	$pP_4 \times pC_4 \times pPO$
Cenário 5	$pP_5 \times pC_5 \times pPO$

onde

$P_1, P_2, P_3, P_4$  e  $P_5$ , são as previsões de produção de óleo,

$C_1, C_2, C_3, C_4$  e  $C_5$ , são os investimentos/custos associados a cada curva de produção de óleo e

PO, é o preço do óleo.

## 5. PENALIZAÇÃO DA INFORMAÇÃO PERFEITA

Após o valor da informação perfeita ( $VDIP$ ) ter sido obtido, calcula-se o valor da informação imperfeita ( $VDII$ ) ou, simplesmente  $VDI$ , multiplicando o valor da informação perfeita ( $VDIP$ ) pelo fator de fator de penalização da informação perfeita ( $\eta^2$ ), conforme visto na equação (15), apresentada anteriormente.

Segundo Dias (2005), o fator de fator de penalização da informação perfeita ( $\eta^2$ ) é aplicado muitas vezes de forma intuitiva e é utilizado em diversas áreas de atuação, tais como economia, biomedicina, estatística, psicologia, sociologia e física computacional.

No caso específico desta dissertação, de utilização do fator de fator de penalização da informação perfeita ( $\eta^2$ ) para a determinação do valor da informação da sísmica 4D, o que foi observado é que o  $\eta^2$ , muitas vezes, é determinado por analistas da área através de comparações entre reservatórios e considerando apenas um parâmetro geofísico, tal como resolução sísmica, para penalizar o valor da informação perfeita.

Nesta dissertação, um dos objetivos é obter uma correlação entre a pontuação na avaliação técnica da sísmica 4D, apresentada no Capítulo 3, e o fator de fator de penalização da informação perfeita ( $\eta^2$ ). Por isso, é feita uma análise com o  $\eta^2$  variando de três formas distintas, conforme a estratégia adotada pela empresa ou pelo analista da área. As três variações do  $\eta^2$  em função da pontuação

obtida com as informações de reservatório e da qualidade sísmica analisadas nesta dissertação são: a linear, a polinomial otimista e a polinomial pessimista.

Na Tabela 8 são apresentados os valores de  $\eta^2$  para o caso de variação linear em relação à pontuação obtida na avaliação técnica da sísmica 4D. Assume-se que o valor inicial, em que  $\eta^2$  é igual a zero, corresponde a 26 pontos, seguindo o critério adotado por Lumley *et al.* (1997), o qual considera que somente a partir de 27 pontos é que a informação da sísmica 4D passa a agregar algum valor adicional ao projeto. Segundo o mesmo critério, o valor máximo de pontos é 45, correspondendo a um  $\eta^2$  igual a 1.

Os valores de  $\eta^2$ , para uma variação linear entre a pontuação e o  $\eta^2$ , para um número de intervalos igual a 19 e para  $0 \leq \eta^2 \leq 1$ , são obtidos da seguinte forma:

$$\Delta\eta^2 = 1 / 19 \approx 0,053 \quad (25)$$

Tabela 8 -  $\eta^2$  em função da pontuação considerando variação linear

<b>N</b>	<b>Pontos</b>	<b><math>\eta^2</math></b>
0	26	0,00
1	27	0,05
2	28	0,11
3	29	0,16
4	30	0,21
5	31	0,26
6	32	0,32
7	33	0,37
8	34	0,42
9	35	0,47
10	36	0,53
11	37	0,58
12	38	0,63
13	39	0,68

14	40	0,74
15	41	0,79
16	42	0,84
17	43	0,89
18	44	0,95
19	45	1,00

Tabela 8,Cont.

A partir dos valores utilizados pela Petrobras em seus estudos para estimativa do valor da informação da sísmica 4D e da pontuação obtida para estes mesmos estudos segundo o critério de avaliação técnica da sísmica 4D apresentado no Capítulo 2, foi obtido na planilha excel um ajuste polinomial, denominado de ajuste polinomial otimista.

Para a determinação da curva polinomial pessimista foram considerados os mesmos valores de  $\eta^2$  utilizados para a consecução da curva polinomial otimista, porém com diferença negativa na pontuação em relação ao ajuste linear.

Exemplo: Segundo o critério de avaliação técnica da sísmica 4D, apresentado no Capítulo 2, seria necessário obter uma pontuação igual a 34 pontos no ajuste polinomial otimista, igual a 39 pontos no ajuste linear ou igual a 44 pontos no ajuste polinomial pessimista para se obter um  $\eta^2 = 0,7$ .

Devido ao grande sucesso já comprovado da utilização da sísmica 4D em campos, tais como Draugen e Gannet (Koster *et al.*, 2000), Gullfaks (Landrø *et al.*, 1999), Troll (Elde *et al.*, 2000), Schiehallion (Parr *et al.*, 2000), Foinhaven e Norne (Osdal & Alsos, 2002), Heidrun (Furre *et al.*, 2003) e ao fato do valor da informação muitas vezes ser subestimado, já que alguns ganhos são difíceis de serem quantificados, é aconselhado que seja adotada uma estratégia otimista para a determinação do fator de penalização da informação perfeita ( $\eta^2$ ).

As 3 estratégias para obtenção do  $\eta^2$  são apresentadas na Figura 11.



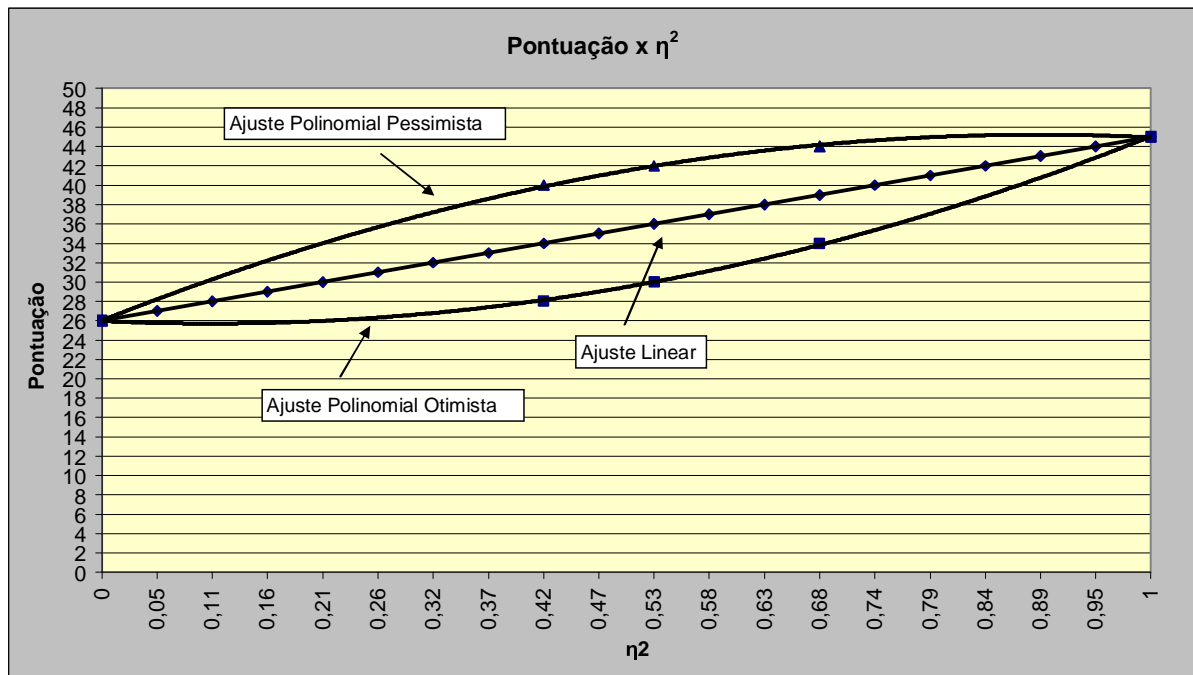


Figura 11 - Gráfico de pontuação versus  $\eta^2$ .

## 5.1 - CÁLCULO DO VALOR LÍQUIDO DA INFORMAÇÃO

Após o valor da informação imperfeita ter sido obtido e sabendo o custo da informação, é possível calcular o valor líquido da informação, através da equação (26).

$$VLDI = VDIP * \eta^2 - C_{inf} \quad (26)$$

onde

$VLDI$ , é o valor líquido da informação,

$VDIP$ , é o valor da informação perfeita,

$\eta^2$ , é a fator de penalização da informação perfeita e

$C_{inf}$ , é o custo da informação.

Caso o valor líquido da informação seja positivo, vale a pena investir em informação. É importante lembrar que atualmente no Brasil no caso da aquisição de

uma sísmica, o custo desta pode ser abatido da renda tributável tendo um benefício fiscal imediato de 34 %, ou seja, se o custo nominal da sísmica é 100, então o custo de informação será igual a  $100 \times (1 - 0,34) = 66$ .

## 5.2 - CUSTO DA INFORMAÇÃO

Uma boa estimativa do custo de informação é importante para a determinação do valor da informação líquido. Os dois métodos de aquisição sísmica mais utilizados no mar são os cabos rebocáveis flutuadores (*streamers*) e o *OBC* (*ocean bottom cable* ou cabos de fundo). No posicionamento dos cabos sísmicos utilizando o método streamer os pulsos sonoros são gerados através do colapso de bolas de ar produzidos por um ou mais canhões de ar comprimido (*airguns*) e captados após refração ou reflexão por arranjos de hidrofones flutuantes (*streamers*). Já no método de aquisição *OBC* os hidrofones são dispostos no assoalho submarino. A figura 13 ilustra a aquisição de dados utilizando os dois métodos: *streamer* (A) e cabos de fundo (B).

A aquisição sísmica através de cabos de fundo (*OBC*) apresenta melhores resultados, porém o seu custo de aquisição é mais alto que o método de aquisição sísmica *streamer*. A técnica *OBC* é mais utilizada em áreas onde há obstáculos tais como plataformas, o que impossibilita a operação de navios sísmicos tradicionais que carregam uma grande quantidade de cabos.

O monitoramento através de cabos de fundo permanentes já vem sendo utilizado pela *British Petroleum* (Cooper *et al.*, 1999) e é uma ótima opção para múltiplos levantamentos. O custo inicial é alto, podendo ser mais caro que o custo de um poço novo, porém os custos dos levantamentos seguintes são muito mais baratos e a velocidade de identificação de mudanças no reservatório é muito maior.

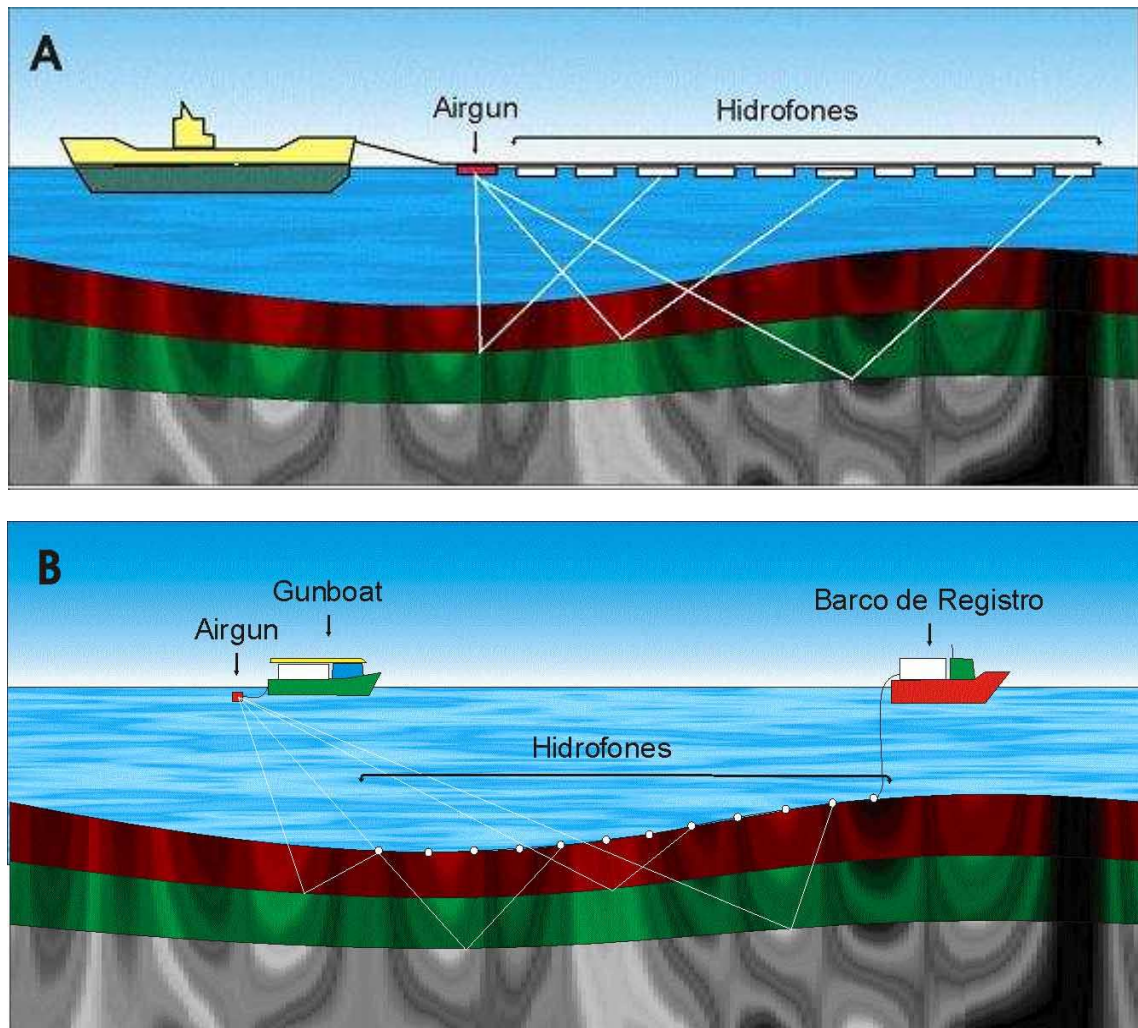


Figura 12 - Aquisição de dados sísmicos utilizando os métodos *streamer* (A) e cabos de fundo (B). Fonte : Parente (2005).

## 6. APLICAÇÃO DA METODOLOGIA

A metodologia foi aplicada para dois reservatórios situados na Bacia de Campos e com mais de 20 anos de produção. Foram utilizados valores médios para um reservatório do tipo arenito formado no Oligoceno, denominado de reservatório A, e outro do tipo carbonato formado no Albiano, denominado de reservatório B, com o objetivo de determinar a viabilidade técnica e econômica da realização da sísmica 4D, a partir dos dados e informações pré-existentes de reservatório, incluindo dados petrofísicos (rocha e fluidos) e sísmicos. O mecanismo de produção considerado foi o de gás em solução.

Da Tabela 9 à Tabela 14 são apresentadas todas as propriedades de rocha e fluido para os dois reservatórios.

Tabela 9 - Propriedades do Reservatório

Propriedades do Reservatório	Reservatório A	Reservatório B
Litologia	Arenito	Carbonato
Idade	Oligoceno	Albiano

Tabela 10 - Propriedades da Rocha

Propriedades da Rocha	Reservatório A	Reservatório B
Módulo de incompressibilidade (rocha seca)	10	15
Densidade (rocha seca)	2	2,5
Porosidade (%)	35	20

Tabela 11 - Propriedades do Óleo

Propriedades do Óleo	Reservatório A	Reservatório B
RGO ( $m^3/m^3$ )	80	25
° API	20	22
Módulo de incompressibilidade (GPa)	0,90	1,5

Tabela 12 - Propriedades da Água

Propriedades da Água	Reservatório A	Reservatório B
Salinidade (ppm)	55500	95000
Densidade (g/cm <sup>3</sup> )	1,02	1,04
Módulo de incompressibilidade (GPa)	2,60	3,00

Tabela 13 - Propriedades de Fluidos 4D

Propriedade de Fluidos 4 D	Reservatório A	Reservatório B
Varição de saturação (%)	80 --> 30	80 --> 40
Contraste de compressibilidade (%)	190 %	125 %

Tabela 14 - Característica Petrofísica

Petrofísica	Reservatório A	Reservatório B
Contraste de Impedância	8,0 %	4,5 %

A aplicação da metodologia é dividida em duas partes. Primeiro é calculado o valor da informação perfeita a partir dos cenários possíveis para cada reservatório, considerando que todas as incertezas são eliminadas e depois, então, é calculado o valor da informação imperfeita, que corresponde ao valor da informação da sísmica 4D. Para obtenção do valor da informação imperfeita, foram consideradas as informações pré-existent de rocha e fluidos, assim como informações sobre a qualidade dos dados sísmicos, avaliadas de acordo com os gráficos apresentados no Capítulo 2.

O cálculo do valor presente líquido (*VPL*) para cada cenário, com e sem informação, foi efetuado numa planilha excel e foram consideradas as seguintes premissas:

- Vazão de óleo - foi considerado que já existiam projetos para perfuração de novos poços tanto no reservatório A quanto no reservatório B, mesmo

sem a aquisição da sísmica 4D. A curva de vazão de óleo foi elaborada a partir de valores arbitrados para o ano inicial. Na prática, as vazões iniciais e o ano inicial de entrada em produção dos poços são determinados a partir de simuladores de fluxo de reservatórios. Para os anos seguintes foi considerada uma curva de declínio exponencial, mais comumente utilizada para reservatórios de gás em solução, conforme pode ser visto na equação (27).

$$Q = Q_i e^{-\alpha t} \quad (27)$$

sendo

$Q$  , a vazão em um determinado ano

$Q_i$  , a vazão no ano inicial

$\alpha$  , a taxa de declínio exponencial

$t$  , o tempo

Levando em consideração o comportamento real de reservatórios de gás em solução, foi estimado um valor de  $\alpha$  igual a 0,2 1/ano. A unidade de tempo considerada foi ano.

Para determinar o ano de término da produção, foi considerada uma vazão econômica limite de 50 m<sup>3</sup>/d. A partir dessa vazão econômica limite, a produção dos poços passa a não ser mais rentável.

Com a vazão econômica limite determinada, o tempo de produção pode ser calculado a partir da equação (28), apresentada a seguir :

$$t = -\frac{\ln\left(\frac{Q}{Q_0}\right)}{\alpha} \quad (28)$$

O ano de término é, então, obtido a partir da soma do ano inicial mais o tempo de produção, conforme a equação (29).

$$\text{Ano de término da produção} = \text{Ano inicial} + t \quad (29)$$

- Vazão de gás - As curvas de vazão de gás foram obtidas considerando um comportamento típico de RGO (razão gás-óleo, medida em superfície em condições *standard*) para reservatórios de gás em solução. O gráfico do comportamento da RGO ao longo do tempo, que foi considerado no estudo, é apresentado na Figura 13.

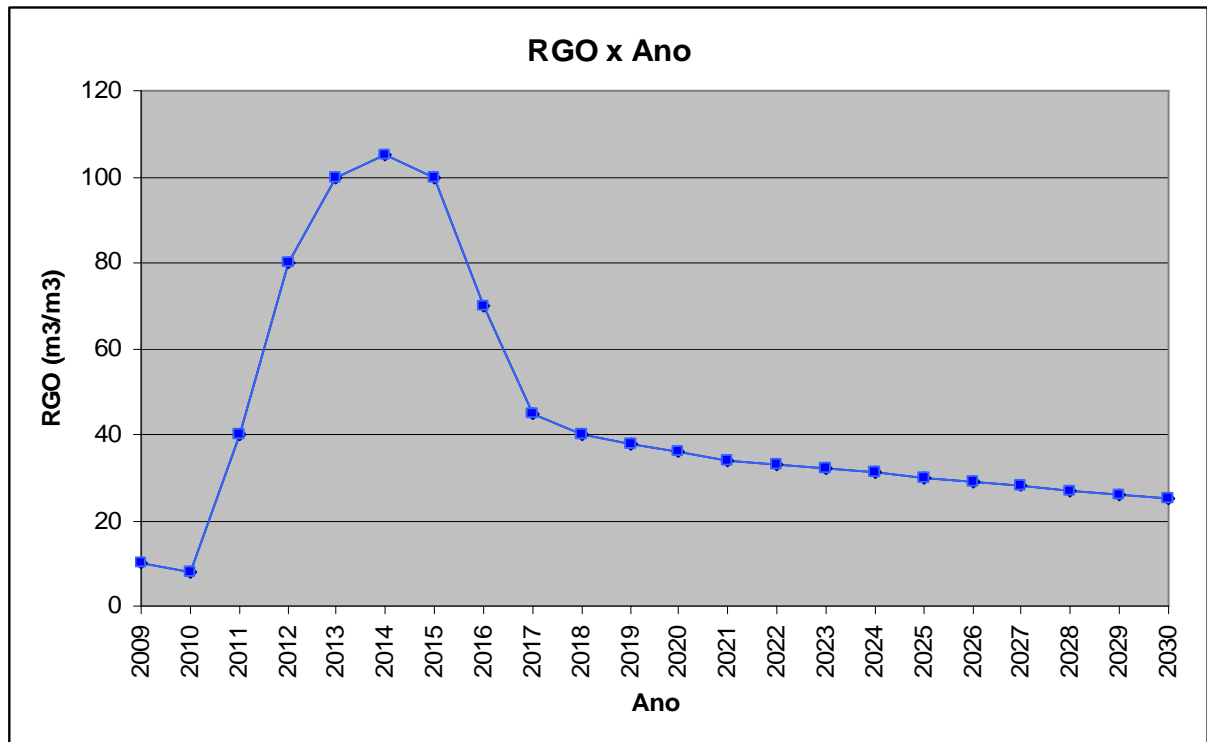


Figura 13 - Gráfico de comportamento da RGO por ano para reservatórios com mecanismo de produção de gás em solução.

No mecanismo de gás em solução a rápida queda de pressão no reservatório provoca uma grande liberação de gás em solução, o que faz com que a RGO, geralmente baixa no início, cresça rapidamente, atingindo um valor máximo que corresponde a um nível já bem baixo de pressão. A queda contínua de pressão faz com que a vazão de produção do gás se reduza com a consequente redução da razão gás-óleo.

- Vazão de água - Para a elaboração da curva de água produzida, foi utilizado um valor de BSW (razão entre a vazão de produção de água e a vazão de produção de óleo mais água, medidas em superfície em condições standard) constante de 10 % , já que nesse tipo de mecanismo de produção a vazão de água é muito pequena ou praticamente nula. Portanto, a vazão de água produzida pode ser calculada a partir da equação (30).

$$Q_A = \frac{\left( Q_o \times \frac{BSW}{100} \right)}{\left( 1 - \frac{BSW}{100} \right)} \quad (30)$$

- Preço do óleo - Para o preço do petróleo foi considerada a projeção do mês de março de 2009, obtida na *homepage Energy Information Administration – EIA* (site: [www.eia.doe.gov](http://www.eia.doe.gov)), entidade norte americana independente em relação ao mercado e de confiabilidade mundialmente conhecida. A equipe responsável por essas projeções possui um perfil multidisciplinar, que inclui estatísticos, macroeconomistas, especialistas em análise de oferta e demanda de petróleo, e analistas do mercado mundial de petróleo e derivados. Os preços previstos até 2030 para o petróleo são apresentados na Tabela 15.

Tabela 15 - Previsão para o preço do petróleo (US\$ / barril). Fonte : Projeção do mês de março retirado da *homepage da Energy Information Administration – EIA*

<b>Ano</b>	<b>Preço do petróleo (US\$/barril)</b>
<b>2010</b>	80,16
<b>2011</b>	88,17
<b>2012</b>	97,01
<b>2013</b>	101,89
<b>2014</b>	107,03
<b>2015</b>	110,49
<b>2016</b>	111,78
<b>2017</b>	112,79
<b>2018</b>	113,71
<b>2019</b>	114,91
<b>2020</b>	115,45
<b>2021</b>	117,32
<b>2022</b>	118,42
<b>2023</b>	119,57
<b>2024</b>	120,60
<b>2025</b>	121,94



<b>2026</b>	123,18
<b>2027</b>	125,1
<b>2028</b>	127,15
<b>2029</b>	128,88
<b>2030</b>	130,43

Tabela 15,Cont.

- Preço do gás - Para o preço do gás, foi considerado um fator de proporcionalidade (denominado de  $f$ ) em relação ao preço do óleo, conforme pode ser visto na equação (31).

$$PG_t = f \times PO_t \quad (31)$$

onde

$PG_t$  , é o preço do gás no tempo  $t$  em US\$/m<sup>3</sup>,

$f$  , é o fator de relação entre o preço do óleo e do gás e

$PO_t$  , é o preço do óleo no tempo  $t$  em US\$/bbl.

O valor considerado no estudo para o parâmetro  $f$  foi de 0,003.

- Taxa mínima de atratividade ( $TMA$ ) – Foi considerada uma taxa mínima de atratividade igual a 10% .

- Taxas Governamentais – Foi considerado no cálculo um desconto de 40 % da receita bruta, referente à taxas governamentais.

Da Tabela 16 à Tabela 20 são apresentados os valores de vazão de óleo, água e gás e produção de óleo considerados no estudo antes da informação da sísmica 4D, para os 3 cenários. A equação (32) foi utilizada para a obtenção da produção anual de óleo.

$$\text{Produção de óleo (bbl)} = \text{Vazão de óleo (m}^3/\text{d)} * 365 * 6,2898 \quad (32)$$

O fator 6,2898 corresponde à conversão da unidade  $m^3$  para barril e 365 corresponde ao número de dias no ano.

Tabela 16 - Curva de vazão de óleo, gás e água e produção de óleo para o cenário 1, sem informação da sísmica 4D

Ano	Vazão de Óleo ( $m^3/d$ )	Vazão de Gás ( $10^3 m^3/d$ )	Vazão de Água ( $m^3/d$ )	Produção de Óleo ( $10^6$ bbl)
2010	1800,0	18,0	200,0	4,132
2011	1473,7	11,8	163,7	3,383
2012	1206,6	48,3	134,1	2,770
2013	987,9	79,0	109,8	2,268
2014	808,8	80,9	89,9	1,857
2015	662,2	69,5	73,6	1,520
2016	542,1	54,2	60,2	1,245
2017	443,9	31,1	49,3	1,019
2018	363,4	16,4	40,4	0,834
2019	297,5	11,9	33,1	0,683
2020	243,6	9,3	27,1	0,559
2021	199,4	7,2	22,2	0,458
2022	163,3	5,6	18,1	0,375
2023	133,7	4,4	14,9	0,307
2024	109,5	3,5	12,2	0,251
2025	89,6	2,8	10,0	0,206
2026	73,4	2,2	8,2	0,168
2027	60,1	1,7	6,7	0,138
2028	49,2	1,4	5,5	0,113

Tabela 17 - Curva de vazão de óleo, gás e água e produção de óleo para o cenário 2, sem informação da sísmica 4D

Ano	Vazão de Óleo ( $m^3/d$ )	Vazão de Gás ( $10^3 m^3/d$ )	Vazão de Água ( $m^3/d$ )	Produção de Óleo ( $10^6$ bbl)
2010	1530,0	15,3	170,0	3,513
2011	1252,7	10,0	139,2	2,876
2012	1025,6	41,0	114,0	2,355
2013	839,7	67,2	93,3	1,928
2014	687,5	68,7	76,4	1,578
2015	562,9	59,1	62,5	1,292
2016	460,8	46,1	51,2	1,058
2017	377,3	26,4	41,9	0,866
2018	308,9	13,9	34,3	0,709
2019	252,9	10,1	28,1	0,581
2020	207,1	7,9	23,0	0,475
2021	169,5	6,1	18,8	0,389

2022	138,8	4,7	15,4	0,319
2023	113,6	3,8	12,6	0,261
2024	93,0	3,0	10,3	0,214
2025	76,2	2,4	8,5	0,175
2026	62,4	1,9	6,9	0,143
2027	51,1	1,5	5,7	0,117

Tabela 17,Cont.

Tabela 18 - Curva de vazão de óleo, gás e água e produção de óleo para o cenário 3, sem informação da sísmica 4D

Ano	Vazão de Óleo (m <sup>3</sup> /d)	Vazão de Gás (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /d)	Vazão de Água (m <sup>3</sup> /d)	Produção de Óleo (10 <sup>6</sup> bbl)
2010	1350,0	13,5	150,0	3,099
2011	1105,3	8,8	122,8	2,537
2012	904,9	36,2	100,5	2,078
2013	740,9	59,3	82,3	1,701
2014	606,6	60,7	67,4	1,393
2015	496,6	52,1	55,2	1,140
2016	406,6	40,7	45,2	0,933
2017	332,9	23,3	37,0	0,764
2018	272,6	12,3	30,3	0,626
2019	223,2	8,9	24,8	0,512
2020	182,7	6,9	20,3	0,419
2021	149,6	5,4	16,6	0,343
2022	122,5	4,2	13,6	0,281
2023	100,3	3,3	11,1	0,230
2024	82,1	2,6	9,1	0,188
2025	67,2	2,1	7,5	0,154
2026	55,0	1,7	6,1	0,126

Tabela 19 - Curva de vazão de óleo, gás e água e produção de óleo para o cenário 4, sem informação da sísmica 4D

Ano	Vazão de Óleo (m <sup>3</sup> /d)	Vazão de Gás (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /d)	Vazão de Água (m <sup>3</sup> /d)	Produção de Óleo (10 <sup>6</sup> bbl)
2010	1200,0	12,0	133,3	2,755
2011	982,5	7,9	109,2	2,256
2012	804,4	32,2	89,4	1,847
2013	658,6	52,7	73,2	1,512
2014	539,2	53,9	59,9	1,238
2015	441,5	46,4	49,1	1,013
2016	361,4	36,1	40,2	0,830
2017	295,9	20,7	32,9	0,679
2018	242,3	10,9	26,9	0,556
2019	198,4	7,9	22,0	0,455

2020	162,4	6,2	18,0	0,373
2021	133,0	4,8	14,8	0,305
2022	108,9	3,7	12,1	0,250
2023	89,1	2,9	9,9	0,205
2024	73,0	2,3	8,1	0,168
2025	59,7	1,9	6,6	0,137

Tabela 19,Cont.

Tabela 20 - Curva de vazão de óleo, gás e água e produção de óleo para o cenário 5, sem informação da sísmica 4D

Ano	Vazão de Óleo (m <sup>3</sup> /d)	Vazão de Gás (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /d)	Vazão de Água (m <sup>3</sup> /d)	Produção de Óleo (10 <sup>6</sup> bbl)
2010	1000,0	10,0	111,1	2,296
2011	818,7	6,5	91,0	1,880
2012	670,3	26,8	74,5	1,539
2013	548,8	43,9	61,0	1,260
2014	449,3	44,9	49,9	1,032
2015	367,9	38,6	40,9	0,845
2016	301,2	30,1	33,5	0,691
2017	246,6	17,3	27,4	0,566
2018	201,9	9,1	22,4	0,464
2019	165,3	6,6	18,4	0,379
2020	135,3	5,1	15,0	0,311
2021	110,8	4,0	12,3	0,254
2022	90,7	3,1	10,1	0,208
2023	74,3	2,5	8,3	0,171
2024	60,8	1,9	6,8	0,140
2025	50,0	1,6	5,6	0,115

O passo seguinte, após a determinação das vazões de fluido sem informação da sísmica 4D, é prever as vazões de fluido após a revelação das novas informações provenientes da sísmica 4D. Conforme apresentado na Figura 8, o valor da informação bruto nunca poderá ser menor que zero, para o caso de aquisição de novas informações através da sísmica 4D. O ganho financeiro no valor da informação bruto pode ocorrer devido ao aumento na produção do reservatório, com consequente redução do volume de hidrocarbonetos que permanecerá no reservatório após o seu abandono, devido à uma redução de custos de perfuração e completação, por conta de um maior conhecimento das características do reservatório, ou devido à uma redução parcial ou total nos investimentos, por conta de possíveis revelações negativas em relação à produção de óleo esperada. Mesmo

nesse caso da sísmica 4D revelar informações negativas, o valor da informação bruto continuará sendo zero ou maior que zero, pois essa nova informação evitará que ocorra um gasto desnecessário com perfuração de poços em regiões do reservatório já lavadas pela água.

Neste estudo foi elaborado um modelo representativo com cinco cenários diferentes. Em quatro cenários foram considerados aumento na produção de óleo com aumento no valor presente líquido (*VPL*) e em um cenário foi considerado somente aumento no valor presente líquido (*VPL*).

Os valores estimados para as vazões de óleo, gás e água, após a realização da sísmica 4D, são apresentados da tabela 21 à tabela 25.

Tabela 21 - Curva de vazão de óleo, gás e água e produção de óleo para o cenário 1, com informação da sísmica 4D

Ano	Vazão de Óleo (m <sup>3</sup> /d)	Vazão de Gás (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /d)	Vazão de Água (m <sup>3</sup> /d)	Produção de Óleo (10 <sup>6</sup> bbl)
2010	3000,0	30,0	333,3	6,887
2011	2456,2	19,6	272,9	5,639
2012	2011,0	80,4	223,4	4,617
2013	1646,4	131,7	182,9	3,780
2014	1348,0	134,8	149,8	3,095
2015	1103,6	115,9	122,6	2,534
2016	903,6	90,4	100,4	2,074
2017	739,8	51,8	82,2	1,698
2018	605,7	27,3	67,3	1,391
2019	495,9	19,8	55,1	1,138
2020	406,0	15,4	45,1	0,932
2021	332,4	12,0	36,9	0,763
2022	272,2	9,3	30,2	0,625
2023	222,8	7,4	24,8	0,512
2024	182,4	5,8	20,3	0,419
2025	149,4	4,6	16,6	0,343
2026	122,3	3,7	13,6	0,281
2027	100,1	2,9	11,1	0,230
2028	82,0	2,3	9,1	0,188
2029	67,1	1,8	7,5	0,154
2030	54,9	1,4	6,1	0,126

Tabela 22 - Curva de vazão de óleo, gás e água e produção de óleo para o cenário 2, com informação da sísmica 4D

Ano	Vazão de Óleo (m <sup>3</sup> /d)	Vazão de Gás (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /d)	Vazão de Água (m <sup>3</sup> /d)	Produção de Óleo (10 <sup>6</sup> bbl)
2010	2300,0	23,0	255,6	5,280
2011	1883,1	15,1	209,2	4,323
2012	1541,7	61,7	171,3	3,539
2013	1262,3	101,0	140,3	2,898
2014	1033,5	103,3	114,8	2,373
2015	846,1	88,8	94,0	1,943
2016	692,7	69,3	77,0	1,590
2017	567,2	39,7	63,0	1,302
2018	464,4	20,9	51,6	1,066
2019	380,2	15,2	42,2	0,873
2020	311,3	11,8	34,6	0,715
2021	254,8	9,2	28,3	0,585
2022	208,7	7,1	23,2	0,479
2023	170,8	5,6	19,0	0,392
2024	139,9	4,5	15,5	0,321
2025	114,5	3,5	12,7	0,263
2026	93,8	2,8	10,4	0,215
2027	76,8	2,2	8,5	0,176
2028	62,8	1,8	7,0	0,144
2029	51,5	1,4	5,7	0,118

Tabela 23 - Curva de vazão de óleo, gás e água e produção de óleo para o cenário 3, com informação da sísmica 4D

Ano	Vazão de Óleo (m <sup>3</sup> /d)	Vazão de Gás (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /d)	Vazão de Água (m <sup>3</sup> /d)	Produção de Óleo (10 <sup>6</sup> bbl)
2010	1200,0	12,0	133,3	2,755
2011	982,5	7,9	109,2	2,256
2012	804,4	32,2	89,4	1,847
2013	658,6	52,7	73,2	1,512
2014	539,2	53,9	59,9	1,238
2015	441,5	46,4	49,1	1,013
2016	361,4	36,1	40,2	0,830
2017	295,9	20,7	32,9	0,679
2018	242,3	10,9	26,9	0,556
2019	198,4	7,9	22,0	0,455
2020	162,4	6,2	18,0	0,373
2021	133,0	4,8	14,8	0,305
2022	108,9	3,7	12,1	0,250
2023	89,1	2,9	9,9	0,205

2024	73,0	2,3	8,1	0,168
2025	59,7	1,9	6,6	0,137

Tabela 23,Cont.

Tabela 24 - Curva de vazão de óleo, gás e água e produção de óleo para o cenário 4, com informação da sísmica 4D

Ano	Vazão de Óleo (m <sup>3</sup> /d)	Vazão de Gás (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /d)	Vazão de Água (m <sup>3</sup> /d)	Produção de Óleo (10 <sup>6</sup> bbl)
2010	1500,0	15,0	166,7	3,444
2011	1228,1	9,8	136,5	2,819
2012	1005,5	40,2	111,7	2,308
2013	823,2	65,9	91,5	1,890
2014	674,0	67,4	74,9	1,547
2015	551,8	57,9	61,3	1,267
2016	451,8	45,2	50,2	1,037
2017	369,9	25,9	41,1	0,849
2018	302,8	13,6	33,6	0,695
2019	247,9	9,9	27,5	0,569
2020	203,0	7,7	22,6	0,466
2021	166,2	6,0	18,5	0,382
2022	136,1	4,6	15,1	0,312
2023	111,4	3,7	12,4	0,256
2024	91,2	2,9	10,1	0,209
2025	74,7	2,3	8,3	0,171
2026	61,1	1,8	6,8	0,140
2027	50,1	1,5	5,6	0,115

Tabela 25 - Curva de vazão de óleo, gás e água e produção de óleo para o cenário 5, com informação da sísmica 4D

Ano	Vazão de Óleo (m <sup>3</sup> /d)	Vazão de Gás (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /d)	Vazão de Água (m <sup>3</sup> /d)	Produção de Óleo (10 <sup>6</sup> bbl)
2010	1200,0	12,0	133,3	2,755
2011	982,5	7,9	109,2	2,256
2012	804,4	32,2	89,4	1,847
2013	658,6	52,7	73,2	1,512
2014	539,2	53,9	59,9	1,238
2015	441,5	46,4	49,1	1,013
2016	361,4	36,1	40,2	0,830
2017	295,9	20,7	32,9	0,679
2018	242,3	10,9	26,9	0,556
2019	198,4	7,9	22,0	0,455
2020	162,4	6,2	18,0	0,373
2021	133,0	4,8	14,8	0,305

2022	108,9	3,7	12,1	0,250
2023	89,1	2,9	9,9	0,205
2024	73,0	2,3	8,1	0,168
2025	59,7	1,9	6,6	0,137

Tabela 25, Cont.

Para cada cenário foi estimado um custo com informação e outro sem informação da sísmica 4D, sendo que no ano do início da produção foi considerado um valor correspondente aos investimentos com perfuração e completção de poços, obras na plataforma e sistema de coleta de produção. O custo de abandono da unidade de produção e dos equipamentos foi considerado no último ano de produção. Também foram considerados os custos fixos com intervenções nos poços para manutenção da produção a cada dois anos, exceto no ano de abandono.

As tabelas 26 e 27 apresentam os investimentos e custos considerados para os cenários sem informação e com informação, respectivamente.

Tabela 26 - Investimentos e custos de produção para os cenários sem informação da sísmica 4D

Ano	Cenários sem informação da sísmica 4D				
	1	2	3	4	5
2010	150	100	90	40	30
2011	10	8	7	4	3
2012	30	24	21	12	9
2013	10	8	7	4	3
2014	30	24	21	12	9
2015	10	8	7	4	3
2016	30	24	21	12	9
2017	10	8	7	4	3
2018	30	24	21	12	9
2019	10	8	7	4	3
2020	30	24	21	12	9
2021	10	8	7	4	3
2022	30	24	21	12	9
2023	10	8	7	4	3
2024	30	24	21	4	3
2025	10	8	7	20	15
2026	30	8	30	-	-
2027	10	30	-	-	-
2028	50	-	-	-	-
2029	-	-	-	-	-
2030	-	-	-	-	-



Tabela 27 – Investimentos e custos de produção para os cenários com informação da sísmica 4D

Ano	Cenários sem informação da sísmica 4D				
	1	2	3	4	5
2010	180	120	30	60	45
2011	15	12	3	5	3
2012	45	40	9	15	9
2013	15	12	3	5	3
2014	45	40	9	15	9
2015	15	12	3	5	3
2016	45	40	9	15	9
2017	15	12	3	5	3
2018	45	40	9	15	9
2019	15	12	3	5	3
2020	45	40	9	15	9
2021	15	12	3	5	3
2022	45	40	9	15	9
2023	15	12	3	5	3
2024	45	40	3	15	3
2025	15	12	10	5	15
2026	45	40	-	20	-
2027	15	12	-	-	-
2028	45	12	-	-	-
2029	15	40	-	-	-
2030	60	-	-	-	-

Os *VPLs* de cada cenário foram obtidos através da equação (20) e são apresentados no Apêndice. O valor da receita total no ano foi obtido através do somatório da receita total de óleo no ano mais a receita total de gás no ano. A receita líquida foi calculada considerando um desconto de 40 %, referente à taxas governamentais.

Na tabela 28 são apresentados os *VPLs* para os cenários sem informação com as suas respectivas probabilidades.

Tabela 28 - Valor presente líquido (*VPL*) para cada cenário antes da aquisição da sísmica 4D

Cenários	VPL sem informação (Milhões US\$)	Probabilidade
Cenário 1	634,417	0,20
Cenário 2	579,929	0,20
Cenário 3	509,485	0,20

Cenário 4	524,988	0,20
Cenário 5	448,040	0,20

Tabela 28, Cont.

Na tabela 29 são apresentados os  $VPL_s$  para os cenários com informação da sísmica 4D.

Tabela 29 - Valor presente líquido ( $VPL$ ) para cada cenário após aquisição da sísmica 4D

Cenários	VPL sem informação (Milhões US\$)	Probabilidade
Cenário 1	1107,106	0,20
Cenário 2	889,481	0,20
Cenário 3	551,786	0,20
Cenário 4	551,942	0,20
Cenário 5	537,669	0,20

Em seguida, foi calculado o valor da informação perfeita a partir do somatório da diferença entre o valor presente líquido com informação da sísmica 4D e o valor presente líquido sem informação da sísmica 4D ( $\Delta VPL$ ) multiplicado pela probabilidade de cada cenário. Para este cálculo foram utilizadas probabilidades iguais em todos os cenários.

Tabela 30 - Tabela de cálculo do valor da informação perfeita

Cenários	VPL sem informação (Milhões US\$)	VPL com informação (Milhões US\$)	Probabilidade	VDIP (Milhões US\$)
Cenário 1	634,417	1107,106	0,2	94,538
Cenário 2	579,929	889,481	0,2	61,910
Cenário 3	509,485	553,866	0,2	8,876
Cenário 4	527,617	551,942	0,2	4,865
Cenário 5	448,040	537,669	0,2	17,926
				<b>188,115</b>

No apêndice são apresentadas as tabelas mostrando como são obtidos os *VPLs* para cada cenário com e sem informação da sísmica 4D, que corresponde ao valor presente do fluxo de caixa acumulado.

A segunda parte da aplicação do modelo consiste no cálculo do valor da informação imperfeita através de informações pré-existentes de rocha e fluidos. Segundo o critério de avaliação, apresentado na Tabela 1, e de acordo com as propriedades de rocha e fluidos para os reservatórios A e B, apresentadas nas Tabelas 10 à 15, obtém-se a avaliação para cada reservatório, conforme pode ser visto na Tabela 32.

Tabela 31 - Avaliação das propriedades de rocha e fluidos para os reservatórios A e B

Propriedade	Reservatório A	Reservatório B
Incompressibilidade da Rocha	3	2
Contraste de compressibilidade dos fluidos	4	3
Variação na saturação dos fluidos	5	4
Porosidade	4	3
Variação da impedância	4	3
<b>Total de pontos</b>	20	15

Em relação à sísmica, foram consideradas três possibilidades para cada reservatório: duas aquisições do tipo *streamer*, uma aquisição *streamer* e outra OBC (*ocean bottom cable* ou cabos de fundo) e duas OBCs.

De acordo com as Tabelas 2 à 5, os reservatórios A e B obtiveram as pontuações, apresentadas nas Tabelas 33 e 34 variando de acordo com o método de aquisição sísmica

Tabela 32 - Avaliação da qualidade sísmica em função do método de aquisição sísmica para o reservatório A

Sísmica	Reservatório A		
	<i>Streamer x Streamer</i>	<i>Streamer x OBC</i>	<i>OBC x OBC</i>
Qualidade	5	5	5
Resolução	3	3	3

Contato entre Fluidos	2	2	2
Repetibilidade	3	1	4
Total de Pontos	13	11	14

Tabela 32,Cont.

Tabela 33 - Avaliação da qualidade sísmica em função do método de aquisição sísmica para o reservatório B

	Reservatório B		
Sísmica	<i>Streamer x Streamer</i>	<i>Streamer x OBC</i>	<i>OBC x OBC</i>
Qualidade	5	5	5
Resolução	2	2	2
Contato entre Fluidos	1	1	1
Repetibilidade	3	1	4
Total de Pontos	11	9	12

A Tabela 34 apresenta a pontuação final obtida por cada reservatório considerando as três possibilidades de aquisição sísmica.

Tabela 34 - Pontuação para os reservatórios A e B em função do método de aquisição sísmica

Reservatório	<i>Streamer x Streamer</i>	<i>Streamer x OBC</i>	<i>OBC x OBC</i>
Reservatório A	33	31	34
Reservatório B	26	24	27

Após a pontuação ter sido obtida, segundo o critério de avaliação técnica apresentado no Capítulo 2, o passo seguinte é a obtenção do fator de fator de penalização da informação perfeita ( $\eta^2$ ). Conforme apresentado no Capítulo 5, a pontuação final pode ser convertida em  $\eta^2$  de três formas distintas: através de um ajuste linear, polinomial otimista ou polinomial pessimista. A Tabela 35 apresenta os valores de  $\eta^2$  considerando uma variação linear entre a pontuação e o  $\eta^2$ , enquanto a Tabela 36 apresenta os valores de  $\eta^2$  considerando uma variação polinomial

pessimista entre a pontuação e o  $\eta^2$  e a Tabela 37 apresenta os valores de  $\eta^2$  considerando uma variação polinomial otimista entre a pontuação e o  $\eta^2$ . Seguindo o critério de avaliação técnica, a pontuação máxima que pode ser obtida é de 45 pontos, correspondente a um valor da informação máximo ou valor de informação perfeita, e o valor mínimo para a informação agregar valor é 27 pontos, com pelo menos 15 pontos na avaliação de rocha e fluido e 12 pontos na qualidade da sísmica. De acordo com os valores obtidos na avaliação técnica, a realização da sísmica 4D no reservatório A agregará valor no caso da realização de dois levantamentos sísmicos *streamer* ou através de dois levantamentos sísmicos OBC. Já para o reservatório B, somente no caso de dois levantamentos sísmicos OBC é que a informação passará a agregar algum valor ao projeto.

Tabela 35 - Fator de fator de penalização da informação perfeita ( $\eta^2$ ) em função do método de aquisição sísmica considerando variação linear para obtenção do  $\eta^2$

	<b><i>Streamer x Streamer</i></b>	<b><i>Streamer x OBC</i></b>	OBC x OBC
Reservatório A	0,37	0	0,42
Reservatório B	0	0	0,05

Tabela 36 - Fator de redução de incertezas de reservatório ( $\eta^2$ ) em função do método de aquisição sísmica considerando variação polinomial pessimista para obtenção do  $\eta^2$

	<b><i>Streamer x Streamer</i></b>	<b><i>Streamer x OBC</i></b>	OBC x OBC
Reservatório A	0,18	0	0,22
Reservatório B	0	0	0,025

Tabela 37 - Fator de redução de incertezas de reservatório ( $\eta^2$ ) em função do método de aquisição sísmica considerando variação polinomial otimista para obtenção do  $\eta^2$

	<b><i>Streamer x Streamer</i></b>	<b><i>Streamer x OBC</i></b>	OBC x OBC
Reservatório A	0,66	0	0,70
Reservatório B	0	0	0,35

É possível perceber que dependendo da estratégia adotada pela empresa, os valores de  $\eta^2$  podem variar significativamente. Comparando as possibilidades estudadas, a técnica de aquisição sísmica OBC, sendo realizada duas vezes, apresentou um percentual de sucesso maior que as outras técnicas, devido a maior repetibilidade. Porém essa não pode ser ainda considerada como sendo a melhor alternativa, pois ainda depende do seu custo de aquisição para obter-se o valor líquido da informação.

Normalmente o custo de aquisição da sísmica OBC é mais caro que o *streamer* e a melhor alternativa será aquela que apresentar um maior valor resultante da diferença entre o valor bruto da informação menos o custo da sísmica 4D.

Considerando o valor da informação perfeita obtido na Tabela 30, os valores de informação para cada caso são os apresentados na Tabela 38 para o  $\eta^2$  variando linearmente em função da pontuação, na Tabela 39, para o  $\eta^2$  com variação polinomial pessimista em relação à pontuação e na Tabela 40, para o  $\eta^2$  com variação polinomial otimista em relação à pontuação.

Tabela 38 - Valor da informação (*VDI*) para os reservatórios A e B em função do método de aquisição sísmica considerando variação linear para obtenção do  $\eta^2$

<b>VDI ( Milhões US\$ )</b>	<b><i>Streamer x Streamer</i></b>	<b><i>Streamer x OBC</i></b>	<b><i>OBC x OBC</i></b>
<b>Reservatório A</b>	69,603	0	79.008
<b>Reservatório B</b>	0	0	9,406

Tabela 39 - Valor da Informação (*VDI*) para os reservatórios A e B em função do método de aquisição sísmica considerando variação polinomial pessimista para obtenção do  $\eta^2$

<b>VDI ( Milhões US\$ )</b>	<b><i>Streamer x Streamer</i></b>	<b><i>Streamer x OBC</i></b>	<b><i>OBC x OBC</i></b>
<b>Reservatório A</b>	33,861	0	41,385
<b>Reservatório B</b>	0	0	4,703

Tabela 40 - Valor da informação (*VDI*) para os reservatórios A e B em função do método de aquisição sísmica considerando variação polinomial otimista para obtenção do  $\eta^2$

<b>VDI ( Milhões US\$ )</b>	<b><i>Streamer x Streamer</i></b>	<b><i>Streamer x OBC</i></b>	<b>OBC x OBC</b>
<b>Reservatório A</b>	124,156	0	131,680
<b>Reservatório B</b>	0	0	65,840

## 7. CONCLUSÕES

Esta tese apresentou um método de penalização do valor da informação perfeita, visando estimar o ganho econômico que as informações provenientes da sísmica 4D poderão proporcionar a campos de petróleo em desenvolvimento.

A metodologia apresentada neste trabalho foi dividida em duas etapas. Primeiro calculou-se o valor da informação perfeita e depois o fator de penalização do valor da informação perfeita, denominado de fator de penalização da informação perfeita .

O cálculo do valor da informação perfeita foi baseado na montagem de cenários representativos, considerando as variáveis previsão de produção, custos de produção/investimentos e preço do óleo. Para a determinação do fator de penalização do valor da informação perfeita, foram apresentados três ajustes entre este fator e a pontuação obtida segundo o critério de avaliação técnica da sísmica 4D, elaborado por Lumley *et al.* (1997), permitindo assim, que fossem obtidos diferentes valores da informação, conforme a estratégia assumida pelo analista ou pela empresa.

O método representa uma forma objetiva para a determinação do valor da informação e diminui a subjetividade à medida que estabelece uma relação entre o fator de penalização da informação perfeita e o critério de avaliação técnica, permitindo que diferentes analistas possam valorar projetos concorrentes.

Por fim, foi realizado um estudo de caso para dois reservatórios com diferentes litologias, ambos situados na Bacia de Campos e com mais de 20 anos de



produção. A partir dos resultados obtidos no estudo de caso, foi possível concluir que:

- A avaliação técnica sempre deverá ser feita antes da avaliação econômica, já que pode haver limitação técnica nos casos em que as propriedades de fluido e rocha e/ou da qualidade dos dados sísmicos não são propícias à realização da sísmica 4D;
- O valor da informação sempre será maior em reservatórios com melhores resultados na avaliação técnica;
- Dependendo da estratégia adotada pelo analista ou pela empresa, o valor da informação pode variar bastante, já que para um mesmo valor de pontuação obtido na avaliação técnica pode haver três valores diferentes para o fator de penalização do valor da informação perfeita. Devido ao grande sucesso comprovado da sísmica 4D, é recomendado a utilização de uma estratégia otimista no cálculo do valor da informação da sísmica 4D;
- O método de aquisição sísmica pode influenciar significativamente no valor da informação, desde que o reservatório obtenha pelo menos a pontuação mínima requerida na avaliação das propriedades de fluido e rocha.

Para trabalhos futuros são feitas as seguintes recomendações:

- Realizar uma análise de sensibilidade para o preço do óleo, traçando o gráfico VDI x preço do óleo, e ver o preço de equilíbrio (preço que zera o VDI líquido);
- Aplicar a inferência bayesiana no cálculo do valor da informação perfeita.

## 8. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AMUNDSEM,L. & LANDRO, M. (2007) *4 D Seismic - Status and Future Challenges*, Part I appeared in Geo ExPro Vol. 4. No 5, October, p. 66-68.

AYLOR,W.K. (1999) *Measuring the impact of 3D seismic on business performance*, SPE, HECC Hydrocarbon Economics and Conference, Dallas, 21-23 March, 12p.

BALLIN,P.R., WARD,G.S., WHORLOW,C.V. & KHAN,T. (2005) BP Trinidad and Tobago LLC, paper SPE 94918, *Value of Information for a 4D - Seismic Acquisition Project*, presented at the SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference held in Rio de Janeiro,Brazil, 20-23 June. .

BEGG,S, BRATVOLD,R. & CAMPBELL,J. (2002) *The Value of Flexibility in Managing Uncertainty in Oil and Gas Investments*, SPE ATCE, SPE 77586, USA, Outubro.

BERTEUSSEN,K.A. (2006) *Quantifying the value of 4D data before the survey. Extended Abstract*, SEG 2006 International Exposition and 76th Annual Meeting, New Orleans, USA.

CALVERT,R.W. (2005) *Insights and Methods for 4D Reservoir Monitoring and Characterization*, Distinguished Instructor Short Course, Distinguished Instructor Series, No.8, sponsored by the Society of Exploration Geophysicists, European Association of Geoscientists & Engineers.

COELHO, A. A., Petrobras & SUSLICK S.B. (2005) Unicamp, Brasil - *Um Indicador do Valor da Informação Sísmica em Projetos de Exploração de Petróleo*, presented at 9<sup>th</sup> International Congress of the Brazilian Geophysical Society held in Salvador, Brazil, 11-14 September.

COOPER, M., WESTWATER,P., THOROGOOD,E., KRISTIANSEN,P. & CHRISTIE P. (1999) *Foinaven active reservoir management: Towed streamer and buried seabed detectors in deep water for 4D* , 69<sup>th</sup> Annual International Meeting, SEG, Expanded Abstracts SRC 3.6, 1632-1635.

COSTA, A. P. A. (2003) *Quantificação do Impacto de Incertezas e Análise de Risco no Desenvolvimento de Campos de Petróleo*, Tese (Doutorado em Ciência e Engenharia de Petróleo) - Campinas –SP , Faculdade de Engenharia Mecânica e Instituto de Geociências, Universidade Estadual de Campinas – UNICAMP.

DIAS, M.A.G. (2005) *Opções Reais Híbridas com Aplicações em Petróleo*, Tese (Doutorado) - Rio de Janeiro-RJ, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro , p133-318.

ELDE, R., ZACHARIASSEN, E., SANDOE, I. & HAALAND, A. (2000) *Troll West-Time lapse processing and analysis*, 70th Ann. Internat. Mtg: Soc. of Expl. Geophys., 1433-1436.

FURRE, A.K., MUNKVOLD, F. R. & NORDBY, L. H. (2003) *Improving Reservoir Understanding Using Time-Lapse Seismic at the Heidrun Field*, 65th Mtg.: Eur. Assn.Geosci. Eng., A20.

GARCIA, O.C.C. & DA FONTOURA,S.A.B. (2007) *Estudo da Influência da Distribuição do Fluido na Variação da Velocidade Compressional  $V_p$*  , 4º PDPETRO, Campinas, SP, 1.2.0276 – 1, 21-24 de Outubro.

GASSMAN, F. (1951) *Elastic waves through a packing of spheres*, Geophysics, v.16, p. 673-685.

GOMES, J. A. T., STEAGALL, D.E. & JOHANN,P.R.S. (2005) *Projeto de Sísmica de Reservatórios no E&P : Estratégia e Metodologia Aplicadas para o Estudo de Viabilidade Técnica e Econômica, paper apresentado no Seminário de Reservas e Reservatórios 2005*, realizado pela Petrobras - Petróleo Brasileiro S.A., de 25 a 29 de setembro, Salvador-BA.

JOHANN,P.R.S., THEDY, E.A. & SCHINELLI,M.C.(2006) *4D Seismic in Brazil: Experiences in Reservoir Monitoring*, paper prepared for presentation at the 2006 Offshore Technology Conference held in Houston, Texas, U.S.A., 1–4 May 2006.

KOSTER, K., GABRIELS,P., HARTUNG,M., VERBEEK ,J., DEINUM,G. & STAPLES,R. (2000) *Time-lapse seismic surveys in the North Sea and their business impact*, The Leading Edge, March.

LANDRØ, M., SOLHEIM, O.A., HILDE, E., EKREN, B.O. & STRØNEN, L.K. (1999) *The Gullfaks 4D Seismic Study*, Petroleum Geoscience, 5, 213-226.

LUMLEY,D.E., BEHRENS,R.A. & WANG,Z.(1997) Chevron Petroleum Technology Company, La Habra, California - *Assessing the technical risk of a 4-D seismic project*, September, The Leading Edge 16, 1287.

NWENDORP, P. & SCHUYLER,J. (2000) *Decision Analysis for Petroleum Exploration*, 2<sup>nd</sup> edition, Planning Pres, Aurora, Colorado, ISBN 0-964401-1-0.

OLIVEIRA, R.M. (2008) *The Marlim Field: Incorporating 4D Seismic in Reservoir-Management Decisions*, SPE 109336, April.

OSDAL, B. & ALSOS, T. (2002) *Seismic Modelling of Eclipse Simulations and Comparison with Real 4D Data at the Norne Field*, 64th Mtg.: Eur. Assn. Geosci. Eng., A029.

OSDAL, B., GOTO, R. & PICKERING, S. (2005) *High-quality, 4-D seismic delivers value*, Hart's E&P pp47-54 August.

PARR, R., MARSH, J. & GRIFFIN, T. (2000) *Interpretation and integration of 4-D results into reservoir management*, Schiehallion Field, UKCS, 70th Ann. Internat. Mtg: Soc. of Expl. Geophys., 1464-1467.

PICKERING, S. & WAGGONER, J. (2003) *Time-lapse multiple impacts*, Hart's E&P, March.

PARENTE, C.L. (2005) *Monitoramento de Mamíferos Marinhos Durante Estudos no Nordeste do Brasil*, Tese (Mestrado em Oceanografia) - Recife-PE, Universidade Federal de Pernambuco, p.1-12.

SILVA, B.N., GOMES, L.L. & MEDEIROS, R.L. (2006) *Análise de Risco de Projetos de Desenvolvimento de Produção Marítima de Petróleo : Um Estudo de Caso*, Brazilian Business Review (BBR) Vol.3, No.2, Vitória-ES Brasil – Jan/Jun 2006 pp. 229-244.

SILVA, M.I.O. (2003) *Caracterização de Incerteza de Reservatório em Projetos de Exploração de Petróleo - Comparação entre Métodos de Distribuição Contínua e Métodos de Distribuição Discreta*, Tese (Mestrado em Engenharia de Reservatório e Exploração) - Macaé-RJ, Universidade Estadual do Norte Fluminense - UENF, p.24-40.

TEIXEIRA, R. G. (2005) *Inferência Bayesiana da Saturação*, Tese (Mestrado em Engenharia de Reservatório e Exploração) - Macaé-RJ, Universidade Estadual do Norte Fluminense - UENF.

THOMAZ, J.E. (2001) *Fundamentos de Engenharia de Petróleo* - 2ª edição – Editora Interciência – Rio de Janeiro.

WAGGONER, J.R. (2000) *Quantifying the Economic Impact of 4D Seismic*, paper SPE 63133, presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Dallas, Texas, USA, 1-4 October.

XAVIER, A. M. (2004) *Análise do Valor da Informação na Avaliação Desenvolvimento de Campos de Petróleo*, Tese (Mestrado em Ciência e Engenharia de Petróleo - Faculdade de Engenharia Mecânica e Instituto de Geociências) - Campinas –SP, Universidade Estadual de Campinas - UNICAMP

## APÊNDICE

## APÊNDICE

Tabelas para obtenção do Valor Presente Líquido (VPL) para cada cenário

Tabela 1A: Fluxo de caixa para o cenário 1, sem informação da sísmica 4D

Ano	Receita bruta - produção de óleo leve (MM US\$)	Receita bruta - produção de gás (MM US\$)	Receita bruta total (MM US\$)	Receita líquida total (MM US\$)	Fluxo de caixa (MM US\$)	Fluxo de caixa atualizado (MM US\$)
2010	331,253	1,580	332,833	199,700	49,700	49,700
2011	298,307	1,138	299,446	179,667	169,667	154,243
2012	268,721	5,127	273,847	164,308	134,308	110,999
2013	231,077	8,817	239,894	143,937	133,937	100,629
2014	198,734	9,479	208,213	124,928	94,928	64,837
2015	167,970	8,412	176,382	105,829	95,829	59,502
2016	139,127	6,636	145,763	87,458	57,458	32,434
2017	114,937	3,837	118,775	71,265	61,265	31,439
2018	94,870	2,036	96,906	58,144	28,144	13,129
2019	78,493	1,498	79,990	47,994	37,994	16,113
2020	64,566	1,170	65,737	39,442	9,442	3,640
2021	53,719	0,922	54,641	32,785	22,785	7,986
2022	44,394	0,720	45,114	27,068	-2,932	-0,934
2023	36,699	0,578	37,277	22,366	12,366	3,582
2024	30,306	0,463	30,768	18,461	-11,539	-3,039
2025	25,088	0,371	25,459	15,275	5,275	1,263
2026	20,749	0,297	21,046	12,628	-17,372	-3,781
2027	17,253	0,239	17,491	10,495	0,495	0,098
2028	14,357	0,192	14,549	8,729	-41,271	-7,423
VPL (MM US\$)						634,417



Tabela 1B: Fluxo de caixa para o cenário 2, sem informação da sísmica 4D

Ano	Receita bruta - produção de óleo leve (MM US\$)	Receita bruta - produção de gás (MM US\$)	Receita bruta total (MM US\$)	Receita líquida total (MM US\$)	Fluxo de caixa (MM US\$)	Fluxo de caixa atualizado (MM US\$)
2010	281,565	1,343	282,908	169,745	69,745	69,745
2011	253,561	0,968	254,529	152,717	144,717	131,561
2012	228,412	4,358	232,770	139,662	115,662	95,589
2013	196,416	7,495	203,910	122,346	114,346	85,910
2014	168,924	8,057	176,981	106,189	82,189	56,136
2015	142,774	7,150	149,924	89,955	81,955	50,887
2016	118,258	5,640	123,899	74,339	50,339	28,415
2017	97,697	3,262	100,958	60,575	52,575	26,979
2018	80,640	1,731	82,370	49,422	25,422	11,860
2019	66,719	1,273	67,992	40,795	32,795	13,908
2020	54,882	0,995	55,876	33,526	9,526	3,673
2021	45,661	0,784	46,445	27,867	19,867	6,963
2022	37,735	0,612	38,347	23,008	-0,992	-0,316
2023	31,194	0,491	31,685	19,011	11,011	3,190
2024	25,760	0,393	26,153	15,692	-8,308	-2,188
2025	21,325	0,315	21,640	12,984	4,984	1,193
2026	17,637	0,252	17,889	10,733	2,733	0,595
2027	14,665	0,203	14,868	8,921	-21,079	-4,170
VPL (MM US\$)						579,929

Tabela 1C - Fluxo de caixa para o cenário 3, sem informação da sísmica 4D

Ano	Receita bruta - produção de óleo leve (MM US\$)	Receita bruta - produção de gás (MM US\$)	Receita bruta total (MM US\$)	Receita líquida total (MM US\$)	Fluxo de caixa (MM US\$)	Fluxo de caixa atualizado (MM US\$)
2010	248,440	1,185	249,625	149,775	59,775	59,775
2011	223,731	0,854	224,584	134,751	127,751	116,137
2012	201,540	3,845	205,386	123,231	102,231	84,489
2013	173,308	6,613	179,921	107,952	100,952	75,847
2014	149,050	7,109	156,160	93,696	72,696	49,652
2015	125,977	6,309	132,286	79,372	72,372	44,937
2016	104,346	4,977	109,323	65,594	44,594	25,172
2017	86,203	2,878	89,081	53,449	46,449	23,835
2018	71,153	1,527	72,680	43,608	22,608	10,547
2019	58,870	1,123	59,993	35,996	28,996	12,297
2020	48,425	0,878	49,303	29,582	8,582	3,309
2021	40,289	0,692	40,981	24,589	17,589	6,165
2022	33,295	0,540	33,835	20,301	-0,699	-0,223
2023	27,525	0,433	27,958	16,775	9,775	2,831
2024	22,729	0,347	23,076	13,846	-7,154	-1,884
2025	18,816	0,278	19,094	11,456	4,456	1,067
2026	15,562	0,223	15,785	9,471	-20,529	-4,468
VPL (MM US\$)						509,485

Tabela 1D : Fluxo de caixa para o cenário 4, sem informação da sísmica 4D

Ano	Receita bruta - produção de óleo leve (MM US\$)	Receita bruta - produção de gás (MM US\$)	Receita bruta total (MM US\$)	Receita líquida total (MM US\$)	Fluxo de caixa (MM US\$)	Fluxo de caixa atualizado (MM US\$)
2010	220,835	1,053	221,889	133,133	93,133	93,133
2011	198,872	0,759	199,630	119,778	115,778	105,253
2012	179,147	3,418	182,565	109,539	97,539	80,611
2013	154,051	5,878	159,930	95,958	91,958	69,089
2014	132,489	6,319	138,809	83,285	71,285	48,689
2015	111,980	5,608	117,588	70,553	66,553	41,324
2016	92,752	4,424	97,176	58,305	46,305	26,138
2017	76,625	2,558	79,183	47,510	43,510	22,327
2018	63,247	1,357	64,604	38,763	26,763	12,485
2019	52,329	0,998	53,327	31,996	27,996	11,873
2020	43,044	0,780	43,824	26,295	14,295	5,511
2021	35,813	0,615	36,427	21,856	17,856	6,259
2022	29,596	0,480	30,076	18,045	6,045	1,926
2023	24,466	0,385	24,851	14,911	10,911	3,160
2024	20,204	0,308	20,512	12,307	8,307	2,188
2025	16,725	0,247	16,973	10,184	-9,816	-2,350
VPL (MM US\$)						527,617

Tabela 1E : Fluxo de caixa para o cenário 5, sem informação da sísmica 4D

Ano	Receita bruta - produção de óleo leve (MM US\$)	Receita bruta - produção de gás (MM US\$)	Receita bruta total (MM US\$)	Receita líquida total (MM US\$)	Fluxo de caixa (MM US\$)	Fluxo de caixa atualizado (MM US\$)
2010	184,029	0,878	184,907	110,944	80,944	80,944
2011	165,726	0,632	166,359	99,815	96,815	88,014
2012	149,289	2,848	152,137	91,282	82,282	68,002
2013	128,376	4,898	133,275	79,965	76,965	57,825
2014	110,408	5,266	115,674	69,404	60,404	41,257
2015	93,316	4,673	97,990	58,794	55,794	34,644
2016	77,293	3,687	80,980	48,588	39,588	22,346
2017	63,854	2,132	65,986	39,592	36,592	18,777
2018	52,706	1,131	53,837	32,302	23,302	10,871
2019	43,607	0,832	44,439	26,663	23,663	10,036
2020	35,870	0,650	36,520	21,912	12,912	4,978
2021	29,844	0,512	30,356	18,214	15,214	5,332
2022	24,663	0,400	25,063	15,038	6,038	1,924
2023	20,389	0,321	20,709	12,426	9,426	2,730
2024	16,837	0,257	17,093	10,256	7,256	1,911
2025	13,997	0,207	14,204	8,523	-6,477	-1,551
VPL (MM US\$)						448,040

Tabela 1F: Fluxo de caixa para o cenário 1, com informação da sísmica 4D

Ano	Receita bruta - produção de óleo leve (MM US\$)	Receita bruta - produção de gás (MM US\$)	Receita bruta total (MM US\$)	Receita líquida total (MM US\$)	Fluxo de caixa (MM US\$)	Fluxo de caixa atualizado (MM US\$)
2010	552,088	2,633	554,722	332,833	152,833	152,833
2011	497,179	1,897	499,076	299,446	284,446	258,587
2012	447,868	8,545	456,412	273,847	228,847	189,130
2013	385,129	14,695	399,824	239,894	224,894	168,966
2014	331,223	15,798	347,021	208,213	163,213	111,477
2015	279,949	14,020	293,970	176,382	161,382	100,205
2016	231,879	11,060	242,939	145,763	100,763	56,878
2017	191,562	6,396	197,958	118,775	103,775	53,253
2018	158,117	3,394	161,511	96,906	51,906	24,215
2019	130,821	2,496	133,317	79,990	64,990	27,562
2020	107,611	1,950	109,561	65,737	20,737	7,995
2021	89,531	1,537	91,069	54,641	39,641	13,894
2022	73,989	1,200	75,189	45,114	0,114	0,036
2023	61,166	0,963	62,128	37,277	22,277	6,453
2024	50,510	0,771	51,280	30,768	-14,232	-3,748
2025	41,813	0,618	42,431	25,459	10,459	2,504
2026	34,582	0,495	35,077	21,046	-23,954	-5,213
2027	28,755	0,398	29,152	17,491	2,491	0,493
2028	23,928	0,320	24,248	14,549	-30,451	-5,477
2029	19,857	0,256	20,113	12,068	-2,932	-2,932
2030	16,453	0,204	16,657	9,994	-50,006	-50,006
VPL (MM US\$)						1107,106

Tabela 1G : Fluxo de caixa para o cenário 2, com informação da sísmica 4D

Ano	Receita bruta - produção de óleo leve (MM US\$)	Receita bruta - produção de gás (MM US\$)	Receita bruta total (MM US\$)	Receita líquida total (MM US\$)	Fluxo de caixa (MM US\$)	Fluxo de caixa atualizado (MM US\$)
2010	423,268	2,019	425,287	255,172	135,172	135,172
2011	381,171	1,454	382,625	229,575	217,575	197,796
2012	343,365	6,551	349,916	209,950	169,950	140,454
2013	295,265	11,266	306,532	183,919	171,919	129,165
2014	253,938	12,112	266,050	159,630	119,630	81,709
2015	214,628	10,749	225,377	135,226	123,226	76,514
2016	177,774	8,479	186,253	111,752	71,752	40,502
2017	146,864	4,903	151,768	91,061	79,061	40,571
2018	121,223	2,602	123,825	74,295	34,295	15,999
2019	100,296	1,914	102,210	61,326	49,326	20,919
2020	82,502	1,495	83,997	50,398	10,398	4,009
2021	68,641	1,179	69,819	41,892	29,892	10,477
2022	56,725	0,920	57,645	34,587	-5,413	-1,725
2023	46,894	0,738	47,632	28,579	16,579	4,802
2024	38,724	0,591	39,315	23,589	-16,411	-4,322
2025	32,057	0,474	32,531	19,518	7,518	1,800
2026	26,513	0,379	26,892	16,135	4,135	0,900
2027	22,045	0,305	22,350	13,410	-26,590	-5,261
VPL (MM US\$)						889,481

Tabela 1H: Fluxo de caixa para o cenário 3, com informação da sísmica 4D

Ano	Receita bruta - produção de óleo leve (MM US\$)	Receita bruta - produção de gás (MM US\$)	Receita bruta total (MM US\$)	Receita líquida total (MM US\$)	Fluxo de caixa (MM US\$)	Fluxo de caixa atualizado (MM US\$)
2010	220,835	1,053	221,889	133,133	103,133	103,133
2011	198,872	0,759	199,630	119,778	116,778	106,162
2012	179,147	3,418	182,565	109,539	100,539	83,090
2013	154,051	5,878	159,930	95,958	92,958	69,841
2014	132,489	6,319	138,809	83,285	74,285	50,738
2015	111,980	5,608	117,588	70,553	67,553	41,945
2016	92,752	4,424	97,176	58,305	49,305	27,832
2017	76,625	2,558	79,183	47,510	44,510	22,841
2018	63,247	1,357	64,604	38,763	29,763	13,884
2019	52,329	0,998	53,327	31,996	28,996	12,297
2020	43,044	0,780	43,824	26,295	17,295	6,668
2021	35,813	0,615	36,427	21,856	18,856	6,609
2022	29,596	0,480	30,076	18,045	9,045	2,882
2023	24,466	0,385	24,851	14,911	11,911	3,450
2024	20,204	0,308	20,512	12,307	9,307	2,451
2025	16,725	0,247	16,973	10,184	0,184	0,044
VPL (MM US\$)						553,866

Tabela 1I : Fluxo de caixa para o cenário 4, com informação da sísmica 4D

Ano	Receita bruta - produção de óleo leve (MM US\$)	Receita bruta - produção de gás (MM US\$)	Receita bruta total (MM US\$)	Receita líquida total (MM US\$)	Fluxo de caixa (MM US\$)	Fluxo de caixa atualizado (MM US\$)
2010	276,044	1,317	277,361	166,417	106,417	106,417
2011	248,590	0,949	249,538	149,723	144,723	131,566
2012	223,934	4,272	228,206	136,924	121,924	100,763
2013	192,564	7,348	199,912	119,947	114,947	86,362
2014	165,612	7,899	173,511	104,106	89,106	60,861
2015	139,975	7,010	146,985	88,191	83,191	51,655
2016	115,940	5,530	121,469	72,882	57,882	32,673
2017	95,781	3,198	98,979	59,387	54,387	27,909
2018	79,058	1,697	80,755	48,453	33,453	15,606
2019	65,411	1,248	66,659	39,995	34,995	14,841
2020	53,805	0,975	54,781	32,868	17,868	6,889
2021	44,766	0,769	45,534	27,321	22,321	7,823
2022	36,995	0,600	37,595	22,557	7,557	2,408
2023	30,583	0,481	31,064	18,639	13,639	3,951
2024	25,255	0,385	25,640	15,384	0,384	0,101
2025	20,907	0,309	21,216	12,729	7,729	1,850
2026	17,291	0,247	17,538	10,523	-9,477	-2,062
2027	14,377	0,199	14,576	8,746	8,746	8,746
VPL (MM US\$)						551,942

Tabela 1J : Fluxo de caixa para o cenário 5, com informação da sísmica 4D

<b>Ano</b>	<b>Receita bruta - produção de óleo leve (MM US\$)</b>	<b>Receita bruta - produção de gás (MM US\$)</b>	<b>Receita bruta total (MM US\$)</b>	<b>Receita líquida total (MM US\$)</b>	<b>Fluxo de caixa (MM US\$)</b>	<b>Fluxo de caixa atualizado (MM US\$)</b>
2010	220,835	1,053	221,889	133,133	88,133	88,133
2011	198,872	0,759	199,630	119,778	116,778	106,162
2012	179,147	3,418	182,565	109,539	100,539	83,090
2013	154,051	5,878	159,930	95,958	92,958	69,841
2014	132,489	6,319	138,809	83,285	74,285	50,738
2015	111,980	5,608	117,588	70,553	67,553	41,945
2016	92,752	4,424	97,176	58,305	49,305	27,832
2017	76,625	2,558	79,183	47,510	44,510	22,841
2018	63,247	1,357	64,604	38,763	29,763	13,884
2019	52,329	0,998	53,327	31,996	28,996	12,297
2020	43,044	0,780	43,824	26,295	17,295	6,668
2021	35,813	0,615	36,427	21,856	18,856	6,609
2022	29,596	0,480	30,076	18,045	9,045	2,882
2023	24,466	0,385	24,851	14,911	11,911	3,450
2024	20,204	0,308	20,512	12,307	9,307	2,451
2025	16,725	0,247	16,973	10,184	-4,816	-1,153
VPL (MM US\$)						537,669