

**INFERÊNCIA DE POROSIDADE E SATURAÇÃO APLICADA NO  
MONITORAMENTO SÍSMICO DE RESERVATÓRIO**

**EMANUEL FONSECA DA COSTA**

**UNIVERSIDADE ESTADUAL DO NORTE FLUMINENSE - UENF**  
LABORATÓRIO DE ENGENHARIA E EXPLORAÇÃO DE PETRÓLEO - LENEP

MACAÉ - RJ  
MARÇO - 2005

# **Livros Grátis**

<http://www.livrosgratis.com.br>

Milhares de livros grátis para download.

# **INFERÊNCIA DE POROSIDADE E SATURAÇÃO APLICADA NO MONITORAMENTO SÍSMICO DE RESERVATÓRIO**

**EMANUEL FONSECA DA COSTA**

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

Orientador: Prof. Fernando Sergio de Moraes

MACAÉ - RJ  
MARÇO – 2005

# **INFERÊNCIA DE POROSIDADE E SATURAÇÃO APLICADA NO MONITORAMENTO SÍSMICO DE RESERVATÓRIO**

**EMANUEL FONSECA DA COSTA**

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

Aprovada em 16 de março de 2005

Comissão Examinadora:

---

Francisco Nepomuceno Filho (Ph.D., Geofísica – PETROBRAS)

---

Paulo R. Schroeder Johann (Ph.D., Geofísica – PETROBRAS)

---

Luiz Geraldo do Carmo Loures (Dr. Geofísica – LENEP/CCT/UENF)

---

Fernando Sergio de Moraes (Ph.D., Geofísica – LENEP/CCT/UENF)  
(orientador)

“Se existem três sapos numa folha e um deles decide pular da folha para a água, quantos sapos restam na folha?

A resposta certa é: três sapos. Porque o sapo apenas decidiu pular. Ele não fez isso...

Não somos aquele sapo, muitas vezes? Que decide fazer isso, fazer aquilo, mas no final acabamos não fazendo nada?

A maior parte dos erros que cometemos não se deve a decisões erradas. A maior parte dos erros se deve a indecisões. Temos que viver com a consequência de nossas decisões. E isto é arriscar. Tudo é arriscar.

Rir é correr o risco de parecer um tolo. Chorar é correr o risco de parecer sentimental. Abrir-se para alguém é arriscar envolvimento. Expor os sentimentos é arriscar a expor-se a si mesmo. Expor suas idéias e sonhos é arriscar-se a perdê-los. Amar é correr o risco de não ser amado. Viver é correr o risco de morrer. Ter esperança é correr o risco de se decepcionar. Tentar é correr o risco de falhar. Os riscos precisam ser enfrentados, porque o maior fracasso da vida é não arriscar nada.

A pessoa que não arrisca nada, não faz nada, não tem nada, não é nada. Ela pode evitar o sofrimento e a dor, mas não aprende, não sente, não muda, não cresce ou vive. Presa à sua solidão é uma escrava que teme a liberdade. Apenas quem arrisca é livre.

O pessimista queixa-se dos ventos; o otimista espera que mudem; o realista ajusta as velas”.

Texto atribuído a Sócrates (filósofo grego, 470 – 399 a.C.)

## **Dedicatória**

Aos meus pais, por terem me ensinado a lutar sempre por meus ideais e mostrado que as principais e mais importantes coisas em nossas vidas são as conquistadas. Que quanto mais difícil o objetivo a ser alcançado maior o prazer que temos ao atingi-lo.

A minha esposa, Leny, e aos meus filhos, Fábio e Daniel, pelo apoio e por terem compartilhado, ao longo dessa difícil jornada, os mais belos e preciosos períodos de suas vidas, sem os quais eu não teria encontrado forças para prosseguir.

## Agradecimento

Agradeço ao LENEP/UENF pela oportunidade de realizar este trabalho e em especial ao Prof. Carlos A. Dias, que permitiu que fosse criada as condições necessárias para que nós, profissionais da indústria do petróleo lotados na UN-BC, tivéssemos a oportunidade de dar continuidade ao crescimento acadêmico.

A PETROBRAS e, em especial, ao engenheiro Marcelo Salomão, gerente de reservatório do Ativo de Produção Centro, por ter disponibilizado os dados utilizados nesta tese. Ao geofísico e gerente José Contreras Martinelli, pela compreensão e sensibilidade em perceber as dificuldades enfrentadas quando da realização deste trabalho, disponibilizando num momento crítico, o suporte necessário à conclusão desta tese.

Aos amigos Joclean Vanzeler, Jorge Nicolas e Márcia Ida, pela inestimável ajuda na preparação e obtenção dos dados 4D sintéticos. Sem o suporte desses profissionais a realização e montagem do simulador de fluxo, da modelagem sísmica, processamento sísmico e inversão no prazo realizado teria sido impossível.

Ao amigo Luiz G. Loures, pelas discussões e orientações. E ao meu orientador e mentor professor Fernando Moraes pela ilimitada ajuda, suporte, orientação e, acima de tudo, sua amizade. Sua seriedade e engajamento no desenvolvimento desse trabalho aumentaram ainda mais a minha motivação e determinação.

A todos esses o meu mais sincero agradecimento,

# Índice

DEDICATÓRIA	v
AGRADECIMENTOS	vi
LISTA DE TABELAS	xii
LISTA DE FIGURAS	xiii
RESUMO	xxvi
ABSTRACT	xxx
CAPÍTULO 1 – INTRODUÇÃO	1
CAPÍTULO 2 - O MEIO POROSO SATURADO E SUAS RELAÇÕES PETROFÍSICAS	11
2.1 - Propriedades elásticas do meio poroso e os atributos sísmicos	12
2.1.1 - Relações construídas para rochas homogêneas	13
2.1.2 - Relações construídas para rochas não homogêneas	14
2.1.3 - Relação entre as propriedades elásticas e a saturação: Modelo de Gassmann	16
2.2 - Metodologia de construção do meio poroso saturado	19
2.2.1 - Modelo de Batzle & Wang para as propriedades dos fluidos	19
2.2.1.1 - Fase gás	20
2.2.1.2 - Fase óleo	21
2.2.1.3 - Fase Salmoura	24
2.2.1.4 - Mistura de fluidos	25
2.2.2 - Parte sólida do meio poroso (matriz)	26



2.2.3 - Determinação das propriedades elásticas da rocha seca	27
2.2.4 - Modelamento do meio poroso saturado	30
2.3 – Simulação de perfis sintéticos	32
2.4 – Conclusão	35
CAPÍTULO 3 - INFERÊNCIA BAYESIANA	36
3.1 – O Teorema de Bayes	38
3.2 - Formulação Bayesiana da inversão conjunta de porosidade e saturação	40
CAPÍTULO 4 - INFERÊNCIA DA POROSIDADE E SATURAÇÃO A PARTIR DADOS SINTÉTICOS DE POÇOS	44
4.1 - Modelo sintético com uma camada de areia	45
4.1.1 - Inferência de porosidade a partir de conjunto de dados com diferentes níveis de ruído e valor de saturação correta	46
4.1.2 - Inferência de porosidade a partir de conjunto de dados com diferentes níveis de ruído e valor de saturação errado	60
4.1.3 - Inferência da saturação a partir de conjunto de dados com diferentes níveis de ruído	62
4.2 - Modelo sintético com duas camadas de areias e aquífero	69
4.2.1 - Descrição do modelo	70
4.2.2 - Análise de sensibilidade dos parâmetros elásticos às variações nos valores de porosidade e saturação	73
4.2.3 - Inferência conjunta da porosidade e da saturação do modelo de duas camadas	75
4.3 – Conclusão	78

CAPÍTULO 5 - INFERÊNCIA DA POROSIDADE E SATURAÇÃO A PARTIR DE DADOS REAIS DE POÇOS	79
5.1 - Apresentação do campo	79
5.2 - Inversão conjunta das propriedades de porosidade e saturação dos dados de poços do Campo Mulata	83
5.3 – Conclusão	92
CAPÍTULO 6 - ESTUDO E CORRELAÇÃO ENTRE PROPRIEDADES ESTIMADAS A PARTIR DADOS ADQUIRIDOS EM ESCALAS DIFERENTES (POÇO E SÍSMICA)	93
6.1 - Seleção e preparação dos dados	94
6.2 - Substituição de fluido	97
6.3- Perturbação da porosidade pela variação da saturação (“porosidade residual”)	104
6.4 - Implementação da metodologia da obtenção da saturação a partir da porosidade	107
6.5 - Comparação e aplicação da metodologia em dados adquiridos em escalas diferentes, dados sísmicos e dados de poços	119
6.6 – Conclusão	125
CAPÍTULO 7 - INFERÊNCIA DA POROSIDADE E SATURAÇÃO A PARTIR DE DADOS 4D SINTÉTICOS	127
7.1 – O modelo inicial	127
7.2 – O modelo produzido	128
7.2.1 – Simulador de fluxo	129
7.2.2 – Propriedades elásticas do modelo após produção	133

7.3 – Obtenção dos dados 4D	135
7.3.1 – Modelo sísmico 4D sintético	136
7.3.1.1 – Modelagem Sísmica	137
7.3.1.2 – Processamento sísmico	139
7.3.1.3 – Inversão acústica	142
7.4 – Inferência das propriedades de saturação e porosidade a partir de dados de impedância 4D	146
7.4.1 – Inferência das propriedades a partir de dados 4D exatos.	147
7.4.1.1 – Inferência de porosidade e saturação assumindo-se conhecida a saturação inicial do reservatório	147
7.4.1.2 – Obtenção da seção de “porosidade residual”, assumindo-se conhecida a saturação no reservatório.	149
7.4.2 – Inferência das propriedades a partir de dados sísmicos 4D.	151
7.4.2.1 – Inferência de porosidade e saturação assumindo-se conhecida a saturação inicial do reservatório	152
7.4.2.2 – Obtenção da seção de “porosidade residual”, assumindo-se conhecida a saturação no reservatório.	154
7.5 – Conclusão	156
CAPÍTULO 8 - INFERÊNCIA DAS PROPRIEDADES DE POROSIDADE E SATURAÇÃO DOS DADOS DE IMPEDÂNCIA SÍSMICA, CAMPO MULATA	158
8.1 - Inferência conjunta das propriedades de porosidade e saturação a partir de dados sísmicos	161

8.2 - Inferência das propriedades de porosidade e saturação, em etapas distintas, a partir de dados sísmicos (“porosidade residual”)	164
8.3 – Conclusão	168
CAPÍTULO 9 – CONCLUSÕES FINAIS	170
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	174
ANEXOS	184
ANEXO A – MODELO DE BATZLE & WANG PARA AS PROPRIEDADES SÍSMICAS DOS FLUIDOS	185
ANEXO B – MARGINALIZAÇÃO DA VARIÂNCIA	197
ANEXO C – ARTIGOS PUBLICADOS	200

## Lista de tabelas

Tabela 2.1 – Coeficientes utilizados para a computação da velocidade da água doce.	25
Tabela 2.2 – Propriedades elásticas dos minerais formadores das rochas sedimentares mais comuns, que serviram como referência para estimar as propriedades da matriz.	27
Tabela 2.3 – Parâmetros de entrada e saída do programa de modelagem do meio poroso saturado.	31
Tabela 4.1 – Valores dos perfis sintéticos calculados em três condições diferentes de saturação de água no reservatório, $S_w = 1\%$ , $S_w = 15\%$ e $S_w = 100\%$ . Além da diferença entre as condições extremas de saturação.	63
Tabela 4.2 – Valores máximos e mínimos dos perfis sintéticos, contendo 5% de ruído gaussiano aleatório, calculados na condição de saturação $S_w = 15\%$ e porosidade de 28%.	64
Tabela 4.3 – Modelo 1D utilizado para gerar os perfis sintéticos que serão usados para a realizar a inferência conjunta de porosidade e saturação.	70
Tabela 4.4 – Variação das propriedades elásticas de densidade, VP, VS, quando da variação das propriedades de porosidade e saturação de um arenito.	74
Tabela 7.1 – Propriedades elásticas do reservatório homogêneo referente à condição inicial (antes da produção).	128
Tabela 7.2 – Parâmetros de aquisição sísmica usada no Norsar 3D.	138

## Lista de figuras

- Figura 3.1 – Funções densidade de probabilidade (pdf) de porosidade para dois reservatórios A e B. As pdfs representam o estado de conhecimento sobre a distribuição de porosidade. O reservatório A tem uma maior incerteza sobre a porosidade que o reservatório B (modificado de Takahashi, 2000). 37
- Figura 3.2 – Função densidade de probabilidade quando se tem um perfeito conhecimento a cerca dos valores de porosidade (A) e quando se tem completa ignorância dos valores de porosidade, B (modificado de Takahashi, 2000). 38
- Figura 4.1 – Conjunto de perfis simulados a partir do modelo uniforme de uma camada, consistindo de um pacote homogêneo de areia, com 70 metros de espessura, saturado de óleo ( $S_w = 15\%$ ). 46
- Figura 4.2 – Conjunto de perfis sintéticos simulados com 5% (a) e 10% (b) de ruído aleatório gaussiano. Foi ainda adicionado ao perfil de porosidade neutrônica um desvio constante de 10%, simulando um erro incremental de calibração de ferramentas. A linha azul representa os valores dos perfis sem ruídos mostrados na Figura 4.1. 47
- Figura 4.3 – Conjunto de perfis sintéticos simulados com 15% (a) e 20% (b) de ruído aleatório gaussianos. Foi ainda adicionado ao perfil de porosidade neutrônica um desvio constante de 10%, simulando um erro incremental gerado por instrumentos. A linha azul são os valores dos perfis sem ruídos mostrados na Figura 4.1 48
- Figura 4.4 – Conjunto de perfis sintéticos simulados com 30% (a) e 40% (b) de ruído aleatório gaussiano. Foi ainda adicionado ao perfil de porosidade neutrônica um desvio constante de 10%, simulando um erro incremental de calibração de ferramentas. A linha azul representa os valores dos perfis sem ruídos mostrados na Figura 4.1. 49

- Figura 4.5 – Desenho esquemático mostrando a implementação da teoria, por janela, e a representação gráfica da função *a posteriori* obtida como produto final (Loures, 2001). 51
- Figura 4.6 – Distribuição *a posteriori* para porosidade (a) e valor modal (b), obtidos como resultado da inversão do conjunto de perfis simulados com 5% de ruído aleatório gaussianos. O valor verdadeiro de porosidade está representado pela linha azul enquanto a linha verde mostra o comportamento da porosidade modal obtida para a distribuição *a posteriori* na inversão. 52
- Figura 4.7 – Distribuição *a posteriori* para porosidade (a) e valor modal (b), obtidos como resultado da inversão do conjunto de perfis simulados com 10% de ruído aleatório gaussianos. O valor verdadeiro de porosidade está representado pela linha azul enquanto a linha verde mostra o comportamento da porosidade modal obtida para a distribuição *a posteriori* na inversão. 53
- Figura 4.8 – Distribuição *a posteriori* para porosidade (a) e valor modal (b), obtidos como resultado da inversão do conjunto de perfis simulados com 15% de ruído aleatório gaussianos. O valor verdadeiro de porosidade está representado pela linha azul enquanto a linha verde mostra o comportamento da porosidade modal obtida para a distribuição *a posteriori* na inversão. 54
- Figura 4.9 – Distribuição *a posteriori* para porosidade (a) e valor modal (b), obtidos como resultado da inversão do conjunto de perfis simulados com 20% de ruído aleatório gaussianos. O valor verdadeiro de porosidade está representado pela linha azul enquanto a linha verde mostra o comportamento da porosidade modal obtida para a distribuição *a posteriori* na inversão. 55

- Figura 4.10 – Distribuição *a posteriori* para porosidade (a) e valor modal (b), obtidos como resultado da inversão do conjunto de perfis simulados com 30% de ruído aleatório gaussianos. O valor verdadeiro de porosidade está representado pela linha azul enquanto a linha verde mostra o comportamento da porosidade modal obtida para a distribuição *a posteriori* na inversão. 56
- Figura 4.11 – Distribuição *a posteriori* para porosidade (a) e valor modal (b), obtidos como resultado da inversão do conjunto de perfis simulados com 40% de ruído aleatório gaussianos. O valor verdadeiro de porosidade está representado pela linha azul enquanto a linha verde mostra o comportamento da porosidade modal obtida para a distribuição *a posteriori* na inversão. 57
- Figura 4.12 – Conjunto de perfis sintéticos simulados com 10% de ruído aleatório gaussianos, sem a componente de erro sistemático do perfil de porosidade neutrônica. 59
- Figura 4.13 – Distribuição *a posteriori* (a) e valor modal (b), obtidos como resultado da inversão do conjunto de perfis simulados com 10% de ruído aleatório gaussiano, com a porosidade neutrônica sem erro sistemático, mostrando o excelente resultado para a porosidade estimada. 59
- Figura 4.14 – Distribuição *a posteriori* e valor modal obtidos como resultado da inversão do conjunto de perfis simulados com 10% de ruído aleatório gaussianos e considerando a informação de saturação *a priori* errada e igual a 100%, diferentemente do valor de saturação real que é igual a 15%. 61
- Figura 4.15 – Distribuição *a posteriori* e valor modal obtidos como resultado da inversão do conjunto de perfis simulados sem ruídos. O valor verdadeiro de saturação está representado pela linha azul enquanto a linha verde mostra o comportamento da saturação modal obtida para a distribuição *a posteriori* na inversão. 66



- Figura 4.16 – Distribuição *a posteriori* e valores modal obtidos como resultado da inversão do conjunto de perfis simulados com 1% de ruído gaussiano adicionado. O valor verdadeiro de saturação está representado pela linha azul enquanto a linha verde mostra o comportamento da saturação modal obtida para a distribuição *a posteriori* na inversão. 67
- Figura 4.17 – Distribuição *a posteriori* e valores modal obtidos como resultado da inversão do conjunto de perfis simulados com 5% de ruído gaussiano adicionado. O valor verdadeiro de saturação está representado pela linha azul enquanto a linha verde mostra o comportamento da saturação modal obtida para a distribuição *a posteriori* na inversão. 68
- Figura 4.18 – Conjunto de perfis simulados com resposta a um modelo com duas areias, de mesma característica mineralógica, porém, com porosidade, passando de 20% para 28%. Ao conjunto de cima está sem ruído e o de baixo mostra o resultado do acréscimo de 5% de ruído aleatório e gaussiano. Foi simulada a presença de um aquífero nos 10 metros inferiores do reservatório. 72
- Figura 4.19 – Desenho esquemático mostrando como está sendo implementada a teoria e a representação gráfica do produto final obtido, distribuição *a posteriori* 2D. 75
- Figura 4.20 – Valores modais, das distribuições *a posteriori*, obtidos como resultado da inversão do conjunto de perfis simulados com 5% de ruído aleatório gaussiano. O valor verdadeiro da porosidade e da saturação está representado pela linha azul enquanto a linha verde mostra o comportamento da moda obtida para a distribuição *a posteriori* na inferência das propriedades de porosidade e da saturação de cada perfil individual. O resultado final está apresentado nos últimos dois perfis inferiores, à direita, e que resultam da combinação entre as diferentes funções *a posteriori*. 77

- Figura 5.1 – Poço MU17 - Perfil composto. Notar que os eventos da seqüência inferior presente no poço possuem características distintas entre si, principalmente em relação às linhas-base do perfil de raios gama (GR). 80
- Figura 5.2 – Poço MU99 – Perfil composto. Notar que os eventos da seqüência inferior presente no poço possuem características distintas das do poço MU17, em qualquer um dos perfis. O evento basal (MU 200) possui características de arenito mais limpo. 81
- Figura 5.3 – Seção sísmica arbitrária passando pelos poços do campo. A seção de impedância acústica ressalta os reservatórios com as cores vermelhas e amarelas. Notar que os reservatórios turbidíticos preencheram as calhas existentes em diversos eventos, resultando em corpos com características distintas, ora hidraulicamente conectados, ora sem conexão. 82
- Figura 5.4 – Mapa estrutural com poços, em profundidade, do topo do reservatório. As cores mais quentes significam posições mais rasas. A linha em branco representa a posição da seção mostrada na Figura 5.3. 82
- Figura 5.5 – Seção geológica passando pelos poços do campo, tendo como pano de fundo a impedância P. Notar as relações entre os reservatórios MU100 e MU200, principalmente, entre os poços MU17 e MU99. 83
- Figura 5.6 – Conjunto de perfis reais do poço MU09D, disponibilizados para a inversão conjunta de porosidade e saturação. O gráfico DRDN é obtido pela combinação dos perfis de densidade e porosidade, para definir as fácies reservatório das não reservatório. 86

- Figura 5.7 – Conjunto de gráficos mostrando o valor modal da inferência conjunta de porosidade e saturação, para o poço MU09D. Os valores finais são obtidos da distribuição  $P(\phi, S_w | \mathbf{d}_1, \mathbf{d}_2, \mathbf{d}_3, \mathbf{d}_4, \mathbf{I})$ . Em verde está apresentado o resultado obtido pela PETROBRAS, adotados como referência. 87
- Figura 5.8 - Conjunto de perfis reais do poço MU17, disponibilizados para a inversão conjunta de porosidade e saturação. O gráfico DRDN é obtido pela combinação dos perfis de densidade e porosidade para definir fácies reservatório das não reservatório 88
- Figura 5.9 - Conjunto de gráficos mostrando o valor modal da inferência conjunta de porosidade e saturação, para o poço MU17. Os valores finais são obtidos da distribuição  $P(\phi, S_w | \mathbf{d}_1, \mathbf{d}_2, \mathbf{d}_3, \mathbf{d}_4, \mathbf{I})$ . Em verde está apresentado o resultado obtido pela PETROBRAS, adotados como referência. 89
- Figura 5.10 - Conjunto de perfis reais do poço MU99, disponibilizados para a inversão conjunta de porosidade e saturação. Não foi adquirido o perfil de velocidade S neste poço. Observar que a qualidade do reservatório, aqui caracterizado por 3 pacotes de areias limpas. 90
- Figura 5.11 - Conjunto de gráficos mostrando o valor modal da inferência conjunta de porosidade e saturação, para o poço MU99. Os valores finais são obtidos da distribuição  $P(\phi, S_w | \mathbf{d}_1, \mathbf{d}_2, \mathbf{d}_3, \mathbf{d}_4, \mathbf{I})$ . Em verde está apresentado o resultado obtido pela PETROBRAS, adotados como referência. 91
- Figura 6.1 – Seção de impedância elástica P, em profundidade, mostrando as amarrações com os poços MU17 e MU99 com a sísmica. O reservatório está representado pelas menores impedâncias, na parte central da seção (cor azul escuro) e constituem um sistema de compensação de lobos turbidíticos. Nos poços, o perfil de impedância P, está representado pela linha de cor vermelha e o de resistividade pela linha de cor branca. 94

- Figura 6.2 – Conjunto de perfis dos poços MU17 (a) e MU99 (b). As diferenças observadas nos perfis de raios gama e de resistividade, indicam que os poços cruzam partes do reservatório com diferentes características de qualidade. Podemos observar pelo perfil raio gama, que o poço MU99, apresenta três areias distintas e limpas, enquanto que poço MU17, essas relações entre as diferentes areias não é tão evidente. 96
- Figura 6.3 – Conjunto de perfis de parâmetros elásticos dos poços MU17 (a) e MU99 (b). O módulo de *bulk* da rocha seca do poço MU17 (a), foi obtido a partir dos perfis de velocidade *VP* e *VS*, enquanto que o módulo da rocha seca do poço MU99 (b), foi obtido a partir da equação do Coeficiente de Biot. Os perfis das modas estimadas de porosidade e saturação foram previamente calculados. 99
- Figura 6.4 – Perfis dos poços MU17 (a) e MU99 (b), mostrando o efeito da substituição de fluidos, no reservatório de idade Cretáceo, da Bacia de Campos, passando de saturado de óleo para salmoura, 125000 ppm de NaCl. Em azul, os perfis reais referentes a condição de saturação inicial de óleo e em verde, perfis sintéticos após substituição, por salmoura. 101
- Figura 6.5 – Conjunto de perfis originais do poço MU09D. Assim como o MU99, este poço apresenta fácies limpas do reservatório cretáceo, de uma única areia, refletido pelo padrão caixa observado nos perfis de raios gama e resistividade. 102
- Figura 6.6 – Conjunto de perfis de parâmetros elásticos (a) e mostrando o efeito da substituição de fluidos no reservatório de idade Cretáceo, da Bacia de Campos, passando de saturado de óleo para salmoura, 125000 ppm de NaCl. Em azul, os perfis reais referentes a condição de saturação inicial de óleo e em verde, perfis sintéticos após substituição, por salmoura do poço MU09D. 103

- Figura 6.7 – Perfis do poço MU09D. Em (a), temos os perfis com as modas de porosidade estimadas assumindo-se três condições diferentes de saturação, a partir dos perfis de IP e IS. Em vermelho as porosidades estimadas com base nas saturações estimadas pela inferência conjunta, em azul as porosidades estimadas assumindo uma saturação média para todo o reservatório igual a 15% e em preto a porosidade estimada assumindo-se a condição errada de que o reservatório está totalmente saturado de salmoura, 100%. 112
- Figura 6.8 – Perfis do poço MU17. Em (a), temos os perfis com as modas de porosidade estimadas assumindo-se três condições diferentes de saturação, a partir dos perfis de IP e IS. Em vermelho as porosidades estimadas com base nas saturações estimadas pela inferência conjunta, em azul as porosidades estimadas assumindo uma saturação média para todo o reservatório igual a 15% e em preto a porosidade estimada assumindo-se a condição errada de que o reservatório está totalmente saturado de salmoura, 100%. 113
- Figura 6.9 – Perfis do poço MU99. Em (a), temos os perfis com as modas de porosidade estimadas assumindo-se três condições diferentes de saturação, a partir do perfil de IP. Em vermelho as porosidades estimadas com base nas saturações estimadas pela inferência conjunta, em azul as porosidades estimadas assumindo uma saturação média para todo o reservatório igual a 15% e em preto a porosidade estimada assumindo-se a condição errada de que o reservatório está totalmente saturado de salmoura, 100%. 114
- Figura 6.10 – Superfície de porosidade residual obtida pela subtração de entre pares porosidade obtidos assumindo-se diferentes condições de saturação. Observa o comportamento regular da função ao longo de pontos no reservatório. 116

- Figura 6.11 – Gráficos referentes superpondo três conjuntos de curvas da superfície mostrada na, mostrando funções matemáticas que relacionam a porosidade residual e a variação de saturação. 117
- Figura 6.12 – Perfis dos poços MU17 e MU99. Na primeira coluna estão superpostos os perfis de impedância do poço e da sísmica. O topo e a base do reservatório estão marcados pela linha vermelha tracejada. Na segunda coluna estão superpostos os perfis de impedância P dos referidos poços original (azul) e filtrado na freqüência da sísmica (preto). Observar a boa amarração entre os perfis do poço MU99, enquanto que a amarração do poço MU17, não tem a mesma qualidade. As duas últimas colunas representam, respectivamente, os perfis de resistividade (ILD) e raios gama (GR). 120
- Figura 6.13 – Perfis de porosidade modal estimados a partir dos perfis de IP do poço MU17 (a) e da sísmica (b). O perfil de porosidade modal obtido com saturação de 15% (azul) e com saturação de 100% (preto), estão quarta e terceira colunas, respectivamente. Na segunda coluna estão superpostos esses perfis conjuntamente com o perfil de porosidade residual (vermelho). Este é apresentado individualmente na primeira coluna 122
- Figura 6.14 – Perfis de porosidade modal estimados a partir dos perfis de IP do poço MU99 (a) e da sísmica (b). O perfil de porosidade modal obtido com saturação de 15% (azul) e com saturação de 100% (preto), estão quarta e terceira colunas, respectivamente. Na segunda coluna estão superpostos esses perfis conjuntamente com o perfil de porosidade residual (vermelho). Este é apresentado individualmente na primeira coluna 123

- Figura 6.15 – Esta figura mostra os perfis de porosidade modal, obtidos nas diferentes condições de saturação ( $S_w = 100\%$  e  $S_w = 15\%$ ) e o perfis de "porosidades residuais", resultantes da subtração entre os perfis de porosidade, obtidos a partir dos dados de poços (preto) e da sísmica (vermelho), superpostos em cada coluna. Observar o ajuste obtido pelo perfil de "porosidade residual" do poço MU99 e da sísmica. Sinalizando para a validação da metodologia em escala sísmica. 124
- Figura 7.1 – Modelo de reservatório homogêneo totalmente saturado de óleo. Os parâmetros e ( $S_{wi} = 15\%$ ). 128
- Figura 7.2 – Sistema de produção, representado pelos poços injetor e produtor. 129
- Figura 7.3 – Malha regular 3D usado no IMEX, para simular a produção/Injeção 130
- Figura 7.4 – Malha de simulação mostrando a distribuição de saturação no reservatório antes (a) e depois (b) da produção. 131
- Figura 7.5 – Malha de simulação mostrando a distribuição de pressão no reservatório antes (a) e depois (b) da produção. 131
- Figura 7.6 – Gráfico referente a vazão de óleo (verde) e a vazão de injeção de água (azul claro), m<sup>3</sup> /dia e o water cut (azul escuro) em %. 132
- Figura 7.7 – Gráfico referente ao comportamento de pressão de fundo no poço produtor (verde escuro), no poço injetor (azul claro) e a pressão média no reservatório (marrom claro). 133

- Figura 7.8 – Delimitação das 5 regiões com valores médios de saturação por interfaces (isolinhas de saturação). Do topo para a base, foram considerado as saturações de água médias de 70%, 61%, 55%, 50% e 20%. 134
- Figura 7.9 – Distribuição das propriedades elásticas do modelo produzido obtido como consequência da produção de 5 anos. 135
- Figura 7.10 – Modelo de Impedância exato, sem ruído e obtido pela multiplicação simples entre a VP e a densidade. 136
- Figura 7.11 – Desenho esquemático utilizado na obtenção dos dados de impedâncias acústicas 4D. 137
- Figura 7.12 – Técnica de propagação da frente de ondas, utilizada pelo programa Norsar 3D, e que se baseia na construção de uma malha triangular a cada intervalo de tempo. Os raios encontram-se nos vértices de cada triângulo. 138
- Figura 7.13 – Sismograma Tiro 260, referente ao modelo inicial. Observar o efeito do foco enterrado no refletor referente a base do canal. 139
- Figura 7.14 – Campo velocidade intervalar em profundidade utilizado para a migração Kirchoff pré-empilhamento. 140
- Figura 7.15 – Seção sísmica adquirida sobre o reservatório antes da produção (a) e após um período de produção de 5 anos (b). 141
- Figura 7.16 – Seção diferença obtida pela subtração entre a seção referente ao modelo produzido menos a seção referente ao modelo inicial. 142
- Figura 7.17 – Janela principal do software InterWell, e a descrição das principais funções. 143



- Figura 7.18 – Janela principal do software InterWell, com imagens obtidas na utilização de da principais funções. 144
- Figura 7.19 – Seção de impedâncias acústicas obtidas para o modelo inicial (a) e produzido (b). 145
- Figura 7.20 – Seção de impedância exata inicial (a) e seção de porosidade modal (b). 148
- Figura 7.21 – Seção de impedância exata produzida (a) e seção de saturação modal (b). 148
- Figura 7.22 – Seção de porosidade modal estimada a partir dos dados iniciais (a), dos dados produzidos (b). Seção de porosidade residual (c), obtido pela subtração entre b e a. 150
- Figura 7.23 – Comparação entre as seções de amplitude (inicial e produzido) e as seções de impedância acústica. Notar a presença de artefatos de processamento e do efeito dos lobos laterais. 152
- Figura 7.24 – Seção de impedância invertida referente a condição inicial do reservatório (a) e seção de porosidade modal estimada (b). 153
- Figura 7.25 – Seção de impedância invertida referentes aos dados aos a produção (a) e a seção de porosidade modal inferida (b). 153
- Figura 7.26 – Seção de porosidade modal estimada a partir dos dados iniciais (a), dos dados produzidos (b). Seção de porosidade residual (c), obtido pela subtração entre b e a. 155
- Figura 8.1 – Seção geológica esquemática, mostrando a relação entre a distribuição de porosidade e saturação num reservatório. As melhores porosidades dos reservatórios turbidíticos, com elementos arquiteturais de lobos, geralmente, encontram-se no eixo central dos corpos que vai piorando para as bordas. Já a saturação tem sua distribuição independente e depende apenas da estruturação, altos e baixos. 159

- Figura 8.2 – Seção de impedância IP, utilizado como dado de entrada para a inversão conjunta de porosidade e saturação. 160
- Figura 8.3 – Seção das modas estimadas de porosidade, obtidas simultaneamente com a saturação, a partir da seção sísmica de impedância elástica IP. 162
- Figura 8.4 – Seção das modas estimadas de saturação, obtidas simultaneamente com a saturação, a partir da seção sísmica de impedância elástica IP. 163
- Figura 8.16 – Seções de porosidades modais estimadas considerando valores de saturação de 100% (a) e de 15% (b), para todo o intervalo do reservatório a partir da seção sísmica de impedância 165
- Figura 8.6 – Seção de porosidade residual, obtida pela diferença entre as seções de porosidades estimadas, com diferentes saturações ( $S_w = 100\%$  e  $S_w = 15\%$ ). Esta seção reflete a uma saturação diferencial de 85. 166
- Figura 8.7 – Visualização 3D do cubo de porosidade. Observar o reservatório destacado, no volume de porosidade opaco, isto é, sem transparência (a). Abaixo (b), o volume de porosidade encontra-se com transparência aplicada, ressaltado ainda mais a geometria do reservatório. 167
- Figura 8.8 – Visualização 3D do cubo de “porosidade residual”. Observar que o reservatório também encontra-se destacado, no “volume de porosidade”, tanto na visualização em opaco isto é, sem transparência (a), quanto no com a transparência aplicada (b). Similar ao apresentado na Figura 8.7. 168

## Resumo

A caracterização de reservatório consiste em reunir dados adquiridos a partir de diferentes fontes, escalas e métodos, tais como dados de laboratório, poços, sísmicos, e de produção, além de informações geológicas, visando a construção de um modelo 3D de porosidade, saturação e permeabilidade. Esse modelo do reservatório é fundamental para o planejamento de todo o processo de desenvolvimento do campo. O planejamento inicial é revisado periodicamente em função de novos subsídios obtidos durante as operações de produção.

Durante a produção, mudanças principalmente na saturação dos fluidos, na pressão de poro e na temperatura induzem alterações nas propriedades de compressibilidade e densidade dos reservatórios, as quais podem ser detectadas através da análise de repetidos levantamentos de dados sísmicos. Esta técnica de monitoramento sísmico de reservatório, ou sísmica 4D, tem demonstrado ser uma ferramenta valiosa para o gerenciamento da produção, pois fornece uma interpretação a respeito da movimentação dos fluidos e a possibilidade de identificação de áreas com óleo não drenado. Isso permite, entre outras ações, controlar a produção visando evitar a chegada prematura da água nos poços, minimizar a necessidade de *infill drilling* e orientar a implementação dos projetos pilotos de recuperação secundária.

Entretanto, a viabilidade de aplicação da técnica de sísmica 4D, num determinado reservatório, está associada a dois fatores principais. Primeiro, se as condições do reservatório são favoráveis para a ocorrência de mudanças suficientemente grandes em suas propriedades, de forma a produzir diferenças detectáveis no sinal sísmico. Segundo, se a qualidade dos dados sísmicos em termos de repetibilidade e razão sinal ruído é boa o suficiente para preservar essas diferenças.

Garantida a viabilidade de um projeto 4D, resta o importante desafio da interpretação, dificultada pela não unicidade entre processos dinâmicos que alteram as propriedades dos reservatórios e as amplitudes sísmicas que registram essas variações. Esse problema não é trivial de ser resolvido, já que um mesmo valor de

amplitude registrado pode ser obtido através de diferentes combinações entre as propriedades físicas de rocha e fluido que compõem o meio.

Em função dessa dificuldade, quase sempre os projetos 4D são interpretados de forma qualitativa em termos de variações de atributos sísmicos, tais como amplitudes ou impedâncias. Assumindo que não existam variações na porosidade e na temperatura do reservatório, essas variações nos atributos sísmicos 4D estão relacionadas às mudanças de pressão e saturação no reservatório. Com a utilização da informação a respeito do controle da pressão, realizado durante a produção, o problema da inversão de dados sísmicos 4D pode ser reduzido à estimativa da saturação, visando mapear o deslocamento de fluido no reservatório.

Neste trabalho, o problema de gerar subsídios ao gerenciamento de reservatório, a partir da informação geofísica, é tratado através da formulação de inferência de porosidade e saturação. Tal formulação, juntamente com a definição de um novo parâmetro denominado de “porosidade residual”, permite estabelecer um padrão alternativo de interpretação voltado para a detecção de mudanças de saturação no reservatório a partir do sinal sísmico 3D. O conceito de “porosidade residual” surge do forte acoplamento entre as variáveis de porosidade e saturação, o que torna extremamente instável às estimativas de saturação. Quando o efeito da variação da saturação é visto como uma perturbação no valor da porosidade, é possível obter imagens diretas da variação no conteúdo de fluido do reservatório.

O objeto fundamental da inferência bayesiana é obtenção da distribuição *a posteriori* para os parâmetros sob investigação. Esta distribuição *a posteriori* é proporcional ao produto da distribuição *a priori* (que contém informações sobre os parâmetros do modelo) e da função verossimilhança (que quantifica o quanto o modelo do meio se ajusta às medidas). Quanto mais informações forem disponibilizadas, na construção da distribuição *a priori* ou através das medidas realizadas (dados), menor será a incerteza da distribuição *a posteriori* resultante. Tal formulação é testada, usando dados de poço e sísmicos, sintéticos e reais (da Bacia de Campos), envolvendo os seguintes casos:

1. Testes de sensibilidade da metodologia de inferência conjunta de porosidade e saturação, usando perfis sintéticos de poço;
2. Inferência de porosidade e saturação a partir de dados de perfis de poço;

3. Análise sísmica-poço do atributo de porosidade residual;
4. Testes em dados sintéticos da aplicação do atributo de porosidade residual para análise de levantamentos repetidos para o monitoramento de reservatório;
5. Aplicação do atributo de porosidade residual para análise de saturação de um reservatório da Bacia de Campos a partir de dados sísmicos 3D.

Os testes demonstram que, diante de uma maior quantidade de informação, tal como no problema durante a inversão conjunta dos perfis de raios gama, densidade, porosidade (nêutrons), velocidades P e S, e resistividade, o resultado para ambas propriedades de porosidade é estável e equivalente ao obtido através da análise convencional de perfis. Nesse, caso as vantagens da metodologia em relação aos métodos convencionais são simplicidade e maior eficiência. Por outro lado, diante da ausência do perfil de resistividade e da redução do conteúdo de informação, os resultados tornam-se instáveis e sensíveis à presença de ruído. Uma das causas dessa instabilidade é o acoplamento existente entre saturação e porosidade. Uma pequena perturbação nas estimativas de porosidade pode gerar uma perturbação arbitrariamente grande nas estimativas de saturação.

Análise desse acoplamento, baseada em perfis de poço e impedância sísmica na posição correspondente, revela que existe uma forte regularidade na propagação de erros nos valores de saturação para as estimativas de porosidade e vice-versa. Desse modo, supondo que durante a produção apenas ocorra variações na saturação do reservatório, a estimativa da porosidade a partir de dados correspondentes a condição inicial e pós-produção, possibilita a obtenção da porosidade residual, refletindo diretamente a mudança na saturação. Isso resolve também o problema de instabilidade, considerando que o problema de inferência passa a ser formulado em termos de um único parâmetro, a porosidade. Nesse caso, a inferência de porosidade condicional a uma determinada condição de saturação, que pode ser hipotética ou estabelecida segundo a informação a priori disponível.

Para a aplicação da teoria no monitoramento sísmico de reservatórios foram utilizados um conjunto de dados sísmicos 4D sintéticos, referentes aos volumes sísmicos inicial e após a produção de 5 anos. Foram consideradas duas situações

distintas em relação ao nível de conhecimento que se tem sobre a distribuição de saturação inicial do reservatório. No primeiro caso, se estima a porosidade a partir do volume inicial, assumindo-se conhecido o valor de saturação inicial do reservatório. A seguir, realiza-se a estimativa de saturação a partir do volume após a produção, considerando como informação *a priori* a porosidade estimada a partir do volume inicial, desde que não tenha havido variação na porosidade do reservatório devido a produção (colapso de poro, por exemplo). No segundo caso, considera-se que existam incertezas a cerca das condições iniciais do reservatório. Neste caso, a utilização de um determinado valor de saturação quando da estimativa da porosidade inserirá erros no processo. Desta forma, realiza-se a inferência de porosidade a partir de cada volume sísmico, inicial e produzido, considerando a mesma condição de saturação. Ao subtrairmos as porosidades a partir de cada volume obterem-se um valor de porosidade referente ao “resíduo” que reflete a variação de saturação devido à produção (“porosidade residual”).

## Abstract

A conventional reservoir characterization workflow involves integration of multiple data sets, obtained from different methods, such as laboratory, well logging, seismic and production history, in addition to geological information, for building a 3D permeability, porosity and saturation static model.

During the production life of a reservoir, changes in fluid saturation, pressure, and temperature induce changes in the reservoir's density and compressibility properties that may be detected by differencing repeated seismic data. This technique called 4D seismic reservoir monitoring, can significantly increase the recovery factor of an existing and new fields, by mapping the position and movement of reservoir fluids, locating bypassed oil, avoiding premature breakthrough, optimizing infill drilling locations, and evaluating EOR pilots prior to full field implementation.

Assuming that there are no changes in the reservoir porosity and temperature, the 4D seismic attributes will be related to fluid saturation and pressure changes. So the 4D seismic data inverse problem will be reduced to estimate the pressure and saturation values over the reservoir.

But there are many issues associated with the application of time-lapse seismic data and we can list two of them. The first and one of the most significant technical issues is the repeatability of the seismic data that guarantee the robustness and credibility of the seismic difference over the reservoir. The second are related to the non-uniqueness of the process of inferring dynamic reservoir properties from seismic data that is not trivial: many values of the Earth model parameters may fit the measurements equally well. In other words, the model parameters estimated by inversion have an inherent uncertainty. Clearly, the more informative and accurate the measurements are, the less the uncertainty in the inversion.

The first issue are related to a trustful data acquisition and processing, and the second a mathematical problem, which could be resumed to a petrophysical consideration, modeling and uncertainty analysis.

So based on this second issue we developed a petrophysical reservoir characterization theory based on Bayesian Inference Methodology that provides a complete solution for reservoir properties determination, including estimation and uncertainty analysis to obtain a porosity and saturation information from a seismic data.

The reason to use the Bayesian Inference Theory is because it is well suited to quantify how much measurements reduce inversion uncertainty. The fundamental object of Bayesian inference is a posterior distribution of the Earth model parameters; this posterior distribution is proportional to the product of a prior distribution (which contains information on the overall variability of and correlations among the model parameters) and of a likelihood function (which quantifies how well an Earth model fits a set of measurements). More information in the prior distribution or in the measurements will result in a corresponding reduction in the spread of the posterior distribution.

We used a synthetic and real data (from Campos Basin) to check and validate the methodology developed. For these thesis a set of real data from a deep water turbidity reservoir (Cretaceous age), Campus Basin, was disposed by Petrobras.

As an initial step a petrophysical reservoir modeling study was performed, based on a Baztle & Wang and Gassmann models. This step was fundamental to understanding the relationship between petrophysical parameters and data (well logs and seismic amplitudes).

We simultaneously infer porosity and saturation properties and their uncertainties analysis from synthetic and real data, assuming the mutual dependence that exist between both properties. For that we use a set of logs, such as gamma ray (GR), density ( $\rho$ ), porosity ( $\phi$ ), P-wave (VP) and S-wave (Vs) velocities, and resistivity (Res), taking into consideration log data uncertainties and prior information from rock physics, which include the effects of clay and matrix mineralogy content, and pressure.

Using impedance well data ( $IP = VP \times \text{Rho}$ ) and Impedance seismic trace, at well location, a petrophysical calibration parameters model was performed, after a



fluids substitution studies. In this way porosity and saturation estimation from seismic data can show a trustful result.

A relationship between a reservoir saturation changes and porosity estimation was studied. Keeping constants all other parameter during a production period and assuming only saturation changes due the production, porosity estimating from data related to the initial and after production, will show difference due to the saturation changes. To this knew attribute we are referring as a “residual porosity”.

To evaluate the capacity of this new attribute for mapping reservoir saturation changes, a synthetic 4D data ware created. The 4D study confirmed the capacity to mapping the reservoir saturation changes.

The methodology to estimate de porosity and saturation properties was also applied to a real impedance data (Campos Basin). As we did not have a real 4D data to test the potentiality of the “residual porosity” technique, we estimated two porosity section from the real impedance data, each one considering a different saturation value ( $S_w = 15\%$  and  $S_w = 100\%$ ) and subtract them. This test validated the seismic data to a saturation changes to a potential future 4D with good response.

# Capítulo 1

## Introdução

A busca contínua na otimização da relação custo-benefício dos investimentos aplicados na exploração das reservas de hidrocarbonetos, é um dos maiores desafios das indústrias de exploração e produção (E&P). Para isso as indústrias empregam técnicas de gerenciamento de reservatórios que objetivam fornecer subsídios necessários ao aumento do fator de recuperação do campo. Dentro desse contexto, a simulação de fluxo é a ferramenta de gerenciamento utilizada para prever o comportamento e a distribuição das saturações nos reservatórios ao longo do tempo, fornecendo informações sobre a movimentação dos fluidos e a existência de barreiras ao fluxo de hidrocarbonetos.

O modelo geológico do reservatório utilizado no simulador de fluxo tem sua geometria associada a um arcabouço estrutural e estratigráfico, além de valores de porosidade, saturação e de permeabilidade. Por mais complexo que seja o modelo, este não tem como representar os principais fatores que condicionam a movimentação dos fluidos, que são as heterogeneidades litológicas nas suas diferentes escalas. Os efeitos destas só aparecem quando o reservatório é submetido a condições de produção, através de ocorrências tais como, *breakthrough*, barreiras hidráulicas, regiões de óleo não drenadas e mudanças prematuras do comportamento dos contatos água-óleo e gás-óleo.

Durante a produção mudanças na saturação dos fluidos, na pressão de poro, na temperatura e porosidade, induzem alterações nas propriedades de compressibilidade e densidade do reservatório. Tais mudanças podem ser monitoradas através da análise de volumes sísmicos adquiridos com uma defasagem pré-especificada de tempo de avanço da produção (sísmica 4D).

Desde o clássico trabalho de Greaves & Fulp (1987), que demonstra a aplicação da técnica 4D num monitoramento qualitativo do avanço de uma

combustão *in situ* após o período de um ano, ao trabalho apresentado por Landrø *et al.* (2003), que quantitativamente computa as variações das saturações e pressão a partir de dados sísmicos multicomponentes 4D (ondas PP e PS), utilizando as expressões explícitas das funções refletividade (AVO), muito se investiu no desenvolvimento da técnica de monitoramento sísmico (Fanchi, 2001; Pennington *et al.*, 2001; Sherlock *et al.*, 2001; Biondi *et al.*, 1998; Capello & Batzle, 1997; Landrø *et al.*, 2003 e Wang *et al.*, 1991).

Porém, nem todos os reservatórios preenchem os requisitos necessários à implantação de projetos sísmicos 4D. Segundo Lumley *et al.* (1997), a viabilidade de aplicação da técnica em um determinado reservatório está associada a dois fatores principais. Primeiro, as características litológicas e de confinamento do reservatório devem favorecer a ocorrência de mudanças suficientemente grandes em suas propriedades elásticas que possam ser detectáveis através do sinal sísmico. Segundo, a qualidade dos dados sísmicos deve ser boa o suficiente, em termos de repetibilidade e razão sinal/ruído, para preservar essas diferenças temporais do sinal sísmico.

Garantida a viabilidade de um projeto 4D, resta o importante desafio da interpretação, dificultada pela não unicidade entre os processos dinâmicos que alteram as propriedades dos reservatórios e as amplitudes sísmicas que registram essas variações. Problema este que não é simples de ser resolvido, já que um mesmo valor de amplitude registrado pode ser obtido através de diferentes combinações entre as propriedades físicas de rocha e fluido que compõem o meio.

A interpretação dos dados 4D é normalmente conduzida de forma qualitativa, buscando associar as variações observadas às regiões drenadas, ou quantitativa, através da estimativa a respeito das variações nos campos de saturação e pressão. Além da saturação e da pressão, variações de temperatura e da porosidade também produzem alterações nas propriedades de compressibilidade e densidade do reservatório, conforme registradas pela sísmica 4D.

Entretanto, excetuando-se os casos de reservatórios rasos com injeção de vapor, o efeito da variação de temperatura é invariavelmente desprezado nos estudos devido a má condutibilidade térmica das rochas, que restringe o efeito de variação de temperatura às regiões próximas aos poços.

A porosidade por sua vez pode vir a sofrer alterações devido a variação na pressão efetiva, como consequência de altas taxas de produção, ocasionando uma forte depleção do reservatório, sem que haja tempo para reposição da massa produzida, seja pela atuação restrita do aquífero ou da ineficiência da injeção. Desta forma, as relações de equilíbrio das tensões fluido-rocha seriam alteradas, induzindo a uma variação na geometria do poro. Em casos extremos, esse fato pode ocasionar o colapso total dos poros, com reflexo direto na permeabilidade do reservatório.

Assim, desprezando possíveis alterações significativas nas propriedades de temperatura e porosidade, as variações nas características de densidade e módulos elásticos do reservatório, devido a produção, estariam diretamente relacionadas às variações de saturação e de pressão.

Seguindo esta linha de raciocínio, He *et al.* (2004), utilizando dados de monitoramento sísmico da produção, apresentam um método de obtenção das propriedades de pressão e saturação a partir de uma função objetiva que é minimizada com a aplicação do método de Gauss-Newton. Utilizaram para tal, dados de impedância P e S, para minimizar o efeito da *wavelet* e simplificar o esquema de inversão. A sensibilidade dos dados de impedância P e S com respeito a pressão e a saturação é calculada numericamente a partir de relações da física de rocha e da equação de Gassmann.

Landrø *et al.* (2003), analisando o problema de discriminação das variações de saturação e pressão, concluem que ele é mal posto se realizado apenas com o registro do campo de onda compressional. Por outro lado, a utilização de dados independentes de ondas P e S, viabiliza a solução do problema de inversão das duas variáveis, em casos favoráveis à aplicação do monitoramento sísmico.

Como a maioria dos dados sísmicos disponíveis aos estudos de monitoramento sísmico consiste apenas dos registros das ondas compressionais, existe uma tendência em se relacionar às diferenças sísmicas observadas às variações apenas de saturação ou de pressão de forma isolada. A priorização sobre qual a propriedade que mais influencia as diferenças, irá depender das características das rochas encaixantes e do ambiente em que o reservatório se encontra depositado, além de um estudo de sensibilidade da variação de cada

propriedade (saturação e pressão) sobre a densidade e os módulos elásticos das rochas reservatório.

Nesse contexto, Watts *et al.* (1996) apresentam um estudo de monitoramento sísmico sobre o Campo de Magnus, concluindo que as principais mudanças sísmicas estão associadas à variação de pressão. Por outro lado, a maioria dos estudos realizados, como por exemplo, os do Campo de Gulfaks (Landrø *et al.*, 1999) e do campo de Draugen (Gabriels *et al.*, 1999), mostram que as principais variações registradas pelos atributos sísmicos 4D estão ligadas principalmente à variação de saturação.

Mesmo quando tratada isoladamente, a obtenção da distribuição dos valores de saturação a partir da sísmica convencional 3D, não é trivial. Han & Batzle (2004) estudando os efeitos da saturação sobre as velocidades sísmicas, através da análise da equação de Gassmann, demonstram a dificuldade de se estimar a saturação. Além disso, descrevem detalhadamente as principais limitações na utilização dessa relação, destacando os papéis dos módulos da rocha seca e da matriz, e a necessidade de uma melhor compreensão sobre o conteúdo de argila na rocha e a sua influência no resultado final. Outro aspecto abordado é quanto à forma de representação da mistura das fases que saturam os poros, que pode produzir valores distintos para o módulo do fluido, caso a mistura seja homogênea ou heterogênea.

Tentando minimizar o problema da estimativa de saturação de forma direta dos dados de ondas compressão, Varela *et al.* (2004), utilizando o método desenvolvido por White & Castagna (2002), estimaram o módulo do fluido através de uma inversão probabilística de dados sísmicos, onde as distribuições das propriedades elásticas são obtidas através de realizações aleatórias baseadas nas equações de Gassmann. O método consiste em criar modelos de física de rocha sintéticos saturados por gás e/ou salmoura, de tal forma a se obter funções densidade de probabilidade que expressem a incerteza a cerca do módulo do fluido.

Quando o problema em foco é a inferência de saturação em um determinado estágio de desenvolvimento do reservatório, as incertezas não se restringem ao nível de ruído presente nos dados. Existem ainda outros fatores, entre os quais se destaca a interdependência (acoplamento) que existe entre a saturação e a

porosidade. Assim ao se estimar, por exemplo, a saturação incorpora-se, indiretamente, uma incerteza inerente ao nível de erro que tenha sido cometido durante a caracterização da porosidade, quando da construção do modelo estático (inicial). Desta forma, uma abordagem que leve em consideração o acoplamento entre as propriedades, em um mesmo tratamento matemático, passa a ser uma forma de se minimizar a incerteza presente nas estimativas.

Bachrach & Dutta (2004), trabalhando com a interdependência que existe entre as propriedades de porosidade e saturação, apresentam uma estimativa conjunta dessas propriedades através da construção de uma função verossimilhança, que incorpora uma modelagem estocástica da física de rocha, relacionando porosidade e saturação aos atributos sísmicos de VP, VS e densidade. A função densidade de probabilidade condicional de um determinado conjunto de atributos, dado as propriedades de porosidade e saturação é obtida através da aplicação do Teorema de Bayes.

Buscando solucionar o mesmo problema de inferência conjunta de porosidade e saturação, foi desenvolvida nesta tese uma formulação com base na Teoria Bayesiana de Inferência, visando a integração de múltiplas informações (dados de perfis de poços e sísmicos) e equações da física de rocha. A utilização de múltiplos dados independentes possibilita trabalhar a redundância de informações das propriedades contida nos dados, a influência que os ruídos exercem no resultado final, bem como, o erro obtido na estimativa de uma propriedade devido a incerteza na determinação da outra, quando da estimativa conjunta destas propriedades. Dentro desse contexto, todo um estudo de sensibilidade sobre a estimativa de cada propriedade individual, bem como, na estimativa conjunta a partir de dados com diferentes níveis de ruídos, é realizada. Este estudo é suportado por uma análise numérica que visa quantificar a influência da incerteza que se tem sobre o valor de uma propriedade quando estimada conjuntamente com a outra, na presença de ruído.

Para a aplicabilidade da teoria desenvolvida em dados sísmicos, fez-se a inferência das propriedades a partir de dados de impedância, tanto de poços como do traço de impedância sísmica, obtido na posição dos poços, de tal forma que possibilite a realização da inferência das propriedades de dados adquiridos em

escalas diferentes. Desta forma, a calibração do modelo utilizado na inversão dos dados sísmicos contemplará as informações obtidas nos poços. Assim, uma vez obtida calibração do modelo de inversão de dados de poços, estimar-se-á a porosidade e a saturação a partir do volume sísmico. O método desenvolvido tem aplicação direta na exploração, pois possibilita destacar o reservatório onde houver o ajuste entre o modelo e os dados, criando um *background* de valores de porosidade e saturação totalmente anômalos, onde não houver consistência entre o dado e o modelo.

Em relação à estimativa de porosidade e de saturação de dados sísmicos 4D, foram gerados dois conjuntos de dados sísmicos sintéticos, sobre os quais foram realizadas as estimativas das propriedades segundo duas condições a cerca do nível de conhecimento que se tem sobre os dados e o período de produção. No primeiro caso, considera-se que os dados sísmicos base foram adquiridos antes do início da produção e que não houve variação na porosidade devido a produção. Neste caso, estima-se a porosidade a partir do volume sísmico inicial. Esta porosidade estimada é então utilizada como informação *a priori*, quando da estimativa da saturação a partir do volume sísmico adquirido após a produção. No segundo caso assume-se que existam dúvidas a cerca da distribuição de saturação no reservatório. Desta forma estima-se a porosidade a partir de cada volume (inicial e após produção), considerando o mesmo valor de saturação para ambas as condições. Ao subtrair porosidades obtidas obtenho um volume de “porosidade residual”, que estará diretamente relacionada a variação de saturação no reservatório.

Diante da falta de informação, como freqüentemente ocorre nos casos reais, onde há a disponibilidade apenas da velocidade ou impedância P, o presente trabalho explora o forte acoplamento que existe entre as propriedades de porosidade e saturação (a estimativa de uma interfere na obtenção da outra), possibilitando uma abordagem própria para a determinação do conteúdo de fluido a partir da sísmica.

Dentro desse contexto, a física de rocha tem um importante papel, já que é através desta que relacionamos as condições de soterramento e propriedades dos reservatórios aos parâmetros elásticos e, conseqüentemente, às variações nas amplitudes sísmicas. Os modelos de Batzle & Wang (1992) e Gassmann podem ser

usados para modelar os efeitos da variação de saturação de fluidos no reservatório sobre as velocidades de propagação (VP e VS) e densidade.

Apesar das limitações imposta pela utilização da equação de Gassmann, quando da modelagem dos parâmetros petrofísicos, esta ainda é a mais utilizada na indústria. Nolen-Hoeksema (2000), através de um novo parâmetro, chamado de coeficiente de fluido efetivo, obtido pela diferenciação da incompressibilidade (módulo de *bulk*) do espaço poroso preenchido por fluidos, quantificou a influência que a variação de porosidade sobre os módulos elásticos, e conseqüentemente, sobre o sinal sísmico. Outros autores também apresentaram estudos de sensibilidade do modelo de Gassmann a uma determinada propriedade (porosidade ou saturação), entre eles destacamos os trabalhos de Han (1992), Mavko & Mukerij (1995), Mavko *et al.* (1998); Sengupta & Mavko (1999).

Nesta tese, através da aplicação direta dos modelos Batzle & Wang e Gassmann avalia-se numericamente a sensibilidade e o grau de influência que a variação dos valores das propriedades de porosidade e saturação exercem sobre os parâmetros elásticos (VP, VS e densidade do meio), bem como a relação que uma tem com a outra, estando ou não na presença de ruídos. Possibilitando, dentro de limites pré-estabelecido, a utilização dos referidos modelos usados na inversão.

A aplicação da Teoria Bayesiana para a inferência de porosidade e saturação, juntamente com a definição de um novo parâmetro, como sendo a perturbação da porosidade devido variação de saturação, permite estabelecer um novo padrão de interpretação voltado para levantamentos sísmicos 4D.

O conceito de perturbação da porosidade surge do forte acoplamento entre as variáveis de porosidade e saturação, que torna extremamente instável as estimativas de saturação. Isto é, uma pequena perturbação nas estimativas de porosidade pode gerar uma perturbação arbitrariamente grande nas estimativas de saturação. Esta constatação é obtida quando se insere um erro de uma a duas unidades de porosidade (1 ou 2 UP), no modelo, o que fará com que o valor de saturação estimada seja 50% à 70% maior para satisfazer a solução do problema. Assim, o efeito da variação da saturação, visto como uma perturbação no valor da porosidade, possibilita a obtenção de uma imagem qualitativamente correlacionável à variação no conteúdo de fluido do reservatório.



A tese está dividida em 9 capítulos, que descrevem a seqüência de trabalho desenvolvida, desde os estudos de estabilidade do método de estimativa das propriedades de porosidade e saturação individualmente, na presença de ruídos a partir de dados poços sintéticos, passando pela inferência conjunta das propriedades de perfis reais de poços, até a estimativa dessas propriedades a partir dos dados sísmicos sintéticos 4D. Mostrando o potencial de aplicação da técnica desenvolvida de estimar propriedades de dados adquiridos em diferentes escalas.

No capítulo 2, apresento a forma pela qual estão sendo modelados os parâmetros elásticos do meio poroso, segundo os modelos de Gasmann e Batzle & Wang. Descrevo também, de forma sucinta, as principais teorias relativas de física de rocha utilizada ao longo do trabalho. Este capítulo é fundamental para a compreensão e controle do processo de inversão, segundo o algoritmo desenvolvido e que se baseia na teoria de Inferência Bayesiana, para a estimativas das propriedades de porosidade e saturação a partir de dados de poços e sísmicos, conforme apresentado no capítulo 3.

No capítulo 4, utilizando diferentes modelos sintéticos, construídos segundo metodologia descrita no capítulo 2, foi avaliada a estabilidade do método em estimar a porosidade e a saturação a partir de dados contendo diferentes níveis de ruídos. Também foram realizados experimentos mostrando o efeito que a incerteza que se tem sobre o valor de uma propriedade quando da estimativa da outra, principalmente, quando da inferência conjunta.

No capítulo 5, apresento o conjunto de dados reais da Bacia de Campos, utilizados neste trabalho e que foram disponibilizados pela PETROBRAS. As estimativas de porosidade e saturação, obtidas a partir da aplicação da metodologia proposta em dados de perfis de poços são comparadas aos valores das propriedades obtidos pelos profissionais da Empresa. A confrontação dos resultados demonstra a confiabilidade do método, já que os dados de perfis utilizados como dados de entrada em nosso processo consistem de dados “brutos” de campo e que não sofreram nenhum tratamento nem correção prévia.

No capítulo 6 descrevo o processo de calibração e correlação entre as propriedades estimadas a partir de dados adquiridos em escalas distintas (poço e sísmica). Este capítulo apresenta de forma detalhada a construção do modelo a ser

utilizado para inversão dos dados sísmicos a partir de informações de poços. Também utilizo a técnica de substituição de fluidos na quantificação e avaliação da sensibilidade da variação no valor de saturação sobre os parâmetros elásticos.

No capítulo 7 descrevo, passo a passo, a construção modelo de reservatório e a obtenção do conjunto de dado sísmico 4D sintético, que correspondem à condição inicial e após um intervalo de 5 anos de produção do reservatório. As propriedades elásticas do reservatório após 5 anos de produção, foram obtidas após a utilização de uma simulação numérica do reservatório, que possibilitou a obtenção de nova distribuição de saturação devido a produção. Com base nos modelos obtidos nos diferentes estágios de produção, simulou-se uma aquisição sísmica em cada modelo, através do método do raio. Os dados sísmicos sintéticos foram processados e invertidos para impedância, produzindo o conjunto de dados sísmicos 4D. Por último descrevo o processo de inferência das propriedades de porosidade e saturação a partir dos dados 4D sintéticos, observando duas condições a cerca do nível de conhecimento que se pode ter sobre as condições iniciais do reservatório; aquisição dos dados iniciais antes da produção (saturação inicial conhecida) e, no segundo caso, considerando que existam incertezas a cerca da distribuição da saturação no reservatório, quando da aquisição dos dados sísmicos iniciais.

No capítulo 8, temos a aplicação da metodologia em dados de impedância reais, simulando a utilização deste método para a obtenção dos volumes de porosidade e de saturação estimados, de caráter exploratório. Com esse processo, apresento uma nova forma de se explorar um dado sísmico voltado para objetivos exploratórios pré-estabelecido. Como em nosso caso toda a calibração e modelagem dos parâmetros foram focados para os reservatórios turbidíticos do Cretáceo, este foram destacados no dado invertido. Se existissem outros objetivos a serem estudados no volume sísmico utilizado, como por exemplo, reservatórios turbiditos do Oligo-Mioceno, bastava reparametrizar, calibrar e ajustar os parâmetros do modelo de inversão para esse reservatório e invertê-lo. Assim, teríamos os reservatórios do Oligo-Mioceno destacados enquanto o resto do volume seria representado por um *background* de valores completamente anômalos. Essa nova proposta de “inversão focada” no objetivo tem como ponto forte a facilidade de identificar os reservatórios a serem estudados, agilizando a identificação, a definição

da geometria e o provável tipo de fluido que o satura, agilizando as fases de identificação e avaliação dos *leads* exploratórios.

Finalmente no capítulo 9, são apresentadas as conclusões finais sobre todo o trabalho desenvolvido.

## Capítulo 2

### O meio poroso saturado e suas relações petrofísicas

As rochas sedimentares clásticas correspondem a um agregado de elementos minerais sólidos, homogeneamente distribuídos, entre os quais existem poros que podem estar preenchidos ou não por fluidos. Mesmo em pequena quantidade a porosidade exerce influência no comportamento mecânico da rocha (quando submetida a esforços compressivos, por exemplo), além de estar diretamente relacionada com a capacidade de armazenamento de fluidos, a geometria e a forma com que os grãos estão dispostos na rocha. Assim, no estudo dos meios porosos a compreensão de como a porosidade e a saturação influenciam os valores das amplitudes sísmicas é fundamental.

Além da porosidade e da saturação, a argilosidade também é uma propriedade que interfere nos valores dos atributos sísmicos e que tem uma relação de interdependência com as outras duas. Desta forma, a presença de incertezas na determinação do seu valor, terá reflexo direto na estimativa dos valores das outras propriedades citadas. Essa interdependência entre essas propriedades (acoplamento), fica evidente quando se observa a equação de Gassmann, bem como as expressões de resistividade (Simandoux modificada) e de densidade.

Assim, de uma forma geral, as pesquisas na área da física da rocha estão voltadas para avaliar não somente, a influência isolada que uma determinada propriedade tem sobre os parâmetros elásticos, mas também de que forma ocorre a interdependência entre um determinado conjunto de propriedades, como por exemplo, porosidade, saturação e argilosidade.

Neste capítulo abordo a teoria da física de rocha e detalho a forma de como se está se modelando o meio poroso saturado, segundo os modelos de Baztle & Wang (1992) e Gassmann (ver Mavko *et al*, 1998).

## 2.1 - Propriedades elásticas do meio poroso e os atributos sísmicos

A utilização das medidas sísmicas na caracterização de reservatórios tem por objetivo estimar a distribuição espacial das propriedades no reservatório, tais como, porosidade, saturação de fluidos, pressão de poros e litologia, além de definir a sua geometria.

Merece destaque um grupo de trabalhos que visa a obtenção de valores de permeabilidade a partir da sísmica (Klimentos *et al.*, 1990, Koesoemadinata *et al.*, 2001, Parra, 1997, Rubin *et al.*, 1992 e Yamamoto *et al.*, 1995). Essa tarefa é complicada devido ao fato da permeabilidade ser uma propriedade que reflete a facilidade com que um meio poroso permite o escoamento de um fluido por seu interior e, portanto tem caráter dinâmico. Para quantificar a permeabilidade é necessário haver fluxo de fluido no meio poroso. Como a sísmica convencional é considerada uma “fotografia instantânea da subsuperfície”, fica difícil o registro direto da influência desta propriedade quando da passagem da frente de onda pelo meio. Portanto, esses autores buscam relacionar a permeabilidade do meio com a dispersão das frequências mais altas do sinal, devido ao pequeno deslocamento do fluido causado pela passagem da onda, tarefa dificultada devido ao range de frequência da sísmica convencional. Uma forma de utilizar a sísmica para inferir a permeabilidade de um meio é através da aplicação da sísmica 4D (Greaves & Fulp, 1987).

Partindo da distribuição espacial de atributos sísmicos, como por exemplo, velocidades sísmicas, impedâncias, amplitudes, tempo de trânsito, fácies sísmicas, entre outros, tenta-se estimar as propriedades do reservatório, através da utilização da teoria de física de rocha e métodos estatísticos, a partir de dados de poços, como por exemplo, os trabalhos de Doyen (1988), que obtém a distribuição de porosidade através da técnica de cokriging e de Dumay & Fournier (1998), que trabalham com estatística multivariada para obtenção das propriedades de reservatórios.

Apesar dos esforços em se obter resultados acurados das propriedades de reservatórios, esse problema é, geralmente, ambíguo e sem solução única. Isto é, existem inúmeras combinações entre as propriedades da rocha e fluidos que podem produzir o mesmo valor de amplitude sísmica, especialmente se consideramos ainda

as condições de subsuperfície, tais como, temperatura, pressão e tipo de rocha encaixante.

Entre as inúmeras relações empíricas e teóricas, que relacionam as propriedades petrofísicas com os atributos sísmicos, as equações Gassmann (segundo Mavko *et al.*, 1998), são as mais difundidas, sendo utilizadas, por exemplo, na compreensão de fenômenos como *bright spots*, *flat spots* e nos estudos sobre o comportamento das amplitudes com o *offset* (AVO). Fenômenos estes que representam manifestações de interações entre rocha e fluido, e que são interpretados como fenômenos viscoelásticos de propagação de ondas ( Biot, 1956).

Logo para uma melhor compreensão da relação entre o sinal sísmico registrado e as propriedades de reservatório, uma investigação a cerca dos efeitos que a composição mineral, a porosidade, os fluidos (densidade, compressibilidade e viscosidade) e o arcabouço rochoso exercem sobre a amplitude sísmica, é necessária e, dentro desse contexto, a compreensão a cerca das principais relações da física de rocha é necessária.

### 2.1.1 – Relações construídas para rochas homogêneas

Um dos trabalhos pioneiros que visa estabelecer uma relação matemática entre porosidade e velocidade da onda sísmica P foi apresentado Wyllie *et al.* (1958), o qual fornece a seguinte expressão para relação,

$$\frac{1}{V_P} = \frac{1-\phi}{V_{Pm}} + \frac{\phi}{V_{Pf}}, \quad 2.1$$

onde  $V_{Pm}$  é a velocidade da onda P na matriz,  $V_{Pf}$  a velocidade da onda P no fluido intersticial e  $\phi$  a porosidade. Esta equação é usada para determinação da porosidade a partir de dados de poços, em arenitos consolidados, mas não se ajusta bem a arenitos não consolidados. Raymer *et al.* (1980) apresentaram uma nova equação que supera essa limitação, sendo dada por;

$$V_P = (1-\phi)^2 V_{Pm} + \phi V_{Pf}, \quad 2.2$$

para  $\phi < 0,37$ . Castagna (1985), com o uso da teoria de Gassmann, desenvolveu uma expressão para a obtenção da velocidade da onda S como função da porosidade, dada por

$$V_S = (1 - \phi)V_{Sm} , \quad 2.3$$

sendo  $V_{Sm}$  a velocidade da onda cisalhante na matriz.

A densidade de massa  $\rho$  é um parâmetro que influencia o valor das velocidades sísmicas, estando diretamente relacionada com a porosidade. A relação entre a densidade volumétrica e a porosidade pode ser dada pela seguinte expressão:

$$\rho = (1 - \phi)\rho_m + \phi\rho_f , \quad 2.4$$

onde  $\rho_m$  é a densidade da matriz e  $\rho_f$  é densidade do fluido intersticial. Quando se considera a presença de argila na matriz, podemos escrever a densidade da matriz através da expressão;

$$\rho_m = (1 - \chi)\rho_{qz} + \chi\rho_{arg} , \quad 2.5$$

onde  $\chi$  é a fração de argila contida na matriz (argilosidade),  $\rho_{qz}$  é a densidade do quartzo e feldspato, principais constituintes das rochas, (ou a média obtida entre os minerais dominantes na composição da matriz da rocha),  $\rho_{arg}$  é a densidade da argila.

### **2.1.2 – Relações construídas para rochas não homogêneas**

Quando as rochas apresentam composição não homogênea, as relações entre as velocidades das ondas compressoriais (P) e cisalhantes (S) e a porosidade, conforme descritas anteriormente, não são apropriadas. Algumas expressões que consideram o meio heterogêneo baseiam-se na equação de Wyllie (equação 2.1), que pode ser modificada para considerar os componentes da matriz, individualmente. Um exemplo disso, considerando a matriz composta por quartzo e argila, é fornecida pela seguinte expressão:

$$\frac{1}{V_P} = \frac{\chi}{V_\chi} + \frac{qz}{V_{qz}} + \frac{\phi}{V_f}, \quad 2.6$$

onde  $\chi$  é a argilosidade da rocha,  $qz$  a fração de quartzo, de tal forma que  $(1 - \phi) = \chi + qz$ ,  $V_{qz}$  a velocidade da onda P no quartzo,  $V_\chi$  a velocidade da onda P na argila e  $V_f$  é a velocidade da onda P no fluido intersticial.

Baseando-se na equação 2.6 alguns autores como Kowallis *et al.* (1984) e Han & Morgan (1986) desenvolveram equações empíricas, a partir de observações experimentais. Utilizando ondas ultra-sônicas em 75 amostras de arenitos, sob pressão de confinamento de 40 Mpa e pressão de fluido de 10 Mpa, Han & Morgan (1986) chegaram às seguintes expressões:

$$V_P = 5,59 - 6,93\phi - 2,18\chi \quad \text{e} \quad V_S = 3,52 - 4,91\phi - 1,89\chi . \quad 2.7$$

Eberhardt-Phillips *et al.* (1989) desenvolveram novas equações empíricas a partir das expressões desenvolvidas por Han & Morgan (1986), incluindo o termo relacionado à variação da pressão. Estas novas equações são dadas por

$$V_P = 5,77 - 6,94\phi - 1,73\sqrt{\chi} + 0,446(P_e - e^{-16,7P_e}) \quad 2.8$$

e

$$V_S = 3,70 - 4,94\phi - 1,57\sqrt{\chi} + 0,361(P_e - e^{-16,7P_e}) \quad 2.9$$

onde  $P_e$  é a pressão efetiva.

Em geral, níveis de saturação podem variar numa mesma rocha e os poros podem estar preenchidos por uma mistura heterogênea de duas ou mais fases. De tal forma que,  $V_P$  e  $V_S$  variem diferentemente, conforme a saturação e a composição do fluido. A comparação entre as velocidades de uma amostra seca e as velocidades de uma amostra saturada mostra que

$$V_P (seco) < V_P (saturado) \quad \text{e} \quad V_S (saturado) < V_S (seco) .$$

A saturação não causa variações no módulo de cisalhamento, porém, altera consideravelmente o módulo de compressão.



### 2.1.3 – Relação entre as propriedades elásticas e a saturação: Modelo de Gassmann

Gassmann (1951) estudou a velocidade de propagação das ondas elásticas em um modelo constituído de esferas de mesma dimensão, idealizando um meio poroso, macroscopicamente homogêneo e sem a existência de interações químicas e mecânicas entre o poro e o fluido. Trata-se de uma análise quase-estática para a propagação da onda no modelo, isto é, trata-se de um modelo de baixas frequências. Sendo esta uma das premissas básicas pra a utilização da teoria de Gassmann (Berryman, 1999).

Por outro lado, a teoria de Biot (1956) descreve a propagação tridimensional das ondas elástica em todo o espectro de frequências, levando em consideração a interação entre a matriz e fluidos nas altas frequências. Para rochas secas, a teoria de Biot, apresenta a velocidade das ondas elásticas como sendo independente da frequência. O que motiva a utilização de testemunhos (*plugs*) lavados e secos para a coleta de dados de laboratórios de velocidade.

Existe uma frequência crítica como ponto de separação entre os diferentes domínios de interação entre o meio poroso e a propagação de onda, a depender da composição mineralógica do meio, dos fluidos que saturam os poros e frequência. Esse limite estático, onde as teorias de Gassmann e Biot são equivalentes, é freqüentemente citado em artigos como modelo de Biot-Gassmann (Carcione *et al.*, 2000).

Geertsma & Smit (1961) analisando detalhadamente as equações de Gassmann, em rochas saturadas, explicitaram a velocidade sísmica como função da saturação dos fluidos intraporos.

$$V_P(S_w) = \frac{H}{\rho_{sat}}, \quad 2.10$$

$$H = \frac{(1-\beta)^2}{(1-\phi-\beta)C_m + \phi C_f} + \left( \frac{\beta}{C_m} + \frac{4}{3}\mu_{rs} \right), \text{ com} \quad 2.11$$

$\rho$  sendo a densidade,  $\mu_{rs}$  sendo o módulo de cisalhamento da rocha seca,  $C_f$  a compressibilidade do fluido e  $\beta$  a razão entre as compressibilidades da matriz e da rocha seca,

$$\beta = \frac{C_m}{C_{rs}} = \frac{\text{compressibilidade da matriz}}{\text{compressibilidade da rocha seca}}. \quad 2.13$$

Substituindo 2.11 em 2.10, obtemos

$$V_P^2(S_w) = \frac{1}{\rho_{sat}} \left[ \frac{(1-\beta)^2}{(1-\phi-\beta)C_m + \phi C_f} + \left( \frac{\beta}{C_m} + \frac{4}{3}\mu_{rs} \right) \right] \quad 2.12$$

Fazendo as substituições necessárias e reescrevendo a equação para a velocidade da onda compressional, temos que,

$$V_P^2(S_w) = \frac{1}{\rho_{sat}} \left[ \frac{\left(1 - \frac{C_m}{C_{rs}}\right)^2}{\left(1 - \phi - \frac{C_m}{C_{rs}}\right)c_m + \phi c_f} + \left( \frac{\frac{C_m}{C_{rs}}}{c_m} + \frac{4}{3}\mu_{rs} \right) \right] = \frac{1}{\rho_{sat}} \left[ \frac{\left(1 - \frac{C_m}{C_{rs}}\right)^2}{\left(1 - \phi - \frac{C_m}{C_{rs}}\right)c_m + \phi c_f} + \left( \frac{1}{c_{rs}} + \frac{4}{3}\mu \right) \right] \quad 2.14$$

Mas, como a compressibilidade é o inverso do módulo de *bulk* ( $\kappa$ ), ou seja,

$$C = \frac{1}{\kappa}, \quad 2.15$$

podemos reescrever a equação acima para seguinte forma:

$$V_P^2(S_w) = \frac{1}{\rho_{sat}} \left[ \frac{\left(1 - \frac{\frac{1}{\kappa_m}}{\frac{1}{\kappa_{rs}}}\right)^2}{\left(1 - \phi - \frac{\frac{1}{\kappa_m}}{\frac{1}{\kappa_{rs}}}\right)\frac{1}{\kappa_m} + \phi \frac{1}{\kappa_f}} + \left( \frac{\frac{1}{\kappa_{rs}}}{\frac{1}{\kappa_m}} + \frac{4}{3}\mu_{rs} \right) \right] = \frac{1}{\rho} \left[ \frac{\left(1 - \frac{\kappa_{rs}}{\kappa_m}\right)^2}{\left(1 - \phi - \frac{\kappa_m}{\kappa_{rs}}\right)\frac{1}{\kappa_m} + \phi \frac{1}{\kappa_f}} + \left( \kappa_{rs} + \frac{4}{3}\mu_{rs} \right) \right], \quad 2.16$$

$$V_P^2(S_w) = \frac{1}{\rho_{sat}} \left[ \underbrace{\left( \kappa_{rs} + \frac{4}{3} \mu_{rs} \right)}_{\text{rocha seca}} + \frac{\left( 1 - \frac{\kappa_{rs}}{\kappa_m} \right)^2}{\underbrace{\left( 1 - \frac{\kappa_{rs}}{\kappa_m} \right) \frac{1}{\kappa_m} + \phi \left( \frac{1}{\kappa_f} - \frac{1}{\kappa_m} \right)}}_{\text{fluido}} \right], \quad 2.17$$

onde,

$\rho_{sat}$  é a densidade da rocha saturada,

$\kappa_{rs}$  é o módulo de *bulk* da rocha seca,

$\kappa_m$  é o módulo de *bulk* da matriz,

$\kappa_f$  é o módulo de *bulk* dos fluidos,

$\mu_{rs}$  é o módulo de cisalhamento da rocha seca,

No caso das ondas cisalhantes, temos,

$$V_S^2 = \frac{\mu_{rs}}{\rho_{sat}} \quad 2.18$$

A possibilidade de explicitar a dependência das velocidades das ondas P e S, em termos das propriedades de rochas e fluido, de uma forma simples e precisa, transformaram as equações de Gassmann nas relações mais usadas nos estudos sobre dos efeitos da saturação sobre os módulos elásticos. Segundo Han & Batzle (2004), as principais considerações envolvidas na aplicação da equação de Gassmann para o estudo do comportamento do meio poroso consistem em:

1 – Que o meio seja constituído de material isotrópico, elástico, monomineral e homogêneo;

2 – Que o espaço poroso seja totalmente conectado e que esteja sobre a ação de uma pressão em equilíbrio;

3 – Que o meio seja um sistema fechado, onde não exista movimentação dos fluidos que saturam os poros para fora dos limites (externos); e

4 – Não existam interações químicas entre os fluidos e o arcabouço rochoso, isto é, que o módulo de cisalhamento seja constante em todo o meio.

Assim, o fato de que nem todos os reservatórios saturados de hidrocarbonetos irão estar adequados às considerações acima citadas restringe a utilização dessa teoria a certas classes de reservatórios.

## **2.2 – Metodologia de construção do meio poroso saturado**

Para o estudo das relações entre os dados sísmicos registrados e o meio poroso, é necessária uma investigação das propriedades dos fluidos (densidade, compressibilidade e viscosidade) e do arcabouço rochoso (modelo de Gassmann e equação da densidade).

A partir do conhecimento das propriedades da rocha seca e dos fluidos pode-se prever o comportamento sísmico da rocha saturada. Como o arcabouço rochoso, a matriz (sólidos) e os fluidos que saturam seus espaços porosos, são geralmente constituídos de misturas de diferentes minerais e fluidos, os valores dos parâmetros elásticos devem representar essa diversidade de composição.

Seguindo a metodologia apresentada por Wang (2001), no artigo, *Y2K Tutorial: Fundamentals of seismic rock physics*, apresentamos nesta seção, os equacionamentos e seqüência utilizada na obtenção dos parâmetros elásticos constituintes do meio poroso saturado.

### **2.2.1 – Modelo de Batzle & Wang para as propriedades dos fluidos**

A metodologia apresentada por Batzle & Wang (1992) provê uma formulação para a modelagem das propriedades sísmicas dos fluidos, que conjuntamente com a parte da matriz e as equações de Gassmann, fornece uma solução completa para a modelagem petrofísica dos meios porosos saturados.

As propriedades dos fluidos abordadas pelos autores, consistem da densidade e do módulo de *bulk* (e, conseqüentemente, na velocidade) e são calculadas a partir da composição, viscosidade, pressão e da temperatura das diferentes fases que constituem o fluido que saturam os poros (gás, óleo, salmoura e água).

Nesta seção, passamos a descrever as principais equações e a forma pela qual os autores, combinando relações da termodinâmica e tendências empíricas e suporte de dados de laboratórios, predizem a resposta sísmica dos gases, óleo e salmoura a partir da pressão, temperatura e composição dos fluidos que saturam os poros. Devido a importância desse artigo para a modelagem sísmica, a descrição detalhada do artigo de Batzle & Wang, 1992, é apresentada no Anexo A, no final desta tese.

### 2.2.1.1 – Fase gás

As misturas gasosas são caracterizadas pela sua gravidade específica  $G$ , que é a razão entre a densidade do gás e do ar a 15,6 °C e a pressão atmosférica. Gases típicos tem valores de  $G$  que variam de 0,56, para metanos puros, a valores maiores que 1,8 para gases com componentes pesados (elevado números de átomos de carbono na estrutura). De uma maneira geral, os gases constituem-se da fase mais simples de serem modelados, já que é constituída de compostos relativamente simples facilitando a aplicação das propriedades termodinâmicas.

A passagem da onda acústica por um fluido pode ser visto como um processo muito mais adiabático (sem troca de calor com o meio) do que isotermal, devido ao elevado valor do coeficiente de expansão termal da maioria dos fluidos presentes num reservatório (Batzle & Wang, 1992).

Desta forma, o módulo adiabático do gás (em MPa), pode ser escrito como,

$$\kappa_S = \frac{P}{\left(1 - \frac{P_{pr}}{Z} \frac{\partial Z}{\partial P_{pr}}\right)_T} \gamma_0 \quad , \quad 2.19$$

onde

$$Z = \left[0,03 + 0,00527 (3,5 - T_{pr})^3\right] P_{pr} + (0,642 T_{pr} - 0,007 T_{pr}^4 - 0,52) + E \quad , \quad 2.20$$

$$E = 0,109(3,85 - T_{pr})^2 \exp\left\{-\left[0,45 + 8\left(0,56 - \frac{1}{T_{pr}}\right)^2\right] \frac{P_{pr}^2}{T_{pr}}\right\} \quad , \quad 2.21$$

$$\frac{\partial Z}{\partial P_{pr}} = [0,03 + 0,00527(3,5 - T_{pr})^3] P_{pr} - 0,1308(3,85 - T_{pr})^2 \exp\{DP_{pr}^{1,2}\} DP_{pr}^{0,2}, \quad 2.22$$

$$D = \left(\frac{-1}{T_{pr}}\right) 0,45 + 8 \left(0,56 - \frac{1}{T_{pr}}\right)^2, \quad 2.23$$

$$P_{pr} = \frac{P}{P_{pc}} = \frac{P}{(4,892 - 04048G)}, \quad 2.24$$

$$T_{pc} = 94,72 + 170,75G, \quad 2.25$$

$$T_a = T(^{\circ}C) + 273,15, \quad e \quad 2.26$$

$$\gamma_0 = 0,85 + \frac{5,6}{(P_{pr} + 2)} + \frac{27,1}{(P_{pr} + 3,5)^2} - 8,7 \exp[-0,65(P_{pr} + 1)] \quad 2.27$$

A densidade do gás (em g/cm<sup>3</sup>), nas condições de pressão e temperatura tipicamente encontradas na exploração de petróleo, é dada por

$$\rho_g \cong \frac{28,8GP}{ZRT_a}. \quad 2.28$$

Assim, a expressão final para as velocidades acústica (em m/s) nos gases será,

$$V_g = \sqrt{\frac{\kappa_s}{\rho_g}}. \quad 2.29$$

### 2.2.1.2 – Fase óleo

Óleos crus são misturas de componentes orgânicos extremamente complexos. O intervalo dos óleos ditos naturais varia desde líquidos leves, com pequeno número de átomos carbono, à muito pesados. No extremo dos óleos pesados, estão os betumes e os querogêneos, que podem ser mais densos que a água, agindo essencialmente como sólidos. No outro limite dos leves, estão os condensados, que se transformaram em fase líquida como resultado das trocas de pressão e temperatura durante a produção. Adicionalmente, sob pressão, as fases

constituídas por óleos leves, podem absorver grandes quantidades de gases de hidrocarbonetos (óleo vivo), implicando numa significativa redução de seu módulo e sua densidade. Sob condições temperatura e pressão de superfície o componente líquido dos óleos (óleo morto) irá exibir valores de densidade que variam de 0,5 g/cm<sup>3</sup> a valores maiores que 1 g/cm<sup>3</sup>, em casos extremos. A variação na composição dos óleos e a habilidade de absorver gases produzem variações nas propriedades sísmicas dos óleos.

Uma classificação largamente usada para definir a qualidade dos óleos crus, é a apresentada pela *American Petroleum Institute gravity* (API), que é definida por,

$$API = \frac{141,5}{\rho_0} - 131,5 , \quad 2.30$$

sendo  $\rho_0$  a densidade do óleo à 15,6 °C, a pressão atmosférica.

Esta classificação resulta num intervalo de valores que vai de 5, para óleos muito pesados, até 100, para condensados leves. A composição variável e a habilidade de absorver gases produzem uma larga variação nas propriedades sísmicas dos óleos.

A expressão da densidade para o óleo morto ( $d$ ) é dada por

$$\rho_d = \frac{\rho_p}{\left[0,972 + (3,81 \times 10^{-4})(T + 17,78)^{1,175}\right]} , \quad 2.31$$

onde

$$\rho_p = \rho_0 + (0,00277P - 1,71 \times 10^{-7} P^3)(\rho_0 - 1,15)^2 + (3,49 \times 10^{-4})P , \quad 2.32$$

$$\rho_0 = \frac{API + 131,5}{141,5} . \quad 2.33$$

Assim, a velocidade da onda P, para o óleo morto será,

$$V_d = 15450(77,1 + API)^{-1/2} - 3,7T + 4,64P + 0,0115[0,36API^{1/2} - 1]TP , \quad 2.34$$

e o módulo elástico do óleo morto (em MPa) por,

$$\kappa_d = V_d^2 \rho_d . \quad 2.35$$

Para o óleo vivo ( $l$ ), a densidade pode ser expressa por

$$\rho_l = \left[ \frac{\rho_{pl}}{0,972 + (3,81 \times 10^{-4})(T + 17,78)^{1,175}} \right], \quad 2.36$$

onde

$$\rho_{pl} = (\rho_{gl} + 0,00277P - 1,71 \times 10^{-7} P^3)(\rho_{gf} - 1,15)^2 + (3,49 \times 10^{-4})P, \quad 2.37$$

$$\rho_{gl} = \frac{(\rho_0 + 0,0012GR_g)}{B_o}, \text{ e} \quad 2.38$$

$$B_o = 0,972 + 0,0003812 \left[ 2,4955R_g \left( \frac{G}{\rho_0} \right)^{1/2} + T + 17,778 \right]^{1,175}. \quad 2.39$$

Assim, a velocidade para o óleo vivo será dada pela expressão,

$$V_l = 2096 \left( \frac{\rho_{dl}}{2,6 - \rho_{dl}} \right)^{1/2} - 3,7T + 4,64P + 0,0115 \left[ 4,12(1,08\rho_{dl}^{-1} - 1)^{1/2} - 1 \right] TP, \quad 2.40$$

onde

$$\rho_{dl} = \frac{\rho_0}{B_o} (1 + 0,001R_g)^{-1}, \quad 2.41$$

e o módulo elástico do óleo vivo (em MPa) será dado por,

$$\kappa_l = V_l^2 \rho_l. \quad 2.42$$

Para a condição de óleo vivo (*l*) com a máxima de razão gás-óleo (*m*), a densidade (em g/cm<sup>3</sup>) será expressa por

$$\rho_m = \left[ \frac{\rho_{pm}}{0,972 + (3,81 \times 10^{-4})(T + 17,78)^{1,175}} \right], \quad 2.43$$

onde

$$\rho_{pm} = (\rho_{gm} + 0,00277P - 1,71 \times 10^{-7} P^3)(\rho_{gm} - 1,15)^2 + (3,49 \times 10^{-4})P, \quad 2.44$$

$$\rho_{gm} = \frac{(\rho_0 + 0,0012GR_{\max})}{B_{olm}}, \text{ e} \quad 2.45$$

$$B_{olm} = 0,972 + 0,0003812 \left[ 2,4955R_{g\max} \left( \frac{G}{\rho_0} \right)^{1/2} + T + 17,778 \right]^{1,175}. \quad 2.46$$

Assim, a velocidade para o óleo vivo, na máxima condição de razão gás-óleo será dada pela expressão,



$$V_{lm} = 2096 \left( \frac{\rho_{dlm}}{2,6 - \rho_{dlm}} \right)^{1/2} - 3,7T + 4,64P + 0,0115 \left[ 4,12(1,08\rho_{dlm}^{-1} - 1)^{1/2} - 1 \right] TP, \quad 2.47$$

onde

$$\rho_{dlm} = \frac{\rho_0}{B_o} (1 + 0,001R_{g\max})^{-1}, \quad 2.48$$

e o módulo elástico do óleo vivo (em MPa), nessa condição, dado por,

$$\kappa_{lm} = V_{lm}^2 \rho_{lm}. \quad 2.49$$

### 2.2.1.3 – Fase salmoura

A salmoura é o fluido mais comum no meio poroso e sua composição pode variar desde a água pura a soluções saturadas de sal. A densidade da salmoura, em função de temperatura, pressão e salinidade, pode ser representada pela expressão polinomial dada por,

$$\rho_B = \rho_W + S \{ 0,668 + 0,44S + 1x10^{-6} [300P - 2400PS + T(80 + 3T - 3300S - 13P + 47PS)] \}, \quad 2.50$$

onde  $\rho_W$  representa a densidade da água pura, sendo dada por

$$\rho_B = \rho_W + S \{ 0,668 + 0,44S + 1x10^{-6} [300P - 2400PS + T(80 + 3T - 3300S - 13P + 47PS)] \}. \quad 2.51$$

Uma relação para a velocidade da água pura  $V_W$ , a 100 °C de temperatura e 100 Mpa de pressão, é dada por,

$$V_W = \sum_{i=0}^4 \sum_{j=0}^3 W_{ij} T^i P^j, \quad 2.52$$

onde as constantes  $W_{ij}$  são os coeficientes polinomiais apresentados na Tabela 2.1.

A forma simplificada função de velocidade para a salmoura (em m/s) é dada pela seguinte expressão,

$$V_B = V_W + S(1170 - 9,6T + 0,055T^2 - 8,5x10^{-5}T^3 + 2,6P - 0,0029TP - 0,0476P^2) + S^{1.5}(780 - 10P + 0.16P^2) - 820S^2, \quad 2.53$$

de tal forma que, para o módulo da salmoura livre de gás, tem-se a expressão

$$\kappa_B = V_B^2 \rho_B \cdot \quad 2.54$$

$W_{00} = 1402,85$	$W_{02} = 3,437 \times 10^{-3}$
$W_{10} = 4,871$	$W_{12} = 1,739 \times 10^{-4}$
$W_{20} = -0,04783$	$W_{22} = -2,135 \times 10^{-6}$
$W_{30} = 1,487 \times 10^{-4}$	$W_{32} = -1,455 \times 10^{-8}$
$W_{40} = -2,197 \times 10^{-7}$	$W_{42} = 5,230 \times 10^{-11}$
$W_{01} = 1,524$	$W_{03} = -1,197 \times 10^{-5}$
$W_{11} = -0,0111$	$W_{13} = -1,628 \times 10^{-6}$
$W_{21} = 2,747 \times 10^{-4}$	$W_{23} = 1,237 \times 10^{-8}$
$W_{31} = -6,503 \times 10^{-7}$	$W_{33} = 1,327 \times 10^{-10}$
$W_{41} = 7,987 \times 10^{-10}$	$W_{43} = -4,614 \times 10^{-13}$

Tabela 2.1 – Coeficientes polinomiais utilizados para a computação da velocidade da água doce, através da equação 2.52.

A forma simplificada função de velocidade para a salmoura (em m/s) é dada pela seguinte expressão,

$$V_B = V_W + S(1170 - 9,6T + 0,055T^2 - 8,5 \times 10^{-5}T^3 + 2,6P - 0,0029TP - 0,0476P^2) + S^{1.5}(780 - 10P + 0.16P^2) - 820S^2 \quad , \quad 2.55$$

e o módulo da salmoura livre de gás, dado por,

$$\kappa_B = V_B^2 \rho_B \cdot \quad 2.56$$

#### 2.2.1.4 – Mistura dos fluidos

Normalmente, um reservatório de óleo ou gás acima do contato com a água, tem uma quantidade substancial de água aprisionada nos poros. Adicionalmente, durante a produção o gás é freqüentemente liberado, passando a ocorrer em fase independente, devido à queda de pressão. Nesse caso, a característica sísmica do fluido pode mudar significativamente com o tempo.

A mistura de fluidos com densidades diferentes é um processo direto. Esta equação de balanço de massa requer uma média aritmética entre as diferentes fases que compõem a mistura,

$$\rho_f = S_g \rho_g + S_o \rho_l + S_B \rho_B, \quad 2.57$$

onde  $\rho_f$  é a densidade da mistura (fluido),

O módulo de *bulk* efetivo da mistura  $\kappa_f$ , pode ser facilmente calculado se assumirmos que a pressão em cada fase é a mesma. Assim, devemos obter o respectivo módulo da mistura (fluido), através de médias ponderadas das respectivas saturações.

$$\kappa_f = \frac{1}{\frac{S_g}{\kappa_g} + \frac{S_o}{\kappa_l} + \frac{S_B}{\kappa_B}}. \quad 2.58$$

De tal forma que a velocidade da mistura  $V_f$ , seja dada por

$$V_f = \sqrt{\frac{\kappa_f}{\rho_f}}. \quad 2.59$$

## 2.2.2 – Parte sólida do meio poroso (matriz)

Normalmente, as rochas sedimentares são compostas por uma mistura de vários tipos de minerais. O problema então consiste em determinar um valor efetivo para a incompressibilidade ou módulo de cisalhamento da mistura mineral, genericamente representada por  $M$ . Para estabelecer uma relação matemática para o módulo efetivo, considera-se um composto de  $N$  tipos diferentes de minerais, respectivamente ocupando a fração volumétrica  $c_i$  e correspondendo a um valor de módulo representado por  $m_i$ . Assumindo-se uma distribuição homogênea dos diferentes elementos pela rocha, é possível estimar as propriedades da matriz como sendo uma média das concentrações de cada elemento na rocha, que é dada por,

$$M = \frac{1}{2}(M_V + M_H) \quad 2.60$$

onde,  $M$  representa a chamada média de Voigt-Reuss da incompressibilidade ou módulo de cisalhamento efetivos da mistura mineral.  $M_V$  o valor do módulo o obtido através da média de Voigt, dado pela expressão abaixo,

$$M_V = \sum_{i=1}^n c_i m_i, \quad 2.61$$

e  $M_R$  os módulos elásticos obtidos segundo a média de Reuss, que é expressa por

$$\frac{1}{M_R} = \sum_{i=1}^n \frac{c_i}{m_i}. \quad 2.62$$

A tabela 2.2, retirada do livro da *Slumberger Catalog* (1989), lista os valores de razão de *poison*, módulo de *bulk* (incompressibilidade), módulo de cisalhamento e a densidade, obtidos em laboratórios através de medidas, dos minerais mais comumente encontrados nas rochas sedimentares.

Mi neral	Razão de <i>Poison</i>	Módulo de <i>bulk</i> (GPa)	Módulo de cisalhamento (GPa)	Densidade (g/cm <sup>3</sup> )
Albita	0,303 – 0,350	56,50 – 75,60	25,60 – 33,70	2,571 – 2,614 ( <b>2,582</b> )
Calcita	0,290 – 0,316	63,80 – 77,00	29,30 – 32,20	2,694 – 2,742 ( <b>2,710</b> )
Halita	0,260 – 0,256	245,0 – 248,00	140,00 – 149,00	1,966 – 2,068 ( <b>2,030</b> )
Microclina	0,308	571,080	251,780	2,510 – 2,603 ( <b>2,540</b> )
Ortoclasio	0,248	458,230	277,690	2,530 – 2,561 ( <b>2,540</b> )
Plagioclasio				2,620 – 2,646
Quartzo	0,066 – 0,071	36,30 – 38,00	44,40 – 45,70	2,644
Zirconita	0,130	19,80	19,70	4,51
<b>MICAS</b>				
Biotita	0,210 - 0,360	42,10 - 59,70	12,40 – 42,30	2,700 – 3,300 ( <b>3,220</b> )
Clorita				2,600 – 3,300
Muscovita	0,230 – 0,280	42,90 – 61,50	22,20 – 41,10	2,760 – 3,100 ( <b>2,840</b> )
Glauconita				2,400 – 2,950 ( <b>2,850</b> )
Ilita				2,600 – 2,900
<b>Argilas</b>				
	0,35192	20,891	6,854	2,580

Fonte : *Element Mineral Rock Catalog, Slumberger*

Tabela 2.2 – Propriedades elásticas dos minerais formadores das rochas sedimentares mais comuns, que serviram como referência para estimar as propriedades da matriz.

### 2.2.3 – Determinação das propriedades elásticas da rocha seca

Conforme indicado pela expressão 2.17, a equação de Gassmann fornece o módulo da rocha saturada através da soma de duas componentes principais. A primeira está relacionada à rocha seca (meio poroso sem água nos poros) e a outra

relacionada ao efeito do fluido meio poroso saturado e que tem influencia direta do fluido.

Os módulos de *bulk* (incompressibilidade) e de cisalhamento da rocha seca dependem da composição da matriz, sendo independentes das propriedades do fluido que satura os poros. O termo correspondente ao efeito do fluido depende dos módulos de *bulk* da mistura de fluidos que saturam os poros, da matriz (sólido) e da rocha seca. Como mostrado nas duas seções anteriores, os módulos do fluido e da matriz podem ser estimados se os componentes dos fluidos e a composição mineralógica da rocha estudada forem conhecidos. Porém, os módulos da rocha seca são os mais difíceis de serem estimados, segundo Hilterman (2001). Entre as várias aproximações empíricas usadas na determinação dessas propriedades, muitas dessas técnicas baseiam-se nos Coeficiente de Biot (*B*).

$$B = 1 - \frac{\kappa_{rs}}{\kappa_m} \quad . \quad 2.63$$

O coeficiente de Biot (equação 2.63), é função do módulo de *bulk* da matriz (incompressibilidade da matriz), que pode ser estimado e do módulo de *bulk* da rocha seca, que é a função desejada. Este coeficiente *B*, varia de 0 a 1, indo de sedimentos bem consolidados até sedimentos inconsolidados, respectivamente. As mais populares aproximações experimentais utilizadas relacionam o coeficiente de Biot com a porosidade. Entre as relações mais conhecidas, segundo Hilterman (2001), destacam-se,

$$1. \text{ Geertsma \& Smit (1961)} \quad B = 1 - [1 + 50\phi]^{-1} \quad 2.64$$

$$2. \text{ Kreif et al. (1990)} \quad B = 1 - [1 - \phi]^{3/(1-\phi)} \quad 2.65$$

$$3. \text{ Nur et al. (1991)} \quad B = \frac{\phi}{\phi_{crit.}} \quad \phi < \phi_{crit.} \quad 2.66$$

$$B = 1 \quad \phi \geq \phi_{crit.}$$

$$4. \text{ Expansão polinomial} \quad \kappa_{rs} / \kappa_m = a_0 + a_1(\phi / \phi_{crit.}) + a_2(\phi / \phi_{crit.})^2 \quad 2.67$$

Segundo Mavko *et al.* (1998), a porosidade crítica varia de material para material. Como exemplo, temos os seguintes valores que correspondem a algumas litologias comuns,

Material	porosidade crítica (%)
Arenito	40%
Carbonato	60%
Dolomita	40%
Chalk	65%

Uma vez obtido o valor do coeficiente de Biot, o módulo elástico da rocha seca poderá ser determinado segundo a expressão

$$\kappa_{rs} = (1 - B)\kappa_m . \quad 2.68$$

Murphy & Hsu (1993), em ensaios experimentais, observaram que a razão entre os módulos de *bulk* e de cisalhamento era aproximadamente constante e igual a 0,9 para arenitos quartzosos e secos. Esta razão entre os módulos elásticos fornece uma razão VP/VS, aproximadamente, constante e em torno de 1,55. Murphy & Hsu (1993), também avaliaram o comportamento das razões entre os módulos elásticos, como função da porosidade. Para rochas com porosidade menor ou igual a 35%, os módulos elásticos de rochas porosas secas podem ser descritos por funções polinomiais de segunda ordem em porosidade, tais como

$$\kappa_{rs} = 38,18(1 - 3,39\phi + 1,95\phi^2) , \quad 2.69$$

$$\mu_{rs} = 42,65(1 - 3,48\phi + 2,19\phi^2) , \quad 2.70$$

Pode-se calcular o módulo de cisalhamento também através da relação

$$\mu_{rs} = \rho V_S^2 , \quad 2.71$$

onde a densidade deve ser obtida através da condição da rocha seca. Murphy & Hsu (1993) ao comparar essa expressão com a obtida com o uso da expressão polinomial, equação 2.67, observaram que, quando os valores obtidos eram próximos, a rocha era um arenito. Porém, se os valores computados pela expressão acima forem significativamente menores, a rocha estudada era um folhelho. Essa conclusão obtida por esses autores não pode ser generalizada. Provavelmente o resultado obtido deve estar associado ao fato de os coeficientes polinomiais estarem calibrados para os arenitos.

Assim, uma vez computados os parâmetros elásticos de cada elemento da equação de Gassmann (matriz, fluido e rocha seca), podemos obter as propriedades elásticas do meio poroso.

#### **2.2.4 – Modelamento do meio poroso saturado**

Utilizando os modelos de física de rocha, apresentados nas Seções 2.2.1, 2.2.2 e 2.2.3, um conjunto de informações sobre propriedades dos fluidos, composição mineralógica do arcabouço rochoso e condições ambientais de um reservatório (pressão e temperatura), elaborou-se um programa de modelagem das propriedades elásticas de um meio poroso saturado.

O programa consiste em computar separadamente as propriedades elásticas dos fluidos e da matriz, O programa fornece como resultado final, os valores das propriedades elásticas da rocha saturada, considerando as quatro opções disponíveis para cálculo dos módulos da rocha seca. Possibilitando a escolha do modelo que melhor se correlaciona com os dados reais do reservatório, obtidos por dados de poços, por exemplo. A tabela 2.3 mostra os dados de entrada e saída do programa de modelagem do meio poroso saturado, montado nesta tese. Os dados mostrados nesta tabela são idealizados, como sendo representativo de um reservatório turbidítico.

Como um dos pontos críticos na utilização da teoria de Gassmann se encontra justamente em determinar os módulos de *bulk* e cisalhamento da rocha seca, foram utilizadas todas as relações citadas na seção 2.2.3, que correlacionam os módulos elásticos ao Coeficiente de Biot, (equações 2.59 à 2.62). Conforme se verifica nas duas últimas linhas da tabela. Os resultados obtidos na determinação

das propriedades de velocidades P e S e densidade diferem significativamente entre si. Isso dificulta a escolha da equação a ser utilizada nos cálculos do Coeficiente de Biot e, conseqüentemente, no processo de inversão descritos nos Capítulos 4, 5, 6, 7 e 8.

<b>Parâmetros de entrada</b>				
Composição mineralógica		Propriedades dos fluidos		
Quartzo	57 %	temperatura	90 °C	
K-feldspato (ortoclásio)	20 %	salinidade	125000 ppm NaCl	
Plagioclásio (albita)	6 %	pressão de poros	310 kgf/cm <sup>2</sup>	
Pirita	6 %	razão gás-óleo (RGO)	80 m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup>	
Calcita	6 %	grau <i>API</i>	28	
Argila	5 %	gravidade específica gás (G)	0.75 g/cm <sup>3</sup>	
		Saturação de óleo (So)	0.85	
		Saturação de água (Sw)	0.15	
		Saturação de gás (Sg)	0.00	

<b>Parâmetros de saída</b>			
Propriedades elásticas da matriz obtidas			
Densidade	2.731 g/cm <sup>3</sup>	Vp	5836.220 m/s
Incompressibilidade	44.285 GPa	Vs	3658.799 m/s
Módulo de cisalhamento	36.567 GPa	Razão de poisson	0.176

<b>Propriedades elásticas dos fluidos</b>				
	Óleo	Salmoura	Gás	Mistura fluidos
Densidade (g/cm <sup>3</sup> )	0.782	1.067	0.23	0.825
Incompressibilidade (GPa)	0.934	3.09	0.078	1.043
Velocidade (m/s)	1092.86	1702.562	580.772	1124.707

<b>Propriedades do meio poroso saturado ( <math>\phi = 29\%</math> )</b>				
	<i>B</i> Geertsma	<i>B</i> Kreif	<i>B</i> Nur	<i>B</i> polinomial
Densidade (g/cm <sup>3</sup> )	2.19	2.19	2.19	2.19
Vp (m/s)	2031.95	3313.04	3547.18	2933.79
Vs (m/s)	1040.59	1987.02	2148.38	1720.65
Densidade (g/cm <sup>3</sup> )	2.25	2.25	2.25	2.25
Vp (m/s)	2502.29	3495.97	3692.42	3185.74
Vs (m/s)	1024.22	1955.77	2114.60	1693.60

Tabela 2.3 – Parâmetros de entrada e saída do programa de modelagem do meio poroso saturado, de um reservatório hipotético.



As duas últimas linhas da tabela mostram as propriedades finais do meio poroso em diferentes condições de saturações. A penúltima linha fornece os valores das propriedades quando do meio saturado de óleo ( $S_w = 15\%$ ) e a última linha simula as propriedades elásticas do meio poroso saturado de água ( $S_w = 100\%$ , aquífero).

Quando da modelagem com dados e valores reais do reservatório turbidítico (idade Cretáceo), disponibilizado pela PETROBRAS, o resultado que melhor se ajusta aos dados foram os obtidos com o Coeficiente de Biot estimado pela expressão polinomial.

### 2.3 – Simulação de perfis sintéticos

Esta seção descreve o processo de simulação de um conjunto básico de perfis sintéticos, corridos na maioria dos poços exploratórios e que consiste em perfil de raios gama, de densidade, de porosidade neutrônica, sônicos P e S (velocidades P e S) e resistividade.

É importante ressaltar que os dados de perfis geralmente apresentam componentes de erros sistemáticos e aleatórios. Erros sistemáticos são originados a partir de limitações de natureza física no processo de obtenção dos dados. Por exemplo, o perfil de porosidade neutrônica deriva de um processo físico nuclear que mede a quantidade de hidrogênio presente na formação. Porém, além do  $H$  (hidrogênio) presente na constituição do fluido intersticial, existe também a contribuição de átomos de  $H$  total advinda da matriz da rocha. Tornando essa contribuição crítica quando da presença de minerais de argila na matriz.

Outra componente de erro presente nos dados de perfil, de caráter aleatório, intimamente associado ao processo experimental de aquisição dos dados, tem sua origem essencialmente de natureza instrumental.

Os perfis de raios gama foram simulados usando a relação abaixo.

$$rg = \chi(rg_{\max} - rg_{\min}) + rg_{\min} \quad , \quad 2.72$$

onde  $rg$  representa o valor do raio gama simulado,  $\chi$  representa a argilosidade,  $rg_{\min}$  representa um valor de referência para arenito limpo e  $rg_{\max}$  o valor de referência para um folhelho.

Para a simulação do perfil de densidade utilizou-se,

$$\rho_{sat} = (1 - \phi)\rho_m + \phi\rho_f \quad , \quad 2.73$$

onde

$$\rho_m = (1 - \chi)\rho_{qz} + \chi\rho_{arg} \quad , \quad 2.74$$

$$\rho_f = S_o\rho_o + S_g\rho_g + S_w\rho_w \quad . \quad 2.75$$

Os subscritos *sat*, *m*, *f*, *qz*, *arg*, *o*, *g* e *w* indicam, respectivamente, saturada, matriz, fluido, quartzo, argila, óleo, gás e água.

A resistividade (inverso da condutividade) de uma formação é o parâmetro mais utilizado na determinação da saturação. A eletricidade passa através da formação, principalmente, devido a condutividade da água de formação. Com raras exceções, tais como sulfetos metálicos e grafites, rochas secas são sempre bons isolantes elétricos, apesar de raramente serem encontradas completamente secas. Assim, as formações de subsuperfícies apresentam valores de resistividade relacionados ao fluido em seus poros ou à água absorvida nas argilas presentes intersticialmente. Desse modo, a resistividade de uma formação depende do valor de resistividade do fluido, da saturação presente e da geometria da estrutura dos poros.

A resistividade é resistência específica de uma substância medida entre faces opostas de um cubo unitário de uma determinada substância, à uma determinada temperatura, sendo dada por

$$R = r \frac{A}{L} \quad , \quad 2.76$$

onde *R* é a resistividade em ohm-metros,

*r* é a resistência em ohm,

*A* é a área em m<sup>2</sup>, e

*L* é o comprimento, em metros.

A resistividade da formação varia geralmente entre 0,2 ohm-m a 1000 ohm-m. Valores de resistividade maior que 1000 ohm-m são incomuns em formações permeáveis.

As principais formulações utilizadas para cômputo dos valores de resistividade nas formações são:

$$\text{Indonesian (Poupon-Leaveaux)} \quad \frac{I}{\sqrt{R_t}} = \left[ \frac{C^{\left[\frac{1-C}{2}\right]}}{\sqrt{C}} + \frac{\phi^{\frac{m}{2}}}{\sqrt{aR_{Wcorr}}} \right] (S_w)^n, \quad 2.77$$

$$\text{Simandoux} \quad \frac{I}{R_t} = \frac{\phi_e^m (S_w)^n}{aR_{Wcorr}} + \frac{V_{sh} S_w}{R_{sh}}, \quad 2.78$$

$$\text{Simandoux Modificada} \quad \frac{I}{R_t} = \frac{\phi_e^m (S_w)^n}{aR_{Wcorr} (1 - V_{sh})} + \frac{V_{sh} S_w}{R_{sh}}, \quad 2.79$$

onde,  $R_t$  é a resistividade da formação,

$V_{sh}$  é o volume de folhelho,

$R_{sh}$  é a resistividade do folhelho,

$M$  é o expoente de cimentação

$a$  é o fator de formação

$R_{Wcor}$  é a resistividade da água corrigida para a temperatura da formação,

$\phi$  é a porosidade efetiva

$n$  é o expoente de saturação

Em nosso trabalho utilizamos a equação de Simandoux Modificada para simular o perfil de resistividade, por ser uma das mais utilizadas na indústria e na PEROBRAS.

A água de formação, algumas vezes chamada de água conata ou intersticial, é a água que satura os poros das rochas, não contaminada pelo fluido de perfuração.

A quantificação prévia da resistividade da água de formação,  $R_w$ , é um passo importante na determinação do fluido da rocha a partir dos perfis de resistividade. Existem inúmeras formas de se obter os valores de resistividade da água. Entre estas se incluem os valores obtidos diretamente de catálogo composicional da água, através da realização de análises químicas, das curvas de potencial espontâneo (SP) e ainda dos diferentes tipos de computação da relação porosidade-resistividade obtidos a partir de perfis de resistividade, que é a forma mais utilizada na indústria e a adotada nesta tese.

As relações de velocidades das ondas compressonais e cisalhantes, foram obtidas a partir das equações de Gassmann, que são expressas por

$$V^2_P = \frac{1}{\rho_{sat}} \left[ \left( \kappa_{rs} + \frac{4}{3} \mu_{rs} \right) + \frac{\left( 1 - \frac{\kappa_{rs}}{\kappa_m} \right)^2}{\left( 1 - \frac{\kappa_{rs}}{\kappa_m} \right) \frac{1}{\kappa_m} + \phi \left( \frac{1}{\kappa_f} - \frac{1}{\kappa_m} \right)} \right], \quad 2.80$$

e

$$V^2_S = \frac{\mu_{rs}}{\rho_{sat}} . \quad 2.81$$

## 2.4 – Conclusão

A compreensão das leis que governam a relação entre as propriedades que constituem o meio poroso saturado (porosidade, módulos de *bulk* e de cisalhamento, densidade, composição mineralógica, pressão, temperatura, e etc.) e os parâmetros elásticos (velocidades P e S, e densidade) é fundamental para o processo de estimativa de propriedades do meio (porosidade e saturação) a partir de dados adquiridos de forma indireta (sísmico e perfis de poços).

Neste capítulo apresentou-se a teoria e as principais leis e modelos que regem a relação entre as propriedades e parâmetros elásticos do meio poroso saturado. Estas relações são a base da construção do programa de modelagem do meio poroso, aqui desenvolvido e da obtenção das propriedades através das equações constitutivas.

A seguir, no próximo capítulo, passamos a descrever a teoria de inferência bayesiana, usada como ferramenta de inversão para a obtenção das propriedades de saturação e porosidade a partir dos dados medidos (perfis e impedância sísmica P).

## Capítulo 3

### Inferência Bayesiana

A metodologia de inferência está fundamentada no uso de probabilidades para descrever o estado de conhecimento a respeito de parâmetros sob estudo. Assim sendo, a solução do problema inverso de se estimar propriedades de reservatórios a partir de dados geofísicos pode ser desenvolvida construindo-se modelos de probabilidade, que considerem as incertezas experimentais e teóricas envolvidas. Tais modelos são combinados através de regras básicas da teoria da probabilidade, resultando na distribuição *a posteriori*.

As estimativas das propriedades de subsuperfície (porosidade e saturação, por exemplo) a partir de dados geofísicos sempre são conduzidas na presença de incertezas. Tais incertezas estão associadas aos ruídos e às dificuldades naturais que existem na aquisição dos dados, nos algoritmos e fluxogramas de processamento, na interpretação de processos geológicos e geofísicos, na limitação que se tem em representar a complexidade geológica através de um modelo, nas relações teóricas e empíricas entre dados e parâmetros, entre outros. Desta forma, devemos expressar o nível de conhecimento a cerca das propriedades das rochas estimadas, levando em conta suas incertezas através de funções densidade de probabilidade (pdf) (Moraes, 1996 e Gouveia, 1996).

Na figura 3.1 temos a representação das funções de densidade de probabilidade (pdf) para a porosidade em dois diferentes reservatórios. No eixo vertical, estão representados os valores de densidade de probabilidade. Os picos das funções correspondem ao valor de porosidade com maior probabilidade de ocorrência, enquanto a largura da base, sobre o eixo horizontal e onde as funções apresentam valores não nulos, representam o grau de dispersão das porosidades em cada reservatório.

No reservatório A, a função densidade de probabilidade (pdf) tem uma base mais aberta e um comportamento suave, enquanto que a distribuição de porosidade do reservatório B apresenta um pico mais concentrado e uma dispersão menor dos valores. A comparação entre as duas pdfs revela uma diferença no nível de conhecimento que se tem sobre a porosidade em cada reservatório. Existe uma incerteza (largura da base da pdf) maior a respeito dos valores da porosidade no reservatório A do que nos do reservatório B.

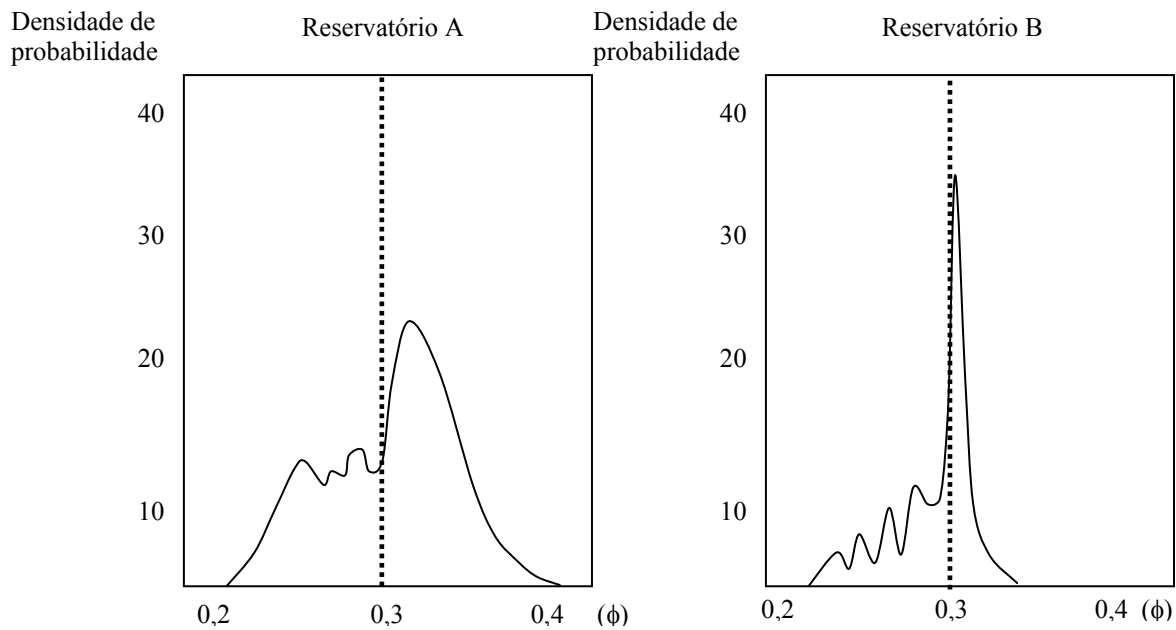


Figura 3.1 – Funções densidade de probabilidade de porosidade (pdf) para dois reservatórios A e B. As pdfs representam o estado de conhecimento sobre a distribuição de porosidade. O reservatório A tem uma maior incerteza sobre a porosidade que o reservatório B (modificado de Takahashi, I. 2000).

A forma de expressar o conhecimento perfeito (exato) dos valores de porosidade pela função densidade de probabilidade (pdf), é através do uso da função delta de Dirac  $p(\phi) = \delta(\phi - \phi_0)$  (Gouveia, 1996).

Neste caso, a completa certeza do valor de porosidade ocorrerá quando  $\phi$  for igual a  $\phi_0$ . Isto é virtualmente impossível de se obter quando a determinação da porosidade é realizada de forma indireta, através da análise de dados geofísicos. A Figura 3.2 ilustra níveis extremos de conhecimento sobre a porosidade em dois reservatórios hipotéticos. No reservatório A, o estado de conhecimento é perfeito, sendo representado pela função Delta de Dirac. Já no outro reservatório, por outro

lado, tem-se a completa ignorância sobre os valores de porosidade. Tal nível de conhecimento é descrito através de uma distribuição uniforme  $p(\phi) = \text{constante}$ .

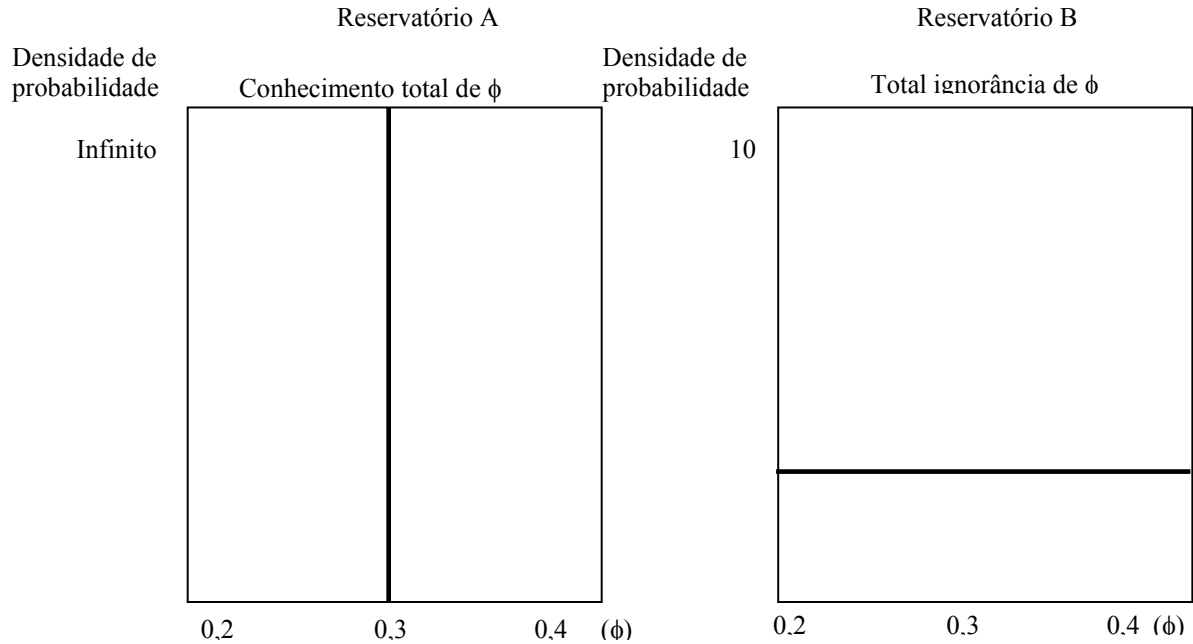


Figura 3.2 – Função densidade de probabilidade quando se tem um perfeito conhecimento a cerca dos valores de porosidade (A), quando se tem completa ignorância dos valores de porosidade, B. (modificado de Takahashi, 2000).

Em tratamento com dados reais (geofísicos), as relações entre as propriedades das rochas e os dados são ajustadas na maioria das vezes por funções determinísticas. O uso de funções densidade de probabilidade na descrição do estado de conhecimento a cerca das propriedades que ser que estimar possibilita o tratamento das incertezas existente no processo, tornando a interpretação e a análise dos dados obtidos mais consistentes. Neste trabalho todo o tratamento probabilístico de inferência das propriedades é realizado utilizando-se a teoria de Inferência Bayesina, conforme descrito nas seções subseqüentes deste capítulo.

### 3.1 – O Teorema de Bayes

O elemento essencial da Inferência Bayesiana é o Teorema de Bayes, também conhecido na literatura como Princípio da Probabilidade Inversa (Kovács, 1996). Este teorema é usado na inferência estatística para atualizar estimativas da probabilidade de que diferentes hipóteses sejam verdadeiras, baseadas nas

observações e no conhecimento de como essas observações se relacionam com as hipóteses.

Seja, por exemplo,  $P(\mathbf{d}, \mathbf{m})$  uma função densidade de probabilidade conjunta de um vetor de observações aleatórias (obtidos através de leituras de um determinado experimento), constituído por um vetor de dados discretos  $\mathbf{d} = (d_1, d_2, d_3, d_4, \dots, d_N)^T$ ,  $\mathbf{d} \in \mathfrak{R}^N$ , amostrado a intervalos de tempo regulares ou não, e que tem o equacionamento do modelo dado pela seguinte expressão;

$$\mathbf{d}_i = \mathbf{f}_i(m) + \mathbf{e}_i, \quad (1 \leq i \leq N), \quad 3.1$$

onde,  $f_i(\mathbf{m})$  é o sinal e  $e_i$  representa o ruído existente nas observações. Devemos ter em mente que diferentes modelos correspondem a diferentes escolhas de  $f_i(\mathbf{m})$ .

Seja  $\mathbf{m}$  o vetor de parâmetros do modelo, também considerado aleatório dado por  $\mathbf{m} = (m_1, m_2, m_3, m_4, \dots, m_M)^T$ ,  $\mathbf{m} \in \mathfrak{R}^M$ . De acordo com a regra do produto da teoria de probabilidades entre funções distribuição de densidade, temos que

$$P(\mathbf{d} | \mathbf{m})P(\mathbf{m}) = P(\mathbf{m} | \mathbf{d})P(\mathbf{d}), \quad 3.2$$

o que fornece a expressão, após manipulação, relativa ao Teorema de Bayes e que é dado por,

$$P(\mathbf{m} | \mathbf{d}) = \frac{P(\mathbf{d} | \mathbf{m})P(\mathbf{m})}{P(\mathbf{d})}, \quad 3.3$$

onde,

-  $P(\mathbf{m} | \mathbf{d})$  a chamada de distribuição de probabilidade *a posteriori* para os parâmetros, dado um conjunto de dados (e informações *a priori*). Essa distribuição é o resultado que se procura obter como resposta a diferentes hipóteses sobre os parâmetros do modelo contidos nos dados.

-  $P(\mathbf{m})$  é a distribuição de probabilidade *a priori* para os parâmetros do modelo, que representa o grau de conhecimento a cerca dos parâmetros, obtida de forma independente dos dados.

-  $P(\mathbf{d})$  é a distribuição de probabilidade *a priori* dos dados, que na verdade atua como um fator de normalização, considerando um conjunto particular de dados  $\mathbf{d}$ .



-  $P(\mathbf{d}|\mathbf{m})$  é a distribuição de probabilidade direta dos dados, dado o conhecimento a respeito dos parâmetros do modelo. Esta distribuição é conhecida como *função verossimilhança* de  $\mathbf{m}$  que mede diretamente o quanto modelo se adequa ao dado. Ou seja, essa função incorpora um funcional de ajuste de dados observados e modelados como função dos parâmetros.

Desprezando o termo de normalização e reescrevendo a equação 3.3, na forma de relação de proporcionalidade, temos

$$P(\mathbf{m} | \mathbf{d}) \propto P(\mathbf{d} | \mathbf{m})P(\mathbf{m}) . \quad 3.4$$

### 3.2 Formulação Bayesiana da inversão conjunta de porosidade e saturação

Considere  $\mathbf{d}_1$ ,  $\mathbf{d}_2$ ,  $\mathbf{d}_3$  e  $\mathbf{d}_4$  como sendo vetores que representam os dados de perfis neutrônico, sônicos (velocidades das ondas P e S) e de densidade, respectivamente. O problema consiste em estimar simultaneamente as propriedades de porosidade intervalar  $\phi$  e saturação ( $S_w$ ) a partir desses dados, das relações petrofísicas e de informações *a priori* ( $\mathbf{I}$ ).

O desenvolvimento teórico baseia-se na aplicação Teorema de Bayes (equações 3.3 e 3.4), resultando na distribuição *a posteriori* conjunta para porosidade e saturação  $p(\phi, S_w | \mathbf{d}_1, \mathbf{d}_2, \mathbf{d}_3, \mathbf{d}_4, \mathbf{I})$ . Isso pode ser sintetizado através da seguinte expressão:

$$p(\phi, S_w | \mathbf{d}_1, \mathbf{d}_2, \mathbf{d}_3, \mathbf{d}_4, \mathbf{I}) \propto l(\mathbf{d}_1, \mathbf{d}_2, \mathbf{d}_3, \mathbf{d}_4 | \phi, S_w) q(\phi, S_w | \mathbf{I}) , \quad 3.12$$

sendo  $l(\mathbf{d}_1, \mathbf{d}_2, \mathbf{d}_3, \mathbf{d}_4 | \phi, S_w)$  a função verossimilhança, e  $q(\phi, S_w | \mathbf{I})$  a distribuição *a priori*.

O primeiro passo para a obtenção da distribuição *a posteriori* consiste da construção da função verossimilhança. Esta representa a distribuição dos dados experimentais, a qual incorpora os conhecimentos teóricos da relação entre os dados e os parâmetros em questão e as informações a respeito dos erros presentes nos dados. Em problemas com múltiplos conjuntos de dados independentes é possível representar tais informações por diferentes funções verossimilhanças.

Considerando independentes os vetores de dados  $\mathbf{d}_i$ ,  $i = 1, 2, 3$  e  $4$ , a função verossimilhança pode ser escrita como o produto das respectivas distribuições dos dados, sendo representada pela expressão;

$$l(\mathbf{d}_1, \mathbf{d}_2, \mathbf{d}_3, \mathbf{d}_4 | \phi, S_w) = l_1(\mathbf{d}_1 | \phi, S_w) l_2(\mathbf{d}_2 | \phi, S_w) l_3(\mathbf{d}_3 | \phi, S_w) l_4(\mathbf{d}_4 | \phi, S_w), \quad 3.13$$

Os dados experimentais se relacionam com a porosidade conforme as seguintes expressões:

1. dados de perfil de porosidade ,  $\mathbf{d}_1 = \mathbf{d}_\phi = \mathbf{f}_\phi(\phi, S_w) + \mathbf{e}_\phi$  ,
2. dados de perfil sônico de ondas P,  $\mathbf{d}_2 = \mathbf{d}_{dt} = \mathbf{f}_{dt}(\phi, S_w) + \mathbf{e}_{dt}$  ,
3. dados de perfil sônico de ondas S,  $\mathbf{d}_3 = \mathbf{d}_{dtS} = \mathbf{f}_{dtS}(\phi, S_w) + \mathbf{e}_{dtS}$  ,
4. dados de perfil de densidade,  $\mathbf{d}_4 = \mathbf{d}_\rho = \mathbf{f}_\rho(\phi, S_w) + \mathbf{e}_\rho$  ,

onde  $\mathbf{e}_i$ ,  $i = 1, 2, 3$  e  $4$ , representa a componente de erro (aleatório + sistemático), presente em cada conjunto de dados.

A motivação para o uso integrado de dados obtidos a partir de fontes distintas consiste no cancelamento de erro, o que possibilita a redução de componentes de erros inerentes a dados particulares, além de poder limitar o espaço de soluções plausíveis para o problema inverso. Ao integrarmos informações contidas em dados de fontes independentes, a tendência natural é a redução da influência das componentes de ruídos e o fortalecimento do nível de informação sobre os parâmetros de interesse, diminuindo o nível de incertezas associadas às estimativas.

Para finalizar o processo de construção da função verossimilhança é preciso definir sua forma funcional com base nas incertezas contidas nos dados, ou seja, a forma pela qual podemos descrever o erro. Para tal, quando optou-se pela abordagem bayesiana, supondo que o erro contido nos dados possa ser descrito através de uma função densidade de probabilidade. A escolha da distribuição normal é consistente com o argumento de que as informações contidas nos momentos de primeira e segunda ordem (médias e variâncias) sejam suficientes para a descrição dos erros contidos nas observações, segundo o critério de entropia máxima (ver Jaynes, 1994).

Sendo assim, considerando que os erros não apresentam correlações entre si, temos para as distribuições dos dados a expressão

$$l_i(\mathbf{d}_i | \phi, S_w) = (2\pi\sigma_i^2)^{-\frac{N}{2}} \exp\left\{-\frac{1}{2\sigma_i^2} [\mathbf{d}_i - \mathbf{f}_i(\phi, S_w)]^T [\mathbf{d}_i - \mathbf{f}_i(\phi, S_w)]\right\}. \quad 3.14$$

Para o caso em que os erros são correlatos, a expressão tem a forma dada por,

$$l_i(\mathbf{d}_i | \phi, S_w) = (2\pi)^{-\frac{N}{2}} (\mathbf{C}_d)^{-\frac{1}{2}} \exp\left\{-\frac{1}{2} [\mathbf{d}_i - \mathbf{f}_i(\phi, S_w)]^T \mathbf{C}_d [\mathbf{d}_i - \mathbf{f}_i(\phi, S_w)]\right\}, \quad 3.15$$

onde  $\sigma_i^2$  é a variância do i-ésimo vetor de dados e  $\mathbf{C}_d = \sigma_i^2 \mathbf{I}$  é a matriz de covariância dos dados, condição essa não considerada em nossa abordagem.

Com relação à distribuição *a priori*, a hipótese adotada é a de que o conhecimento a respeito da porosidade se limita ao intervalo de variação entre 0 e 1. Desse modo, nenhum valor dentro desse intervalo pode ter maior probabilidade de ocorrência. Isso implica em atribuir uma distribuição uniforme para a porosidade e para a saturação, que pode ser representada por ;

$$q(\phi, S_w | \mathbf{I}) = \begin{cases} 1 & \text{se } 0 < \phi < 1 \text{ e } 0 < S_w < 1 \\ 0 & \text{em outros casos} \end{cases}$$

Este tipo de distribuição *a priori* pode ser incorporado por uma constante de proporcionalidade, obtendo-se uma nova a distribuição *a posteriori*, dada pela expressão;

$$p(\phi, S_w | \mathbf{d}_1, \mathbf{d}_2, \mathbf{d}_3, \mathbf{d}_4) \propto \prod_{i=1}^4 l_i(\mathbf{d}_i | \phi, S_w). \quad 3.17$$

Note-se que a escolha da distribuição normal para descrever os dados introduziu quatro novos parâmetros na nova distribuição, que são as variâncias das funções verossimilhanças, representadas por  $\sigma_i^2$ . Supondo que as variâncias sejam parâmetros desconhecidos, a distribuição a posteriori deve incorporar os novos parâmetros, podendo ser

$$p(\phi, S_w, \sigma_1, \sigma_2, \sigma_3, \sigma_4 | \mathbf{d}_1, \mathbf{d}_2, \mathbf{d}_3, \mathbf{d}_4) \propto \prod_{i=1}^4 l_i(\mathbf{d}_i | \phi, S_w, \sigma_i). \quad 3.18$$

Como o objetivo do presente trabalho é inferir simultaneamente a porosidade e a saturação, não havendo nenhum interesse na estimativa das variâncias dos erros contidos nas observações, estes parâmetros podem ser eliminados da distribuição *a posteriori* através do processo de marginalização (Anexo B), que pode ser representado por

$$p^*(\phi, S_w | \mathbf{d}_1, \mathbf{d}_2, \mathbf{d}_3, \mathbf{d}_4) = \int_{\sigma_1} \int_{\sigma_2} \int_{\sigma_3} \int_{\sigma_4} p(\phi, S_w, \sigma_1, \sigma_2, \sigma_3, \sigma_4 | \mathbf{d}_1, \mathbf{d}_2, \mathbf{d}_3, \mathbf{d}_4, \mathbf{I}) d\sigma_1 d\sigma_2 d\sigma_3 d\sigma_4, \quad 3.19$$

Exemplificando, temos para a distribuição gaussiana a seguinte marginalização;

$$p(\phi, S_w, \sigma_1 | \mathbf{d}_1) \propto \sigma_1^{-(N+1)} \exp\left\{-\frac{1}{2\sigma_1^2} \sum_{i=1}^N [\mathbf{d}_i - \mathbf{f}_1(\phi, S_w)]^2\right\}, \quad 3.20$$

$$p^*(\phi, S_w | \mathbf{d}_1) \propto \int_0^\infty p(\phi, S_w, \sigma_1 | \mathbf{d}_1) d\sigma_1 \propto \int_0^\infty \sigma_1^{-(N+1)} \exp\left\{-\frac{1}{2\sigma_1^2} \sum_{i=1}^N [\mathbf{d}_i - \mathbf{f}_1(\phi, S_w)]^2\right\} d\sigma_1 \quad 3.21$$

$$p^*(\phi, S_w | \mathbf{d}_1) \propto \left\{ \sum_{i=1}^N [\mathbf{d}_i - \mathbf{f}_1(\phi, S_w)]^2 \right\}^{-\frac{N}{2}} \quad 3.22$$

A integração de quarta ordem se resume à integração da distribuição dos dados de cada perfil independentemente.

A integração de uma distribuição normal em relação a sua variância resulta em uma distribuição na forma da equação 3.23. Conseqüentemente, a nova distribuição *a posteriori*, utilizada como equação final do problema, tem a seguinte forma:

$$p^*(\phi, S_w | \mathbf{d}_1, \mathbf{d}_2, \mathbf{d}_3, \mathbf{d}_4) \propto \prod_{i=1}^4 \left\{ \left[ \mathbf{d}_i - \mathbf{f}_i(\phi, S_w) \right]^T \left[ \mathbf{d}_i - \mathbf{f}_i(\phi, S_w) \right] \right\}^{-\frac{N_i}{2}} \quad 3.23$$

sendo  $N_i$  o número de elementos de cada vetor  $i$ .

## Capítulo 4

### Inferência da porosidade e saturação a partir de dados sintéticos de poços

Neste capítulo, a metodologia de inferência é analisada através da sua aplicação em um conjunto de dados de perfis, gerados a partir de dois modelos sintéticos, com diferentes níveis de complexidade geológica. A partir de cada modelo, simulou-se um conjunto de perfis sintéticos, a saber, raios gama (*GR*), porosidade neutrônica ( $\phi$ ), densidade (*Rho*), velocidades compressional (*VP*) e cisalhante (*VS*) e de resistividade (*ILD*), amostrados a intervalos de 0,20 metros, totalizando 350 amostras em cada perfil e 70 metros de espessura.

Na construção do meio poroso e obtenção dos dados sintéticos, foi utilizada a seqüência de modelagem demonstrada nos procedimentos descritos nas Seções 2.2.1 a 2.2.3. Nas seções seguintes, são apresentados os parâmetros dos modelos sintéticos e os resultados obtidos para os diferentes modelos e níveis de ruídos. A seqüência de testes realizados objetiva, primeiramente, avaliar a estabilidade do método de inferência da porosidade a partir de perfis com diferentes níveis de ruídos. O mesmo procedimento é realizado quando da inferência da saturação. Porém, devido a diferença entre o nível de influência da saturação e da propriedade, no cômputo final dos valores dos dados, esta têm um grau de estabilidade bem diferente do apresentado pela porosidade, conforme descritos nas Seções 4.1.1 e 4.1.3.

No segundo experimento, a partir de um conjunto de perfis contendo 10% de ruído, realiza-se a inferência da porosidade assumindo-se a condição de total ignorância a respeito do valor de saturação, isto é, os perfis foram simulados com  $Sw=15\%$ , mas a porosidade será estimada considerando o reservatório saturado de água,  $Sw=100\%$ . Pretende-se desta forma, avaliar a efetiva contribuição que se tem ao estimar propriedades combinando-se diferentes dados independentes, já que a

saturação irá sensibilizar diferentemente cada perfil. Uma avaliação similar foi feita para a estimativa da saturação, porém com resultado completamente diferente devido ao peso da saturação nos dados.

Por último realiza-se a inferência conjunta da porosidade e saturação a partir de um conjunto de dados com 5% de ruído, simulados a partir de modelo geológico contendo duas camadas, com valores de porosidade diferentes e um contato óleo-água, seção 4.2. Pretende-se avaliar o potencial e a estabilidade que se obtém ao realizarmos a estimativa conjunta dessas propriedades, já que elas encontram-se acopladas, conforme apresentado quando da descrição da Seção 2.2 e que refere-se a metodologia de construção do meio poroso saturado.

#### **4.1 – Modelo sintético com uma camada de areia**

Este modelo geológico sintético consiste de uma camada de areia de 70 metros de espessura e porosidade constante de 28% em todo o intervalo. A composição mineralógica desse arenito consiste de quartzo (64%), k-feldspato (27%), muscovita (3%) e calcita (1%). A argilosidade foi fixada em 5% para todo o intervalo.

Com relação as características e composição dos fluidos, foi considerada uma saturação 15% de salmoura, com 55000 ppm de NaCl e 85% de óleo de 19 °API, com um RGO inicial de 80 m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup>. Para a gravidade específica do gás utilizou-se o valor de 0,75. O reservatório apresenta uma pressão de poro de 278 kgf/cm<sup>2</sup> e uma temperatura de 73 °C. A figura 4.1 mostra o conjunto de perfis criados segundo o modelo inicial proposto, sem a presença de ruídos.

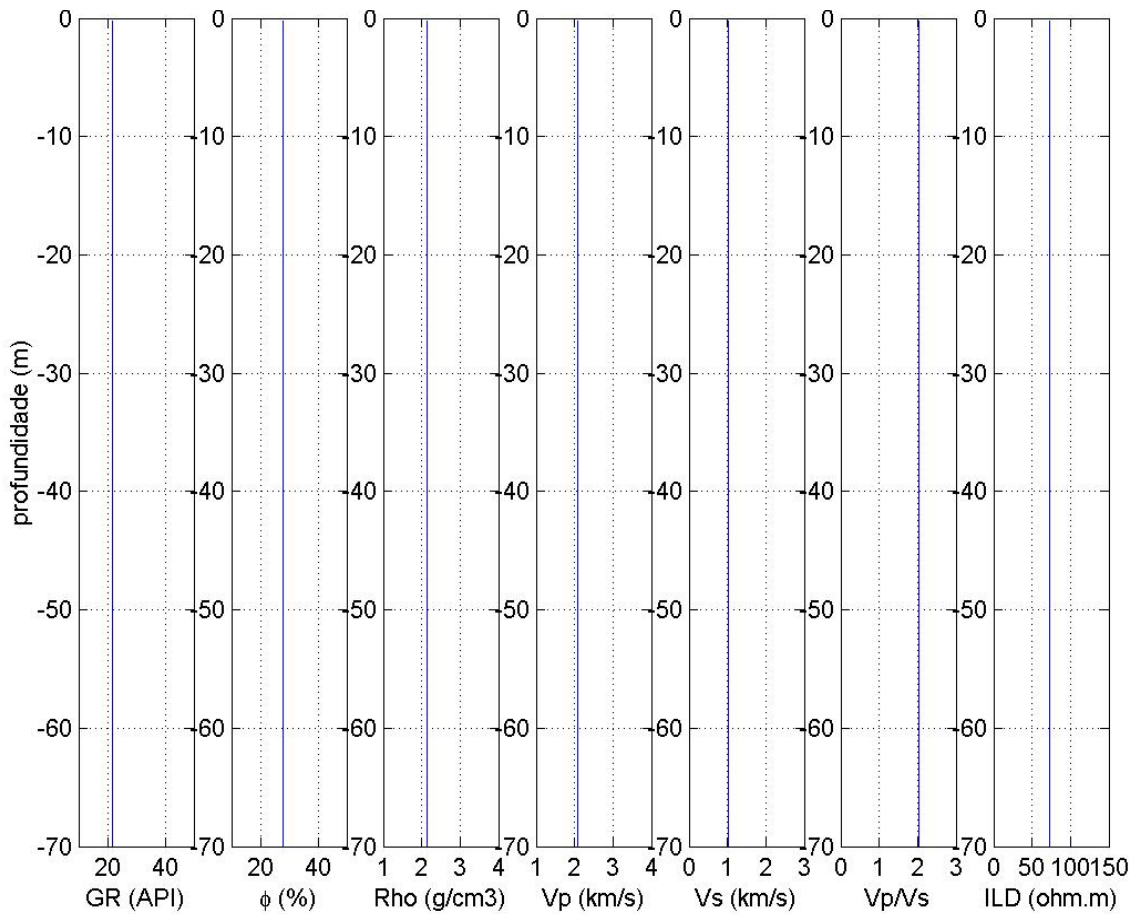


Figura 4.1 – Conjunto de perfis simulados, a partir do modelo uniforme de uma camada, consistindo de um pacote homogêneo de areia, com 70 metros de espessura, saturado de óleo ( $S_w = 15\%$ ).

#### 4.1.1 – Inferência de porosidade a partir de conjunto de dados com diferentes níveis de ruído e valor de saturação correto

Ao conjunto de perfis sintéticos (Figura 4.1), foram acrescentados diferentes níveis de ruídos aleatórios gaussianos de 5%, 10%, 15%, 20%, 30% e 40% (Figuras 4.2a 4.2b, 4.3a, 4.3b, 4.4a, 4.4b, respectivamente). Ao perfil de porosidade neutrônica, foi ainda adicionado um valor constante de 10%, simulando um erro sistemático de leitura do instrumento.

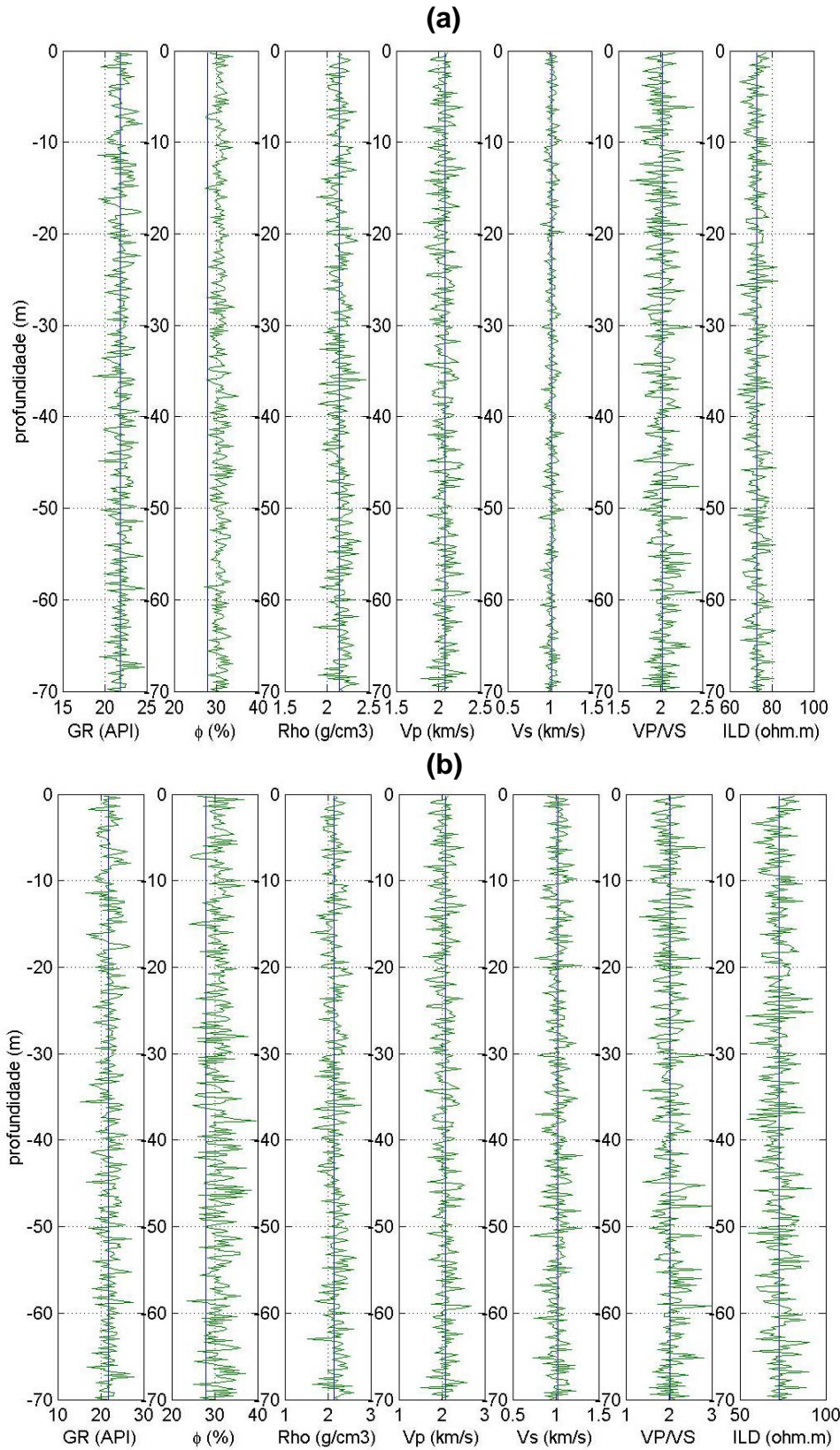


Figura 4.2 – Conjunto de perfis sintéticos simulados com 5% (a) e 10% (b) de ruído aleatório gaussiano. Foi ainda adicionado ao perfil de porosidade neutrônica um desvio constante de 10%, simulando um erro incremental de calibração de ferramentas. A linha azul representa os valores dos perfis sem ruídos mostrados na figura 4.1.



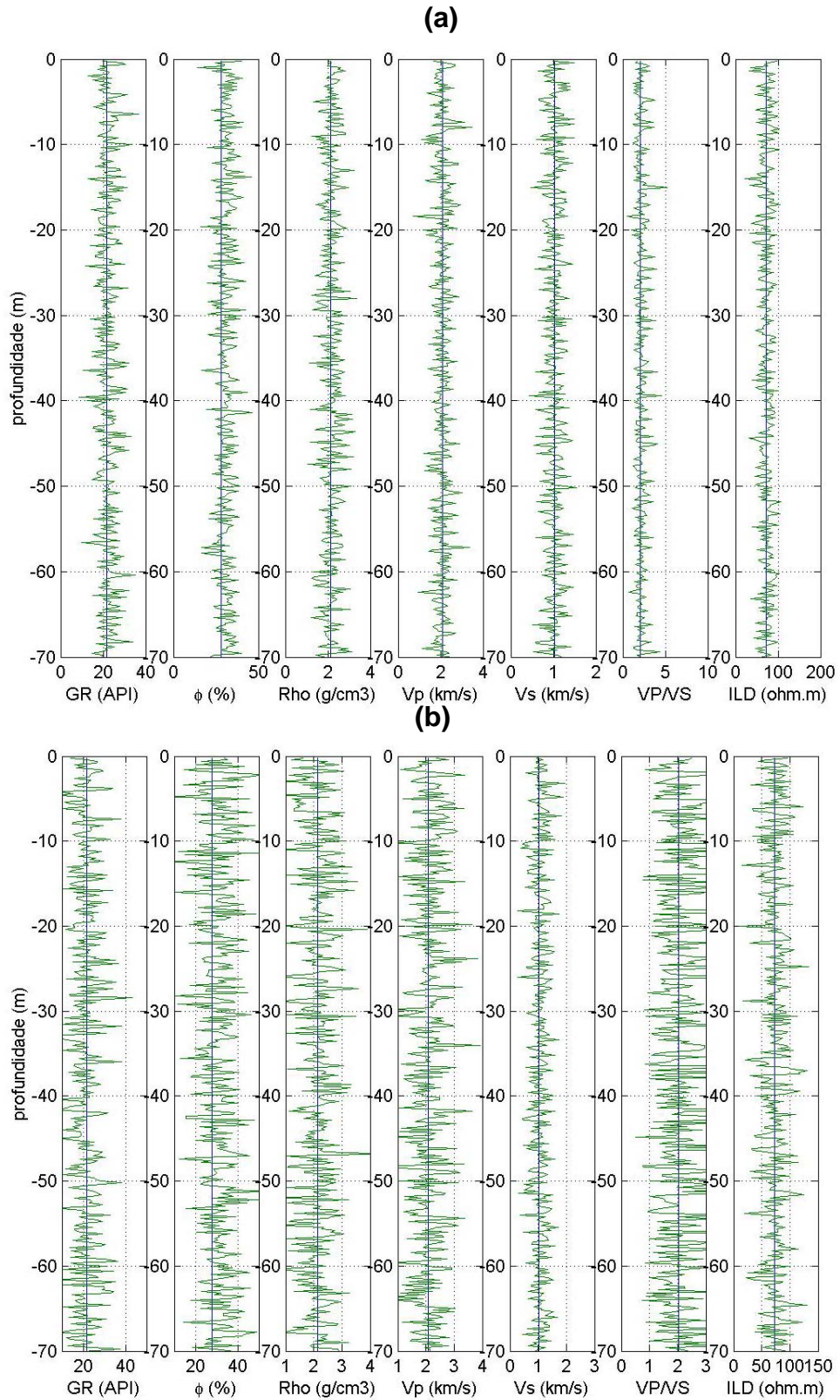


Figura 4.3 – Conjunto de perfis sintéticos simulados com 15% (a) e 20% (b) de ruído aleatório gaussiano. Foi ainda adicionado ao perfil de porosidade neutrônica um desvio constante de 10%, simulando um erro incremental de calibração de ferramentas. A linha azul representa os valores dos perfis sem ruídos mostrados na figura 4.1.

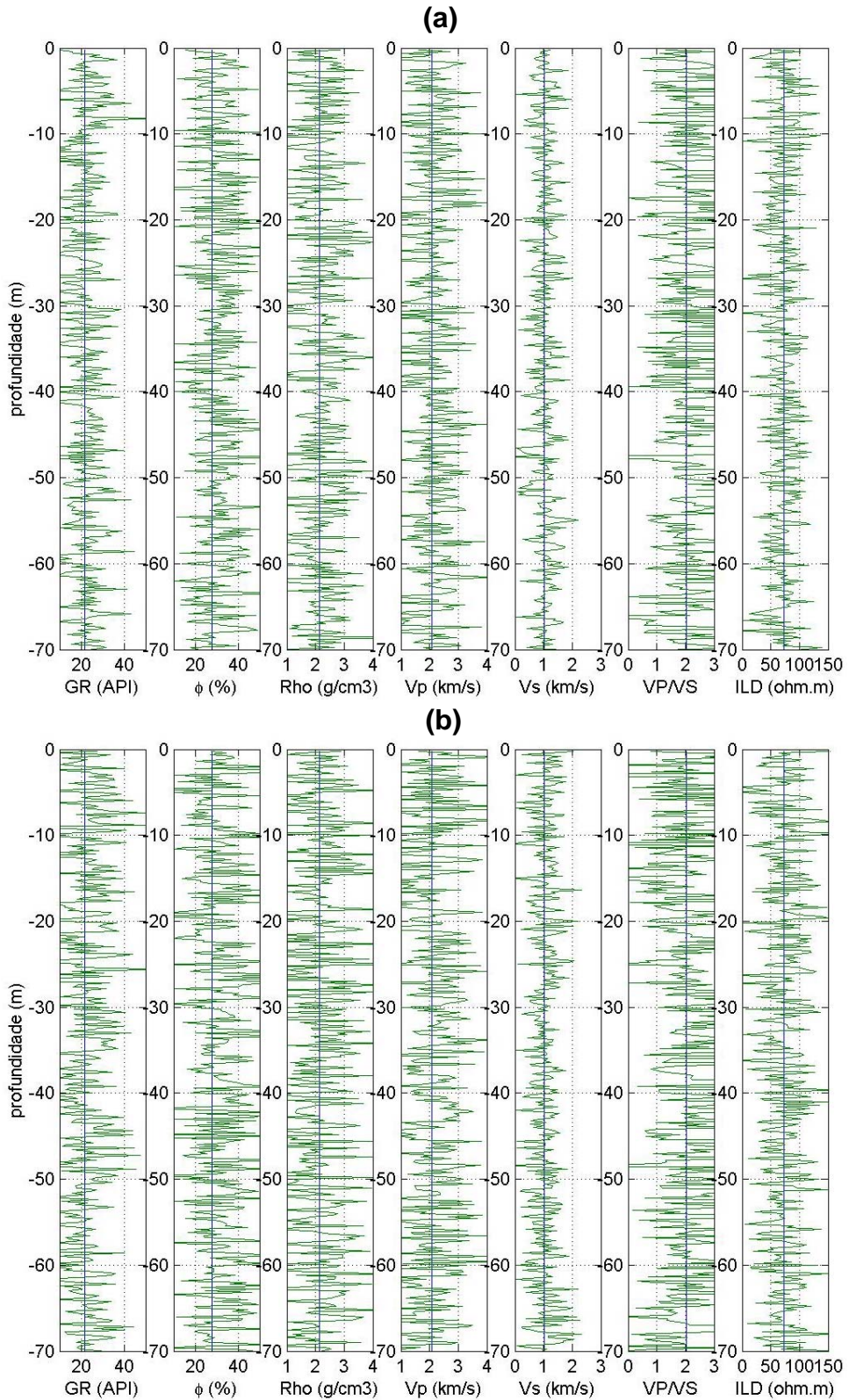


Figura 4.4 – Conjunto de perfis sintéticos simulados com 30% (a) e 40% (b) de ruído aleatório gaussiano. Foi ainda adicionado ao perfil de porosidade neutônica um desvio constante de 10%, simulando um erro incremental de calibração de ferramentas. A linha azul representa os valores dos perfis sem ruídos mostrados na figura 4.1.

O objetivo deste experimento é testar o método de Inferência de porosidade, conforme formulação apresentada na Seção 3.2, a partir de dados contendo diferentes níveis de ruído. O valor de saturação ( $S_w = 15\%$ ), na primeira série de testes é assumido conhecido e mantido constante em todo o intervalo. Pretende-se assim, avaliar robustez e a estabilidade do método de inversão em estimar as propriedades sob diferentes condições. Ou seja, a capacidade do algoritmo de funcionar bem sob condições adversas e na presença de ruídos.

Num processo de caracterização das propriedades de um reservatório, a porosidade é, provavelmente, a primeira a ser caracterizada. Posteriormente, a porosidade serve como ponto de partida para o cálculo das outras propriedades, tais como, saturação e permeabilidade. Portanto, qualquer incerteza que exista na sua estimativa irá influenciar consideravelmente na determinação das outras.

A técnica de inversão por Inferência Bayesiana possibilita estimar a propriedade considerando a incerteza inerente à estimativa do seu valor. Essa incerteza poderá ser propagada quando do cálculo das outras propriedades do meio, possibilitando caracterizar um reservatório segundo a análise de incerteza.

Loures (2001), objetivando minimizar a influência de ruídos nos dados e estabilizar a inferência da propriedade estimada, propôs a aplicação da inferência em um conjunto de amostras (janela). A dimensão da janela, em amostras, irá depender da qualidade dos dados, que poderá ser reduzida ou ampliada, tendo a sua movimentação a cada amostra (Figura 4.5).

O resultado obtido, quando da aplicação da metodologia de inversão por inferência bayesiana, consiste da distribuição *a posteriori*, que é basicamente uma função densidade de probabilidade (pdf), conforme mostrado na figura 4.5. Desta forma dois gráficos são apresentados como resultado final, um colorido e um com curvas que simulam perfis das porosidades estimadas. O gráfico colorido representa a distribuição *a posteriori*  $P(\phi | \mathbf{d}_i, \mathbf{I})$  obtido com a inversão e facilita a visualização da incerteza presente na inferência da propriedade. O segundo gráfico consiste dos *plots* dos valores modais obtidos em cada distribuição *a posteriori*, referente ao centro do intervalo (janela) computado.

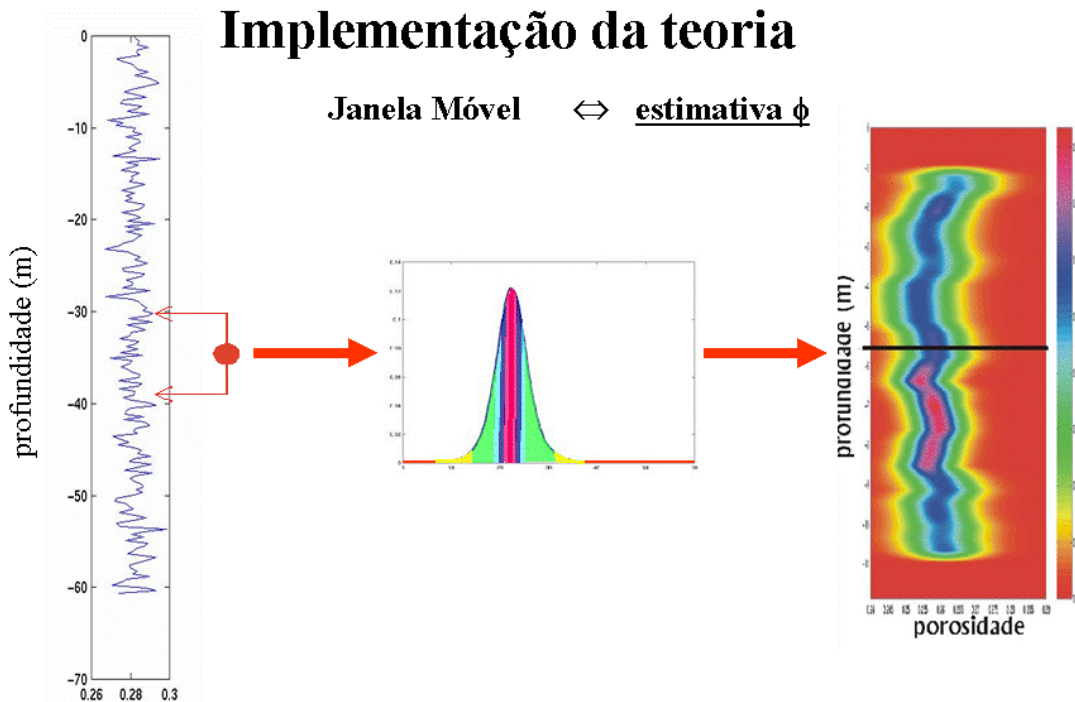


Figura 4.5 – Desenho esquemático mostrando a implementação da teoria, por janela, e a representação gráfica da função *a posteriori* obtida como produto final (Loures, 2001).

A seqüência de figuras a seguir (Figuras 4.6 - 4.11) mostra os resultados obtidos quando da inferência da porosidade a partir de dados contendo diferentes níveis de ruídos. Nos gráficos coloridos (a) estão plotadas as distribuições *a posteriori* para a porosidade (  $P(\phi|\mathbf{d}_\phi, \mathbf{I})$ ,  $P(\phi|\mathbf{d}_{rho}, \mathbf{I})$ ,  $P(\phi|\mathbf{d}_{ILD}, \mathbf{I})$ ,  $P(\phi|\mathbf{d}_{VP/VS}, \mathbf{I})$  ), obtidas de cada perfil individual. O resultado final obtido consiste da combinação de todos os dados independentes e é representado pela função *a posteriori*  $P(\phi|\mathbf{d}_1, \mathbf{d}_2, \mathbf{d}_3, \mathbf{d}_4, \mathbf{I})$ , onde nos índices 1, 2, 3 e 4, correspondem aos dados dos perfis de porosidade neutrônica ( $\phi$ ), densidade ( $rho$ ), resistividade ( $ILD$ ) e razão  $VP/VS$ , respectivamente. Os valores modais de cada distribuição *a posteriori*, estão plotados nos gráficos (b) das respectivas figuras e referem-se as linhas verdes. Em azul, estão os valores de porosidade original e que servem como referência e controle de qualidade do resultado.

Optou-se pela estimativa dos valores de porosidade a partir da razão entre  $VP/VS$ , devido a presença implícita da densidade nos perfis de velocidade. Como a razão  $VP/VS$  não depende da velocidade, estamos garantindo desta forma a total independência entre os dados invertidos que estão são combinados para obtenção do resultado final.

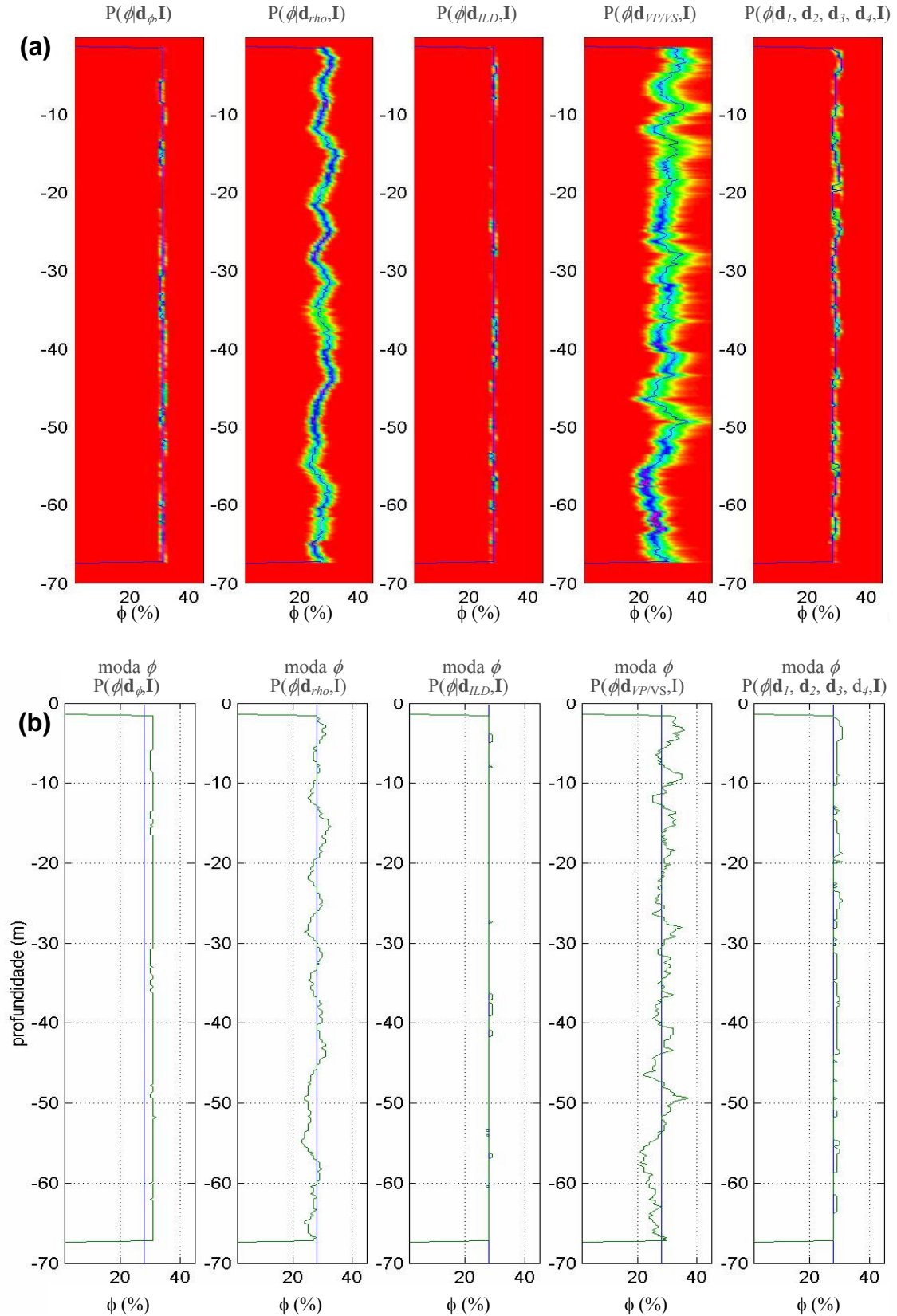


Figura 4.6 – Distribuição *a posteriori* para porosidade (a) e valor modal (b), obtidos como resultado da inversão do conjunto de perfis simulados com 5% de ruído aleatório gaussianos. O valor verdadeiro de porosidade está representado pela linha azul enquanto a linha verde mostra o comportamento da porosidade modal obtida para a distribuição *a posteriori* na inversão.

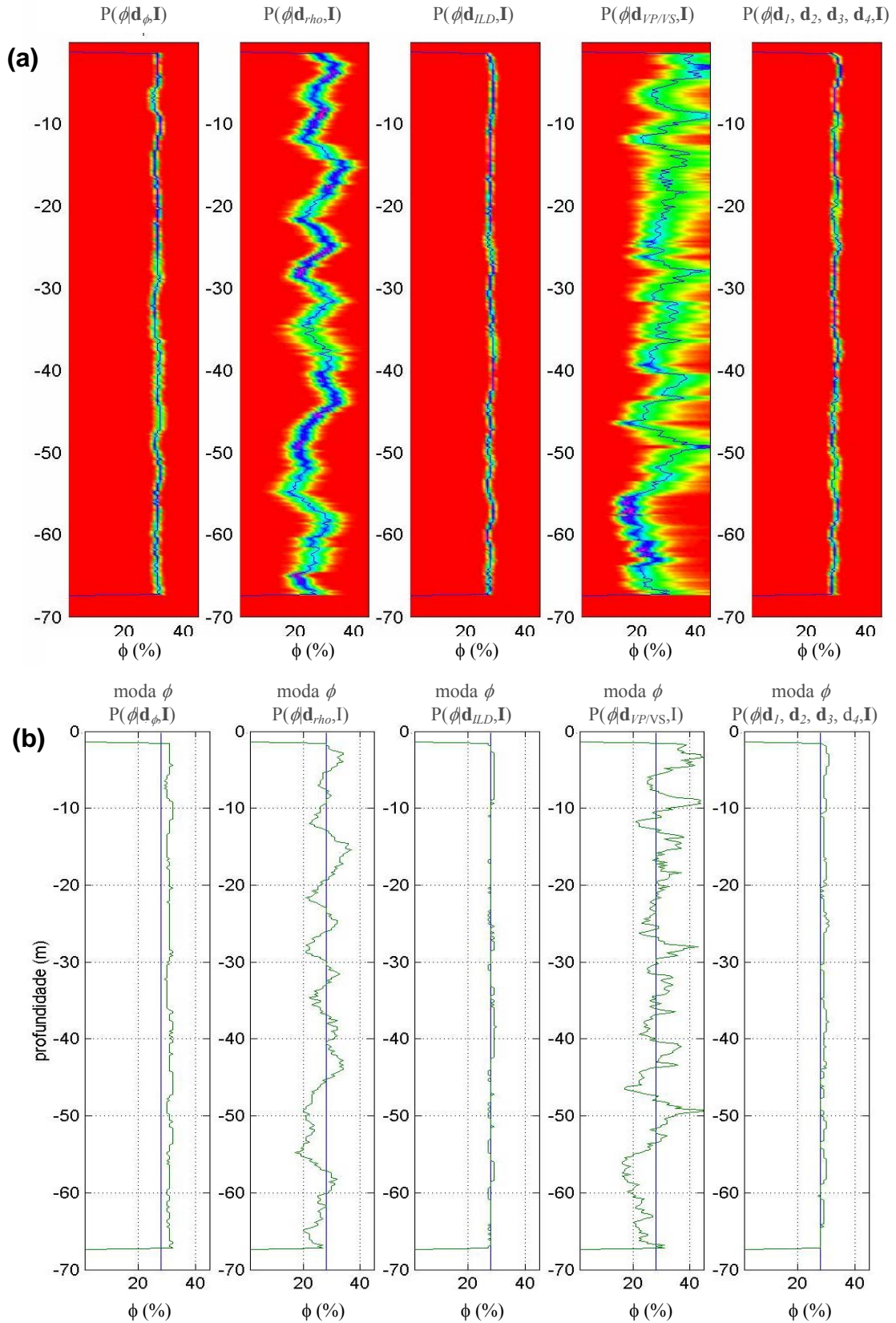


Figura 4.7 – Distribuição *a posteriori* para porosidade (a) e valor modal (b), obtidos como resultado da inversão do conjunto de perfis simulados com 10% de ruído aleatório gaussianos. O valor verdadeiro de porosidade está representado pela linha azul enquanto a linha verde mostra o comportamento da porosidade modal obtida para a distribuição *a posteriori* na inversão.

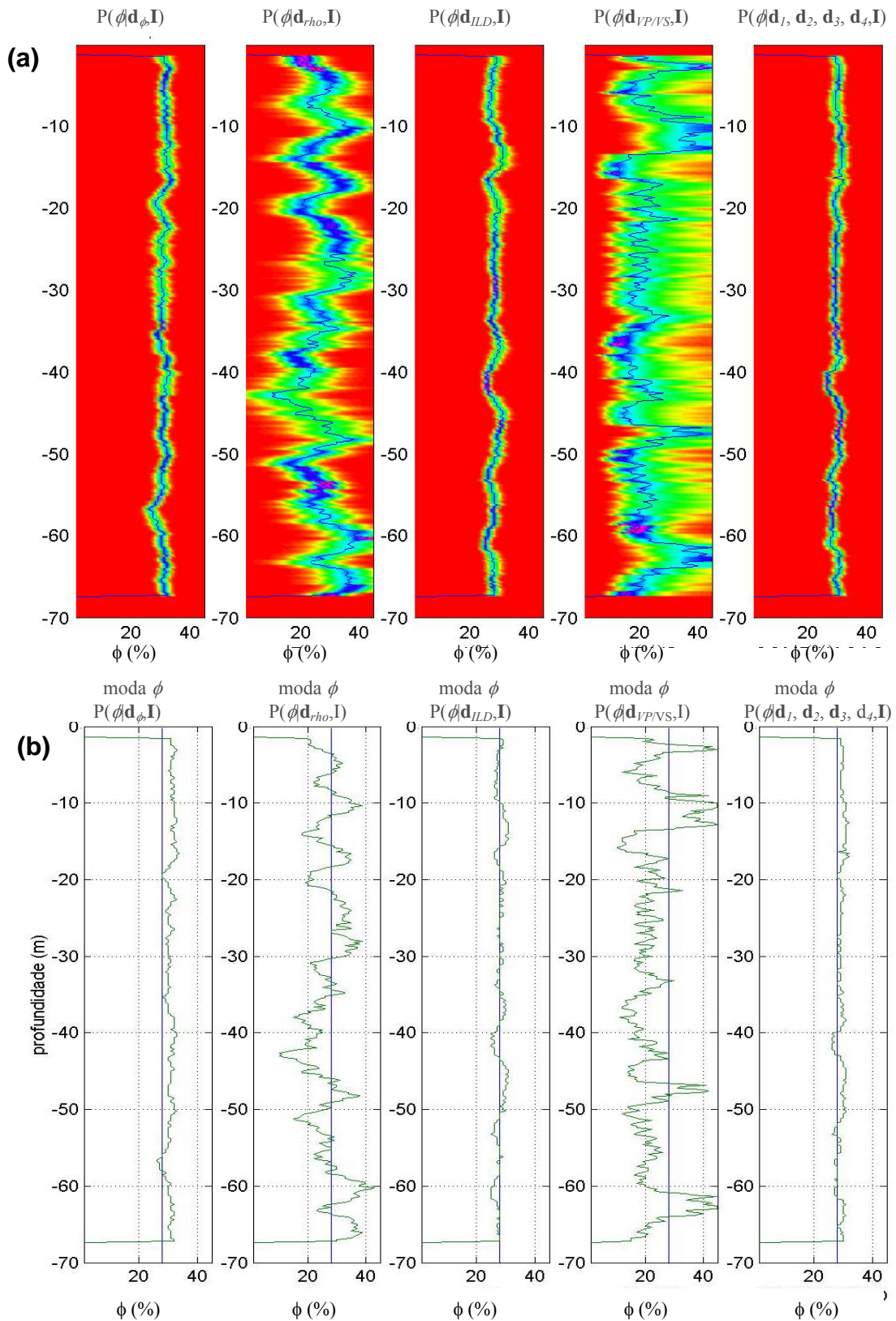


Figura 4.8 – Distribuição *a posteriori* para porosidade (a) e valor modal (b), obtidos como resultado da inversão do conjunto de perfis simulados com 15% de ruído aleatório gaussianos. O valor verdadeiro de porosidade está representado pela linha azul enquanto a linha verde mostra o comportamento da porosidade modal obtida para a distribuição *a posteriori* na inversão.

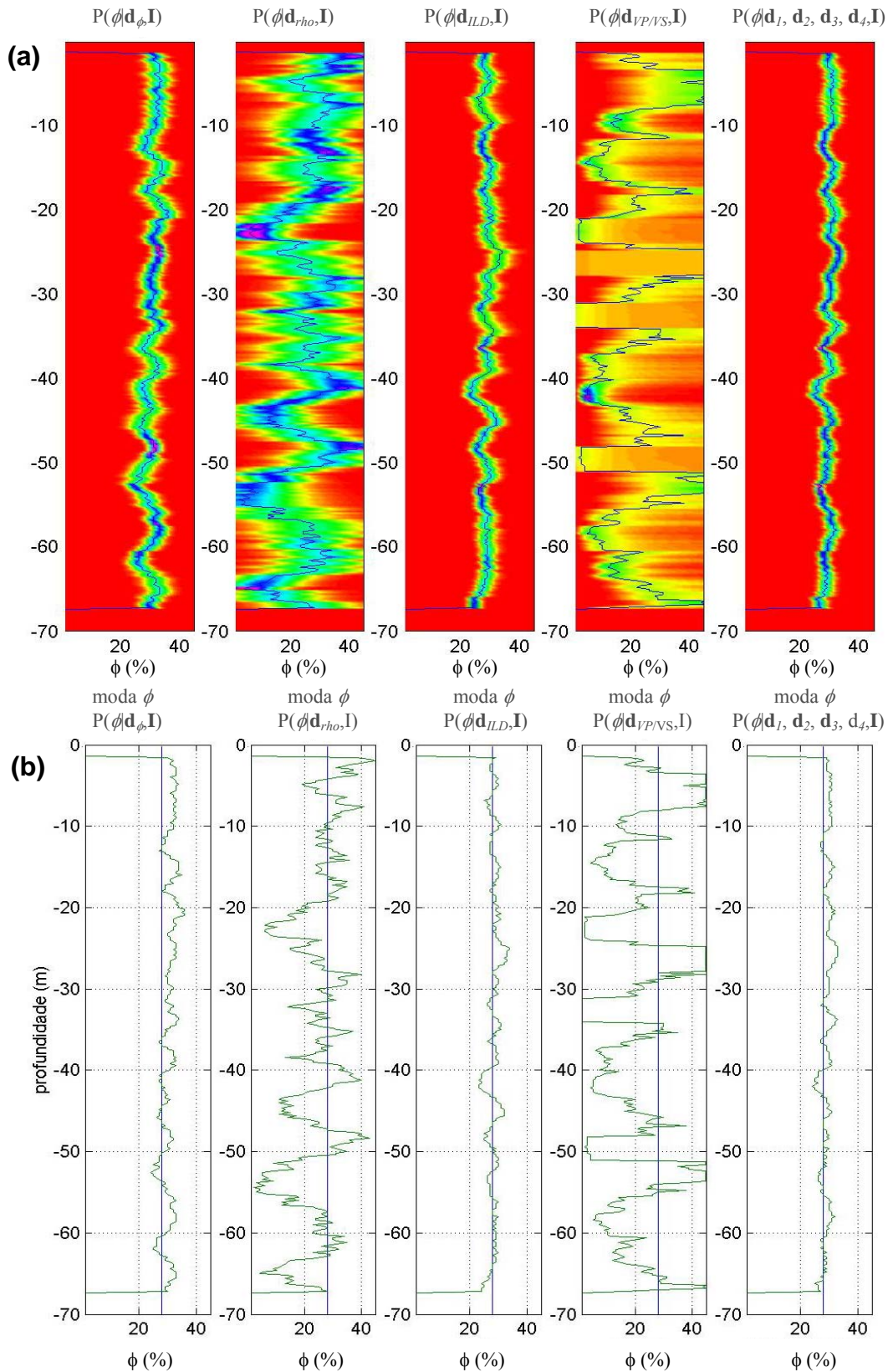


Figura 4.9 – Distribuição *a posteriori* para porosidade (a) e valor modal (b), obtidos como resultado da inversão do conjunto de perfis simulados com 20% de ruído aleatório gaussianos. O valor verdadeiro de porosidade está representado pela linha azul enquanto a linha verde mostra o comportamento da porosidade modal obtida para a distribuição *a posteriori* na inversão.



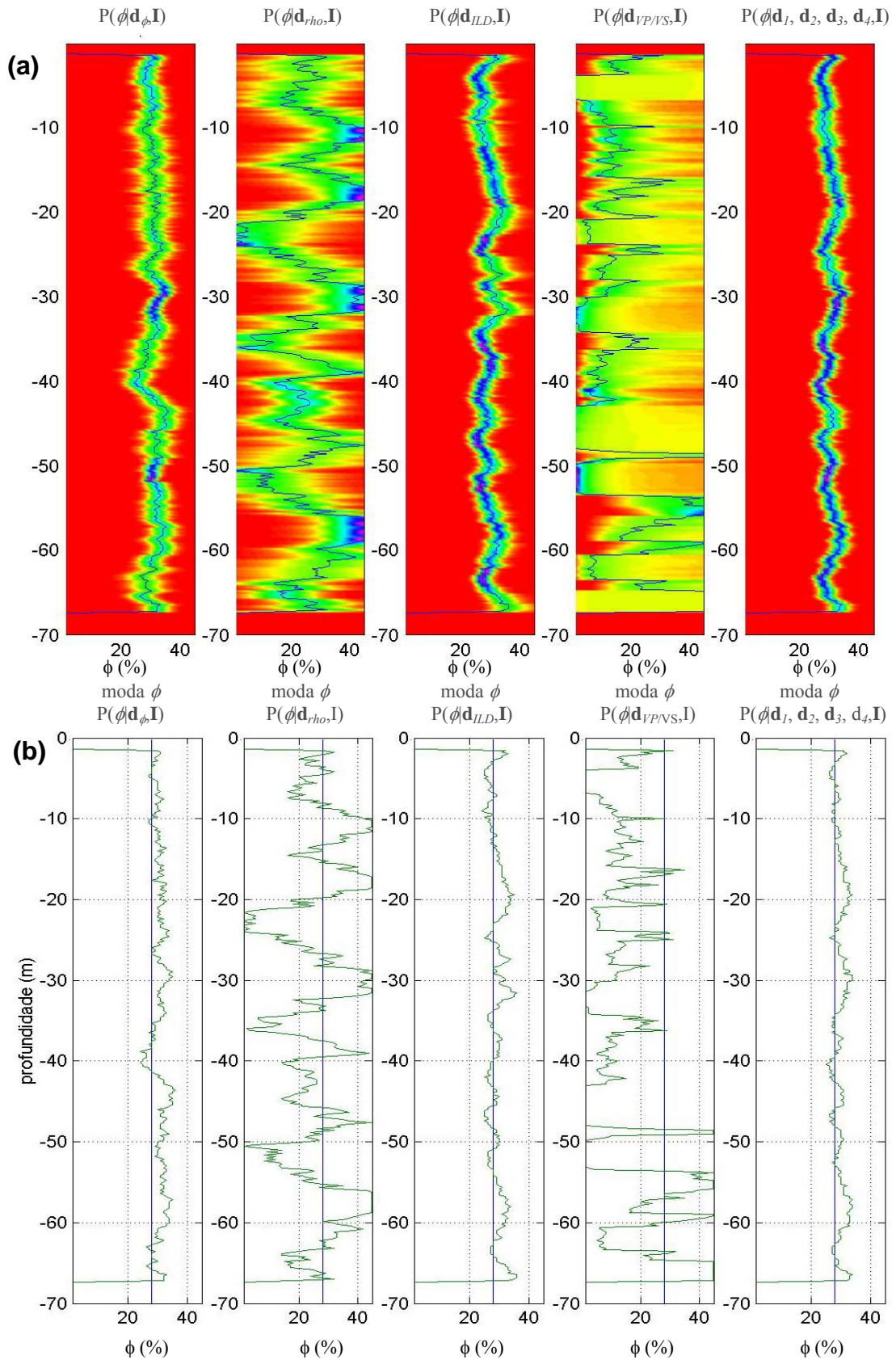


Figura 4.10 – Distribuição *a posteriori* para porosidade (a) e valor modal (b), obtidos como resultado da inversão do conjunto de perfis simulados com 30% de ruído aleatório gaussianos. O valor verdadeiro de porosidade está representado pela linha azul enquanto a linha verde mostra o comportamento da porosidade modal obtida para a distribuição *a posteriori* na inversão.

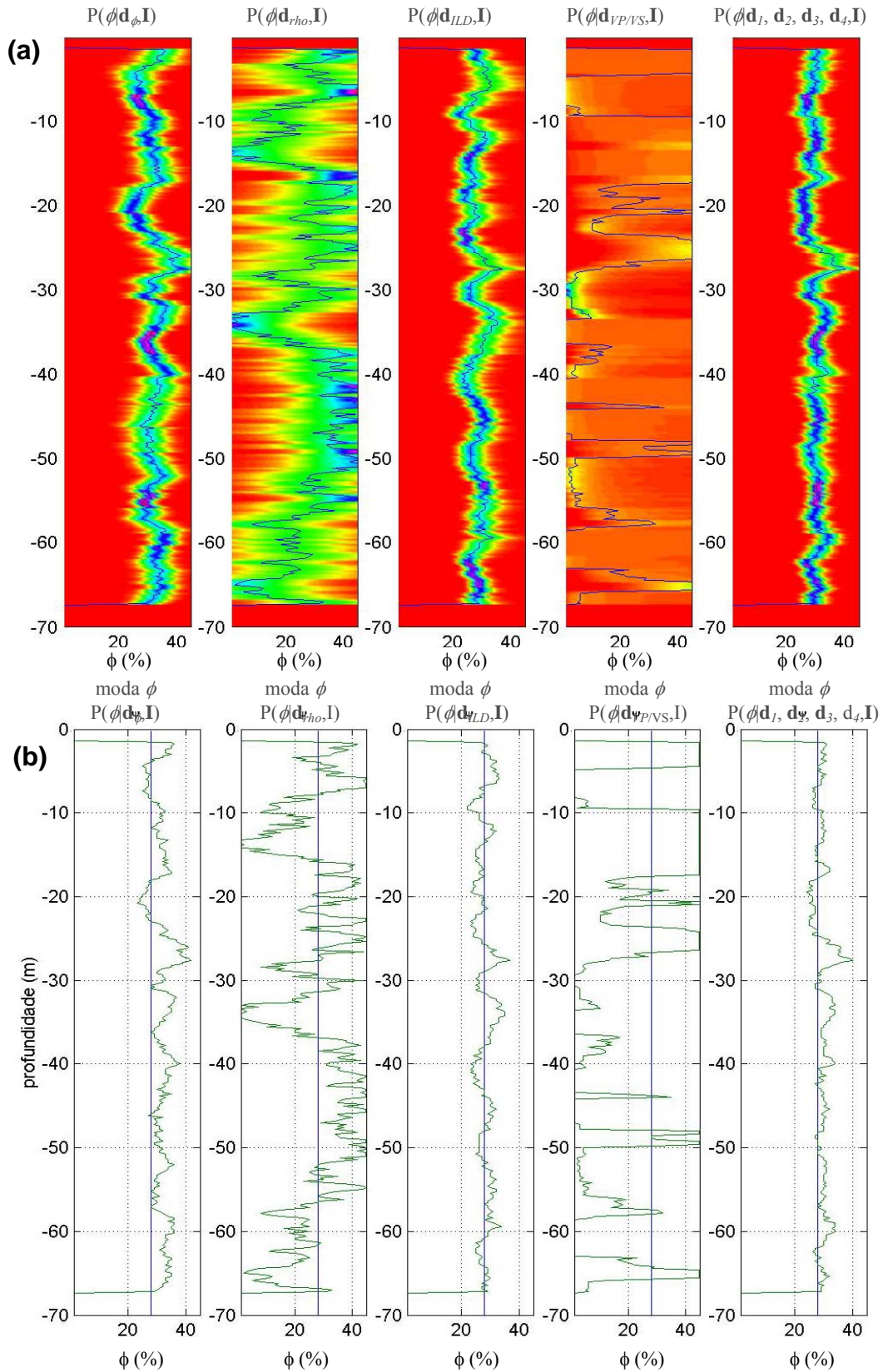


Figura 4.11 – Distribuição *a posteriori* para porosidade (a) e valor modal (b), obtidos como resultado da inversão do conjunto de perfis simulados com 40% de ruído aleatório gaussianos. O valor verdadeiro de porosidade está representado pela linha azul enquanto a linha verde mostra o comportamento da porosidade modal obtida para a distribuição *a posteriori* na inversão.

Podemos concluir pelos resultados, que o aumento no nível de ruído aleatório nos perfis, influencia diferentemente o resultado da inversão de cada perfil. Temos que os perfis de velocidades são os mais sensíveis à presença de ruído, sendo o nível máximo de ruído tolerável em torno de 15%. Acima disso o resultado torna-se completamente instável (Figuras 4.9, 4.10 e 4.11). A estimativa a partir do perfil de densidade apresenta comportamento similar aos de velocidade. Por outro lado, as porosidades inferidas a partir dos perfis de porosidade neutrônica e de resistividade conseguiram uma convergência dos resultados para valores de porosidade satisfatórios em níveis maiores de ruídos, revelando ser os de maior conteúdo de informação a respeito da porosidade.

Neste experimento fica evidenciado uma das principais propriedades dessa técnica de Inferência Bayesiana, que é a possibilidade de se combinar diferentes fontes de informações. Isto é, mesmo que cada perfil apresente um resultado diferente, condicionado pelo nível de ruído, a combinação das diferentes funções faz com que se possa obter uma distribuição *a posteriori* final mais estável que o obtido por cada inversão de perfil individualmente. Ou seja, a combinação de diferentes dados independentes, possibilita estabilizar a inversão em torno de um valor modal mais coerente.

Este experimento ainda contempla o caso em que uma das ferramentas corridas no poço apresentasse um erro sistemático ocasionado por uma má calibração, que em nosso exemplo está no perfil de porosidade neutrônica. Como conclusão temos que, apesar deste ter influenciado no resultado da inferência de porosidade individual do perfil, a combinação final dos diferentes perfis por essa técnica conseguiu minimizar a sua presença. A supressão do erro sistemático no resultado final atesta a robustez da técnica desenvolvida, devido a combinação diferentes de diferentes fontes de informações (perfis independentes).

Para avaliação da influência da presença do erro sistemático no perfil de porosidade neutrônica sobre o resultado final, foi realizado um outro experimento. Nesse novo experimento, foi removido o erro sistemático do perfil de porosidade neutrônica e mantido um nível de ruído aleatório igual a 10% (Figura 4.12) em todos os perfis.

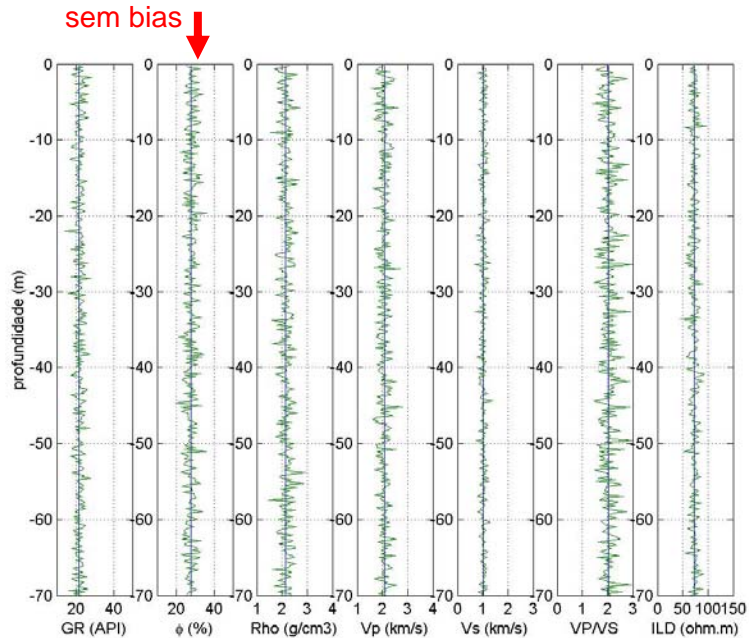


Figura 4.12 – Conjunto de perfis sintéticos simulados com 10% de ruído aleatório gaussiano, sem a componente de erro sistemático no perfil de porosidade neutônica.

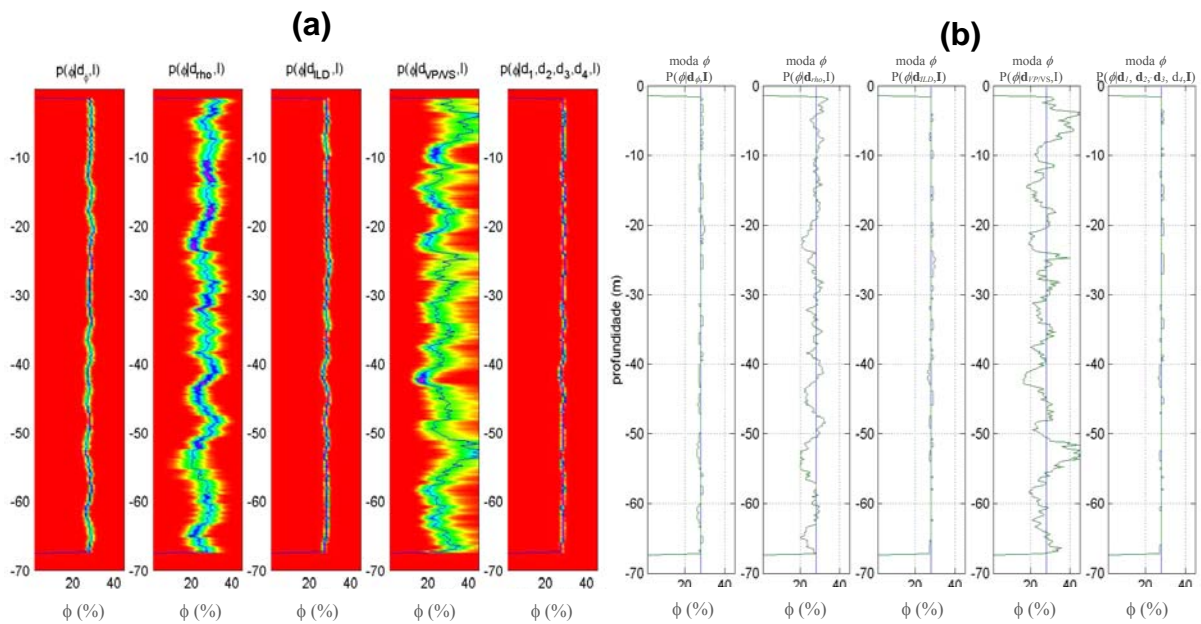


Figura 4.13 – Distribuição *a posteriori* (a) e valor modal (b), obtidos como resultado da inversão do conjunto de perfis simulados com 10% de ruído aleatório gaussiano, com o porosidade neutônica sem erro sistemático, mostrando o excelente resultado para a porosidade estimada.

Neste experimento, somente os perfis invertidos a partir do perfil de porosidade e da combinação dos perfis é que irão sofrer alterações no resultado (Figuras 4.13a e 4.13b). Obviamente, o resultado obtido com a inversão do perfil de porosidade foi o que apresentou um resultado diferente do obtido, quando comparamos os resultados das Figuras 4.7b e 4.13b, já que o erro sistemático pode ser mais bem

visualizado no perfil moda  $\phi$  de  $P(\phi|\mathbf{d}_\phi, \mathbf{I})$ . Já o resultado obtido como através da combinação das funções *a posteriori*, e tido como resultado final do teste apresentou resultado melhor, tendo uma convergência para o valor de porosidade verdadeiro. Mesmo assim, a distribuição *a posteriori* final (moda  $\phi$  de  $P(\phi|\mathbf{d}_1, \mathbf{d}_2, \mathbf{d}_3, \mathbf{d}_4, \mathbf{I})$ , obtido quando da inversão com o perfil de porosidade neutrônica com o erro sistemático e 10% de ruído (Figura 4.7) não é muito diferente da apresentado na Figura 4.13. Desta forma, a combinação de dados independentes, possibilita minimizar as diferenças e ressaltar as semelhanças, conferindo uma certa robustez no uso dessa técnica de inferência.

#### **4.1.2 Inferência de porosidade a partir de conjunto de dados com diferentes níveis de ruído e valor de saturação errado**

Neste experimento, procuramos avaliar a influência que o erro no valor da saturação tem sobre a estimativa final da propriedade de porosidade pelo método desenvolvido. Utilizaremos para isso o modelo apresentado na Figura 4.12 e que consiste em dados com nível de ruído de 10%, com o perfil de porosidade neutrônica não apresentando erro sistemático. Assim, para estimar os valores de porosidade do reservatório em vez de assumirmos a informação verdadeira para o valor de saturação de água irreduzível ( $S_w = 15\%$ ), utilizaremos o valor errado para a saturação de 100%. Ou seja, em vez de assumirmos um reservatório saturado com óleo, consideraremos a premissa errada de que ele se encontra saturado de água. A Figura 4.14a, mostra as funções *a posteriori*  $P(\phi|\mathbf{d}_\phi, \mathbf{d}_{rho}, \mathbf{d}_{LD}, \mathbf{d}_{VP/VS}, \mathbf{I})$  e na Figura 4.1b os valores modais de cada distribuição *a posteriori* em linhas verdes. A curva em azul representa os valores de porosidade original.

Conforme esperado, o resultado obtido com inversão do perfil de resistividade foi o que se apresentou mais afetado, já que este perfil é o mais sensível a variação de saturação. Além de apresentar um forte acoplamento entre as propriedades de porosidade e saturação o que faz com que esse apresente uma sensibilidade tanto a uma como a outra propriedade. Por outro lado, os perfis de densidade e velocidade das ondas cisalhantes (VS) foram notadamente os que menos apresentaram influência do fluido. Desta forma, o erro no valor de saturação somado à presença do ruído aleatório, fez com que os valores de porosidades estimados, a partir de cada perfil, fossem distintos.

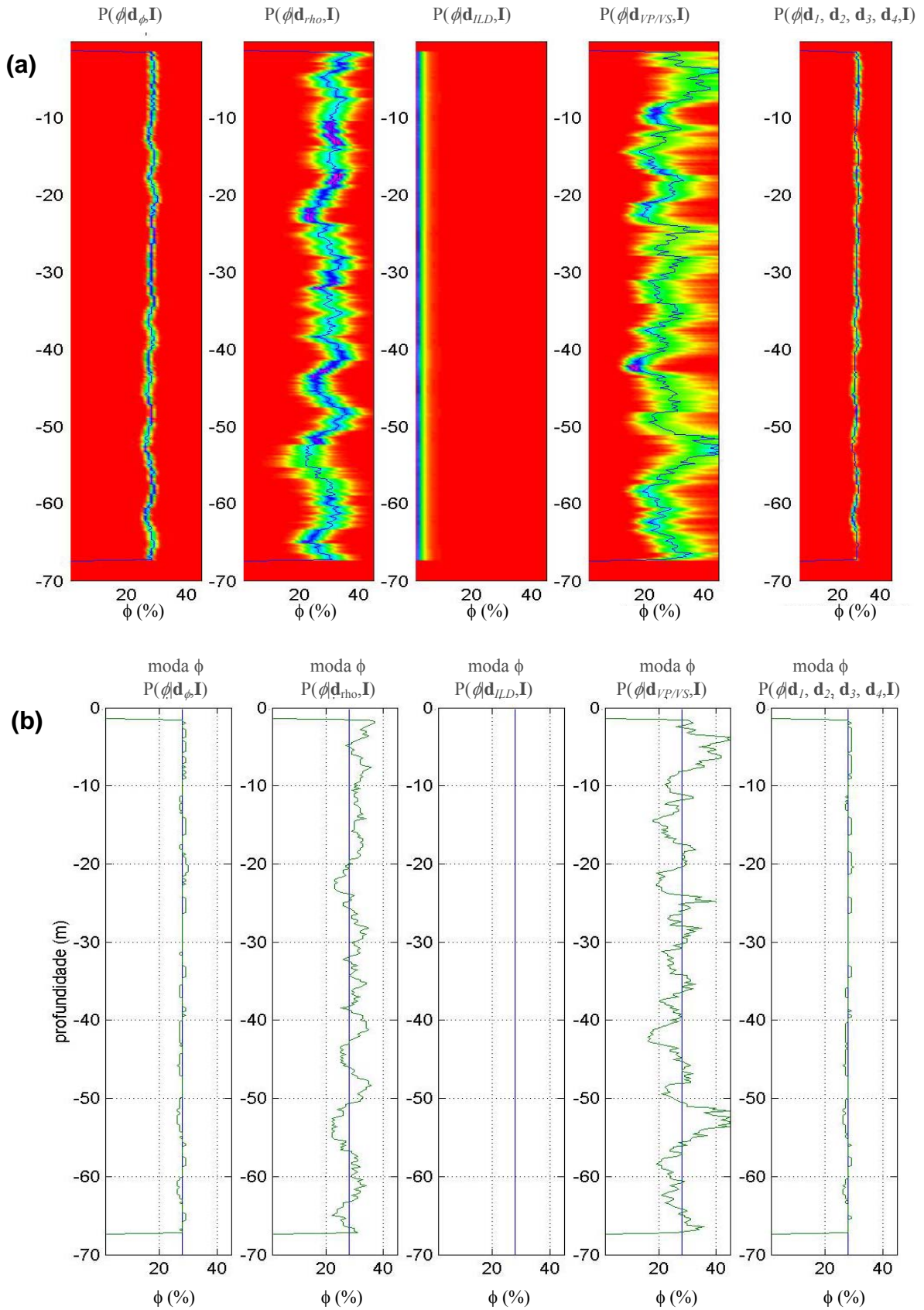


Figura 4.14 – Distribuição *a posteriori* e valor modal, obtidos como resultado da inversão do conjunto de perfis simulados com 10% de ruído aleatório gaussiano e considerando a informação de saturação *a priori* errada e igual a 100%, diferentemente do valor de saturação real que é igual a 15%.

Como a robustez da metodologia está diretamente associada a possibilidade de combinar dados independentes, apesar do valor errado de saturação usado na estimativa, a porosidade estimada final, apresentou um resultado consistente e com um mínimo de erro quando comparado com o valor real de porosidade. A combinação de dados independentes para a obtenção da distribuição *a posteriori* final, faz com que o grau de certeza existente em cada estimativa de porosidade de cada perfil obtida de cada dado, seja ressaltado, convergindo a solução para um resultado confiável.

#### **4.1.3 Inferência da saturação a partir de conjunto de dados com diferentes níveis de ruído**

Nesta seção avaliamos a inferência da saturação, assumindo-se conhecido o valor de porosidade do meio, a partir de dados contendo diferentes níveis de ruídos. Diferentemente da porosidade, a saturação é um parâmetro que contribui menos intensamente nos valores dos parâmetros do meio poroso e, conseqüentemente, nos dados dos perfis. Excetuando-se o perfil de resistividade, que tem uma relação direta com a saturação do meio, os outros perfis apresentam diferentes níveis de sensibilidade à variação da saturação. Portanto, a depender do nível de ruído presente num dado, a estimativa de saturação pode vir a ser totalmente comprometida. Logo, uma avaliação prévia sobre o nível de ruído e sua influencia sobre os valores finais dos dados deve preceder o cálculo de inferência da saturação.

Utilizando os valores de saturação de 1%, 15% e 100% e considerando constantes todos os parâmetros do meio, descrito no início da Seção 4.1, foram computados os valores dos perfis (velocidades P e S, densidade e resistividade) para cada condição de saturação e os resultados mostrados na Tabela 4.1, com a variação indicando o nível de sensibilidade correspondente.

O próximo passo consiste em assumir os valores das propriedades do modelo fixos e adicionar diferentes níveis de ruídos aos dados de perfis, conforme descrito na Seção 4.1.1. Foram selecionados, de cada perfil, os valores máximos e mínimos e plotados na Tabela 4.2. Estas perturbações nos dados estão relacionadas apenas à presença de ruído aleatório nos dados.

Perfil sintético	Valor mínimo (Sw = 1%)	Sw = 15%	Valor Máximo (Sw = 100%)	Delta (Max - Min)
VP (km/s)	2,103	2,13211	2,493	0,390
VS (km/s)	1,015	1,0256	1,027	0,012
ILD (ohm/m)	2.453,0	65,008	2,09349	2.451,000
RhoB (g/cm <sup>3</sup> )	2,1413	2,1488	2,1938	0,051

Tabela 4.1 – Valores dos perfis sintéticos calculados em três condições diferentes de saturação Sw = 1%, Sw = 15% e Sw = 100%. Na coluna última coluna, está a diferença de valores dos perfis nos extremos da saturação.

Entre os limites de máximo e mínimo selecionados, para cada condição de ruído, foram listados apenas os valores referentes aos dos dados contendo 5% de ruído. Também foram realizados outros testes utilizando níveis de ruídos maiores, porém, os resultados foram sensivelmente comprometidos, pois os limites aceitáveis e impostos aos dados (condicionados quando da variação de saturação nos extremos, conforme mostrado na Tabela 4.1), foram facilmente ultrapassados.

Apesar do perfil de resistividade apresentar um comportamento mais estável, mesmo na presença de níveis mais alto de ruídos, optou-se por restringir o nível de ruído adicionado aos dados que tiveram as menores variações nos valores quando saturado com óleo ou água (VS e densidade) e, portanto, os mais sensíveis a presença de ruído.

Pode-se observar pelos resultados apresentados pela Tabela 4.2, que a presença de 5% de ruído no perfil de densidade, fez com que o valor original da densidade da rocha saturada (2,1488 g/cm<sup>3</sup>) passasse a oscilar entre os limites 1,8433 g/cm<sup>3</sup> à 2.4656 g/cm<sup>3</sup>. Essa perturbação nos valores de densidade devido a presença de apenas 5% de ruído, em torno do valor real de 2,1488 g/cm<sup>3</sup>, é muito maior do que os limites impostos pelas condições de saturação de água do reservatório que é de Sw=1% (2,1413 g/cm<sup>3</sup>) e Sw=100% ( 2,1938 g/cm<sup>3</sup>). Limites de saturação a serem estimados quando buscamos o valor de saturação real no espaço de amostras. Assim, como observado com o perfil de densidade, a presença de apenas 5% de ruído nos dados de velocidade das ondas cisalhante (VS),



também fossem dos limites impostos pelas condições extremas de saturação.

É óbvio que estes perfis (densidade e ondas VS) não são utilizados na estimativa de dos valores de saturação de um reservatório, mas servem para mostrar a importância de se analisar o nível de ruído presente nos dados quando da estimativa dos valores de saturação.

Perfil sintético ruidoso	Valor mínimo (5% de ruído)	Valor Máximo (5% de ruído)	Delta com ruído (Max - Min)
VP (km/s)	1,8404	2,4433	0,6029
VS (km/s)	0,8680	1,1678	0,2998
ILD (ohm/m)	56,41	73,88	17,470
RhoB (g/cm <sup>3</sup> )	1,8433	2,4656	0,6223

Tabela 4.2 – Valores máximos e mínimos, dos perfis sintéticos com 5% de ruído gaussiano aleatório acrescido aos dados, calculados na condição de saturação  $S_w = 15\%$  e porosidade de 28%.

Dos quatro perfis modelados, os de resistividade e de velocidade das ondas P (VP), são os utilizados para cálculo da saturação, especialmente os dados do perfil de VP, que irá balizar todo o estudo e estimativa da saturação a partir dos dados sísmicos. Em relação aos valores obtidos para as ondas compressoriais (VP), vemos que a inclusão de apenas 5% de ruídos ao dado de VP, incluiu uma perturbação nos valores de velocidade VP, tal forma que, os dados tivessem como limites extremos os valores de 1,8404 km/h (mínimo) e 2,4433 km/h (máximo). Valores estes bem próximos aos limites impostos pelas condições extremas de saturação para o modelo de reservatório que são de  $S_w=1\%$  (2,103 km/h) e  $S_w=100\%$  (2,493 km/h). Este experimento atesta a importância de não só se realizar estudos de viabilidade de substituição de fluidos, para a aplicação da sísmica 4D, mas também de quantificar o nível de ruídos e a sua influência nos resultados.

Esta análise sobre a influencia do ruído nos dados de velocidade VP é fundamental já que, a depender das características do reservatório, da relação deste com a rocha encaixante e das condições ambientais (grau de soterramento, pressão

e temperatura), um pequeno nível de ruído adicionado ao dado poderá comprometer toda a aplicação da técnica de monitoramento sísmico.

Quanto ao experimento referente à estimativa de saturação, a partir de dados contendo diferentes níveis de ruído, proposto nesta seção, foi assumindo o valor verdadeira para a porosidade e considerados três conjuntos de dados. O primeiro sem ruído, o segundo com 1% de ruído e o último com dados contendo 5% de ruídos. Como foi demonstrado com as Tabelas 4.1, a adição de 5% de ruído seria o limite máximo aceitável para o conjunto de dados de perfis gerados a partir do modelo.

A seqüência de figuras 4.15 - 4.17 mostra o resultado obtido quando da inferência da saturação a partir de dados contendo os diferentes níveis de ruídos. No primeiro conjunto de gráficos (a) estão plotados valores das saturações obtidas através das modas das distribuições *a posteriori* (b) (curva verde). A curva em azul representa os valores de saturação verdadeiros. Nos gráficos coloridos, estão *plotados* as distribuições *a posteriori* (b) para a saturação ( $(P(S_w|\mathbf{d}_{rho}, \mathbf{I}), (P(S_w|\mathbf{d}_{ILD}, \mathbf{I}), (P(S_w|\mathbf{d}_{VS}, \mathbf{I}), (P(S_w|\mathbf{d}_{VP}, \mathbf{I}), (P(S_w|\mathbf{d}_{VP/VS}, \mathbf{I})$ ), obtidas de cada perfil individual. O resultado final obtido consiste da combinação dos dados de perfis e é representado pela função *a posteriori*  $P(S_w|\mathbf{d}_1, \mathbf{d}_2, \mathbf{d}_3, \mathbf{I})$ , onde  $\mathbf{d}_1$ ,  $\mathbf{d}_2$  e  $\mathbf{d}_3$ , referem-se respectivamente a  $\mathbf{d}_{rho}$ ,  $\mathbf{d}_{ILD}$  e  $\mathbf{d}_{VP/VS}$ .

A inferência da saturação na ausência de ruídos (Figura 4.15) mostrou que existe uma convergência dos valores estimados para os valores verdadeiros de saturação. A obtenção dos valores exatos de saturação serve como um teste de controle de qualidade da metodologia de inferência da saturação a partir dos dados.

A presença de 1% de ruído nos dados, Figura 4.16, é suficiente para começar a degradar o processo de estimativa da saturação. As estimativas a partir dos perfis de densidade e velocidade das ondas cisalhantes são os mais afetados, enquanto que os de velocidade das ondas compressoriais permanecem num nível de estabilidade aceitável. O perfil referente a combinação entre as distribuições *a posteriori* (rho, ILD e razão VP/VS) tem sua convergência devido ao perfil de resistividade.

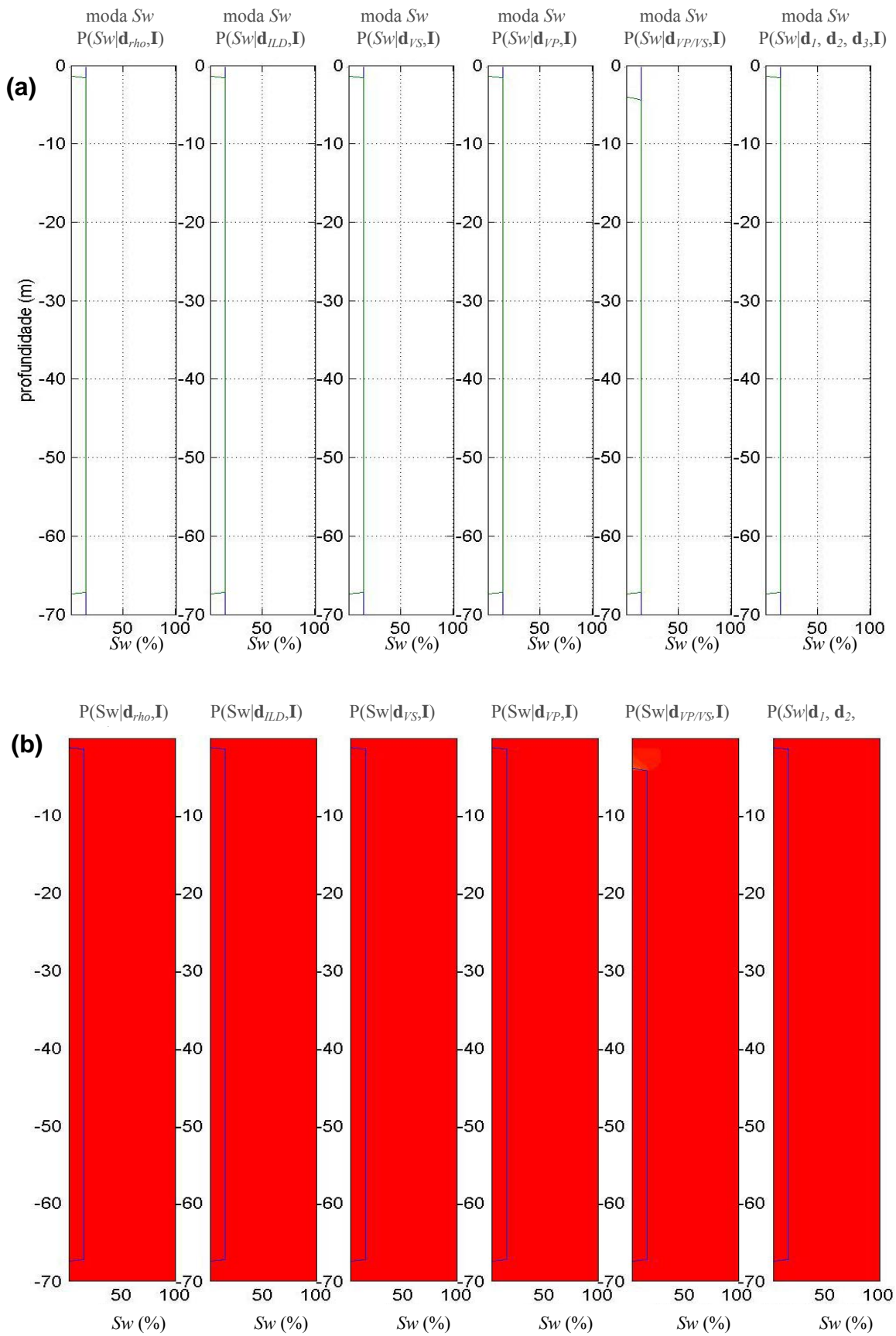


Figura 4.15 – Distribuição *a posteriori* e valor modal, obtidos como resultado da inversão do conjunto de perfis simulados sem ruídos. O valor verdadeiro de saturação está representado pela linha azul enquanto a linha verde mostra o comportamento da saturação modal obtida para a distribuição *a posteriori* na inversão.

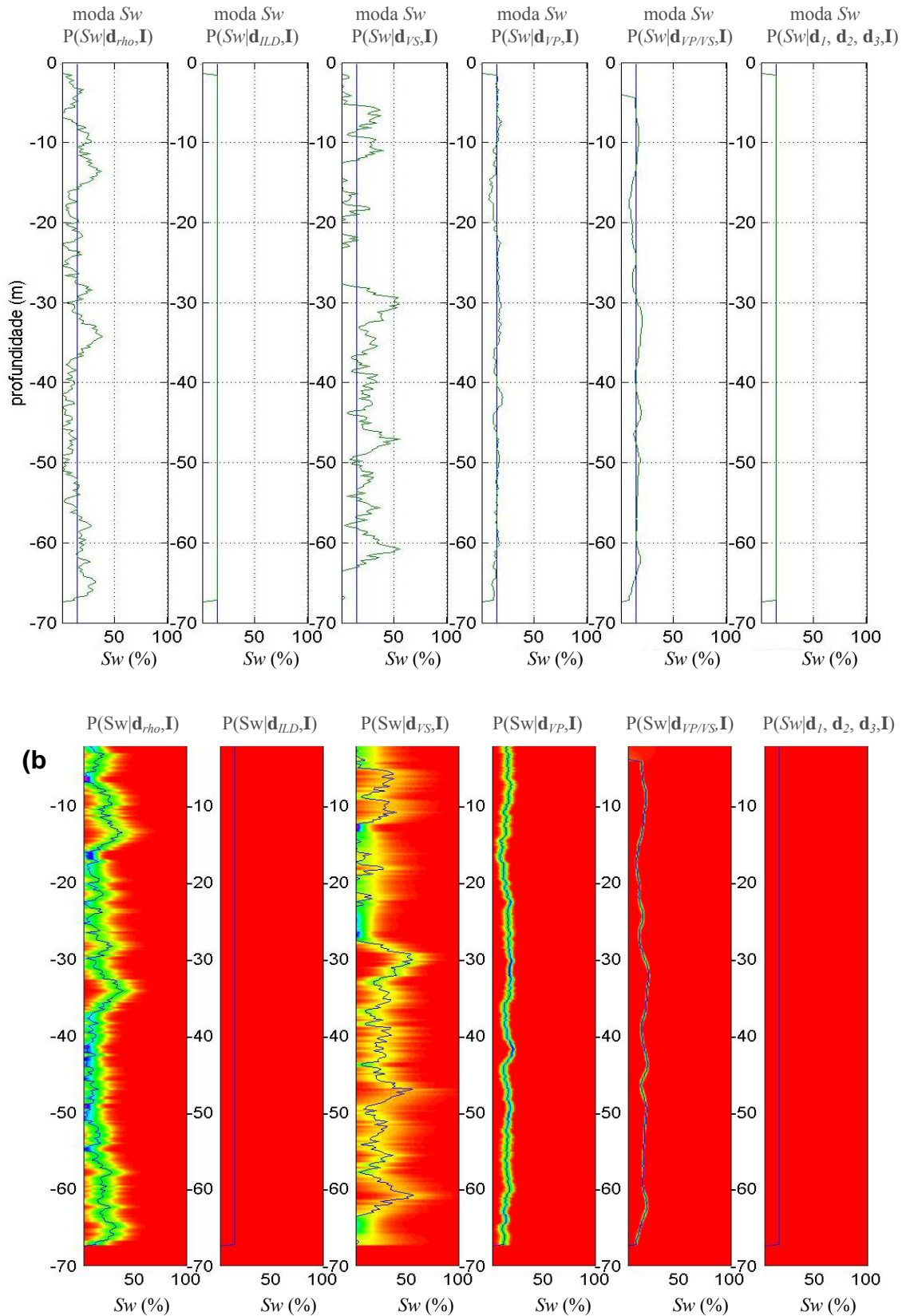


Figura 4.16 – Distribuição *a posteriori* e valor modal, obtidos como resultado da inversão do conjunto de perfis simulados com 1% de ruído gaussiano adicionado. O valor verdadeiro de saturação está representado pela linha azul enquanto a linha verde mostra o comportamento da saturação modal obtida para a distribuição *a posteriori* na inversão.

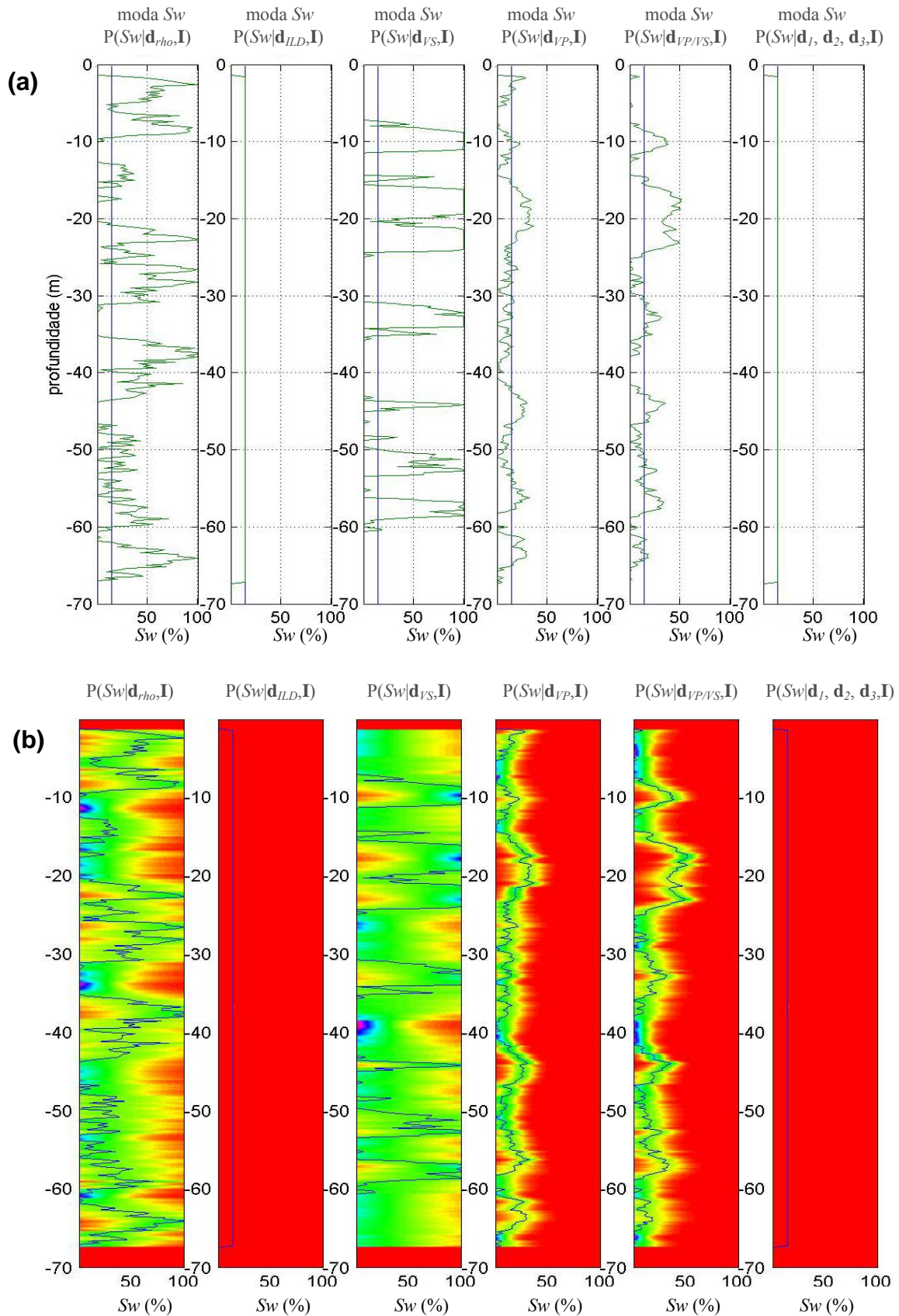


Figura 4.17 – Distribuição *a posteriori* e valor modal, obtidos como resultado da inversão do conjunto de perfis simulados com 5% de ruído gaussiano adicionado. O valor verdadeiro de saturação está representado pela linha azul enquanto a linha verde mostra o comportamento da saturação modal obtida para a distribuição *a posteriori* na inversão.

O incremento do ruído para níveis em torno de 5% (Figura 4.17), torna inviável a utilização dos perfis de densidade e velocidade das ondas cisalhantes. Apesar de dados sintéticos, o resultado obtido é consistente, já que estes perfis não são adequados a estimativa dos valores de saturação. Excetuando-se o perfil de resistividade, a estimativa de saturação obtida pelos perfis de velocidade VP e razão VP/VS, permitem a estimativa da saturação em dados com níveis de ruídos aceitáveis.

A metodologia implementada impõe ao algoritmo limites no espaço de amostra pesquisado ( $0 \leq S_w \leq 1$  e  $0 \leq \phi \leq \phi_{crit}$ ), de tal forma que, este procure a solução do problema condicionado a um universo de valores reais para as propriedades, como por exemplo, o caso da saturação que considera as condições extremas do reservatório (totalmente saturado de salmoura ou de óleo). Assim, os gráficos das distribuições *a posteriori* e valor modal da propriedade estimada que apresentarem valores anômalos, seja devido a instabilidade, ao uso de um modelo não calibrado ou qualquer outra razão, não apresentarão valores fora dos limites de valores extremos, como já mostrado pelas distribuições  $P(\phi | \mathbf{d}_{VP/VS}, \mathbf{I})$  da Figura 4.11,  $P(\phi | \mathbf{d}_{ILD}, \mathbf{I})$  da Figura 4.14 e  $P(S_w | \mathbf{d}_{rho}, \mathbf{I})$  e  $P(S_w | \mathbf{d}_{Vs}, \mathbf{I})$  da Figura 4.17.

## 4.2 – Modelo sintético com duas camadas de areia e aquífero

Como demonstrado, a obtenção dos valores de porosidade é um processo mais estável do que a estimativa da saturação, mesmo na presença de dados contendo níveis significativos de ruídos. A inferência da saturação é mais susceptível a qualidade dos dados (ruído), pois esta tem uma contribuição muito menor que a porosidade nos valores finais dos parâmetros petrofísicos do meio e, conseqüentemente, nos valores dos dados.

A interdependência (acoplamento) que existe entre a porosidade e a saturação faz com que a incerteza na determinação de uma propague um erro na estimativa da outra propriedade. E uma forma de minimizar essa propagação de incertezas entre as propriedades é a inferência conjunta das porosidades e saturação.

A metodologia de Inferência Bayesiana desenvolvida possibilita a obtenção de uma solução conjunta das propriedades de porosidade e saturação, a partir de

dados referentes a um modelo sintético constituído de duas camadas de areias, descrito na próxima seção.

#### 4.2.1 – Descrição do modelo

O modelo simulado consiste de duas camadas de areias, com a mesma característica mineralógica, porém com porosidade diferentes (20%, em uma areia, para 28%, na outra). Este modelo tenta simular a situação da presença de uma interface que separa uma areia mais grosseira e de uma outra mais bem selecionada, porém com a mesma composição mineralógica. É comum em um processo de interpretação de detalhe de perfis (estratigrafia de seqüência de alta resolução) a priorização do perfil de raios gama para delimitar intervalos o contato entre esses dois corpos de areias. Porém, esta mesma interface estaria destacada nos perfis de densidade e de porosidade neutrônica. A diferença na porosidade afetaria os perfis de velocidade, podendo gerar uma interface que seria registrada pela sísmica.

Foi inserido um aquífero nos últimos dez metros do reservatório, de tal forma, que a saturação mude de 25% para 100%. A Tabela 4.3 mostra o modelo criado, e as características de fluido e da composição mineralógica das camadas. Esse tipo de modelo é fundamental para testar a possibilidade de se individualizar corpos arenosos em contato, a partir de interface com baixo contraste de impedância.

Prof.	Modelo			
- 0 m	$\phi$	= 20%	C	= 10%
	Qtz	= 55 %	K-fldspt	= 35%
	So	= 75%	Swi	= 25%
	P_poro	= 28 Mpa		
- 40 m				
	$\phi$	= 28%	C	= 10%
	Qtz	= 55 %	k-fldspt	= 35%
	P_poro	= 28 Mpa	So	= 75%
	Swi	= 25%		
- 60 m				
Aquífero	So	= 0%		
- 70 m	Swi	= 100%		

Tabela 4.3 – Modelo 1D utilizado para gerar os perfis sintéticos que serão usados para a realizar a inferência conjunta de porosidade e saturação.

A Figura 4.18 mostra os perfis sintéticos obtidos a partir do modelo mostrado na Tabela 4.3 (raio gama, porosidade, densidade, velocidade das ondas P e S, razão VP/VS e resistividade). Em (a), estão os perfis sem ruído e em (b) os perfis contendo 5% de ruído aleatório gaussiano. É possível observar na Figura 4.18 (a), a influência que a variação da porosidade e da saturação tem sobre cada tipo de perfil. O perfil de densidade é o que mais reflete o comportamento da porosidade e o que menos responde a variação na saturação. Mesmo tendo ele apresentado sensibilidade à mudança de fluido, profundidade de 60m (modelo experimental), este perfil, na prática, por ser de pequena penetração (5cm a 10cm em média), consegue investigar na maioria das vezes a região de influência do filtrado. Assim, no caso prático, ele tem uma boa aplicação na estimativa de porosidade, já que as características do tipo de lama utilizado na perfuração e, portanto, do filtrado são conhecidas.

Os perfis de velocidade P e S, conforme explicitado pelas equações de Gasmann (equações 2.80 e 2.81), são fortemente sensibilizados pela variação de porosidade e mais fracamente pela saturação.

Assumindo-se que o modelo apresente boas características permoporosas, podemos considerar que o contato óleo-água, à profundidade de 60m, seja brusco. O que possibilita interpretar o contato como uma interface entre camadas cujas velocidades das ondas compressoriais e cisalhantes sejam diferentes, não devido à mudança nas características do reservatório, mas sim devido apenas a diferenças nas saturações.

Quantitativamente, podemos observar que a mudança na saturação do meio poroso (25% para 100%) significa um incremento de 3,7% no valor da densidade da rocha saturada, passando de 2,13 g/cm<sup>3</sup> para 2,18 g/cm<sup>3</sup>. Como não houve mudanças no módulo de cisalhamento da rocha, a velocidade da onda cisalhante tem uma redução no seu valor devido apenas ao aumento da densidade.



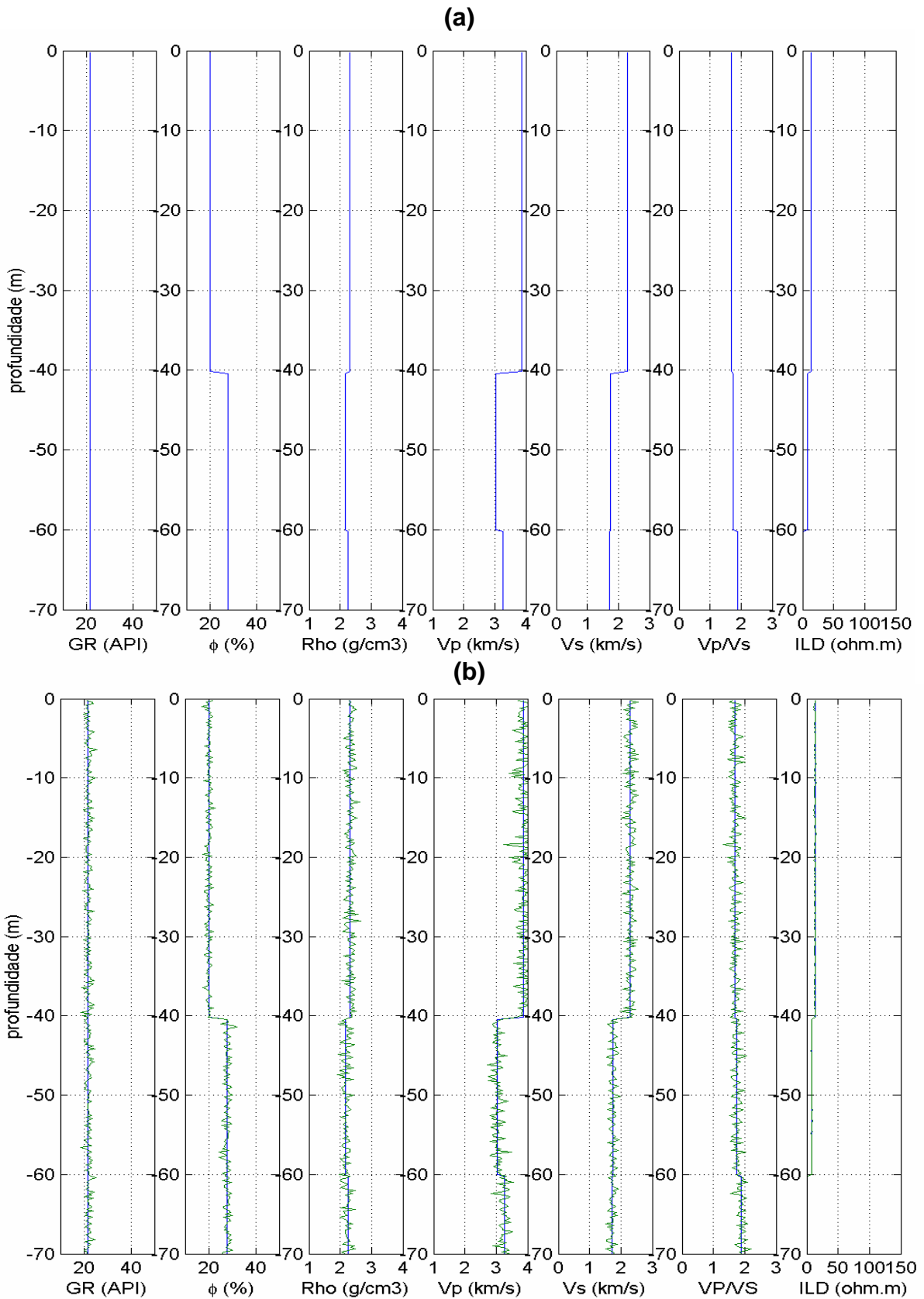


Figura 4.18 – Conjunto de perfis simulados com a resposta a um modelo com duas areias, de mesma característica mineralógica, porém, com porosidade, passando de 20% para 28%. O conjunto de cima está sem ruído (a) e o de baixo contendo de 5% de ruído aleatório e gaussiano (b). Foi simulada a presença de um aquífero nos 10 metros inferiores do reservatório.

Por outro lado, o aumento na densidade do fluido, faz com que o módulo de *bulk* do fluido tivesse um aumento de 54,81%, passando de 1,27 GPa para 2,81 GPa. Mantendo-se constantes as outras propriedades do meio, essa alteração nas características dos fluidos é suficiente para gerar um aumento na incompressibilidade da rocha seca e contrabalançar o efeito do aumento da densidade na rocha. Isso pode, conseqüentemente, gerar um aumento nas velocidades das ondas compressoriais.

Como conseqüência prática, temos que um contato entre duas areias limpas e com a mesma composição mineralógica, mas com porosidades distintas (20% e 28%), poderá vir a ser identificado como descontinuidades nos perfis de densidade e velocidades (VP e VS) e se constituir em um refletor sísmico sem equivalência no perfil de raios gama.

#### **4.2.2 – Análise de sensibilidade dos parâmetros elásticos às variações nos valores de porosidade e saturação**

Para a implementação da metodologia de inferência conjunta das propriedades de porosidade e saturação, uma quantificação prévia do grau de sensibilidade que cada propriedade tem no valor final dos parâmetros elásticos e, conseqüentemente, sobre os atributos sísmicos, conforme descrito na Seção 4.1.3, é realizada.

Em relação ao modelo utilizado nesta seção (Tabela 4.3), a passagem de um arenito com 20% para outro com 28% de porosidade, isto é, uma variação de apenas 8% na porosidade, provoca contrastes nas propriedades elásticas entre os dois arenitos, muito mais intenso do que uma mudança na saturação da rocha que é de 25% para 100%, isto é, uma variação de 75% no valor da saturação.

A Tabela 4.4 mostra o impacto que as variações nos valores de porosidade (8%) e saturação (75%) provocam nos parâmetros elásticos de densidade e velocidades P e S. Isto é uma variação absoluta de 8% na porosidade (passando de 20% para 28%) gera uma redução de 6,58% ( $\Delta\rho = - 0,15 \text{ g/cm}^3$ ) dos valores de densidade, de 11,32% ( $\Delta VP = - 881 \text{ m/s}$ ) e de 24,85% ( $\Delta VS = - 606 \text{ m/s}$ ), nos perfis de velocidades P e S, realçando a forte dependência das ondas cisalhantes a variação dessa propriedade. Além do mais, constata-se ainda um incremento de

5,12% ( $\Delta(V_P/V_S) = + 0,088$ ) na razão entre as velocidades devido essa variação na porosidade.

	Densidade (g/cm <sup>3</sup> )	VP (m/s)	VS (m/s)	VP / VS
$\phi = 20\%$ $S_w = 25\%$	$K_f=1,27GPa$ 2,28	4188	2439	1,716
	$\Delta\rho$ - 0,15	$\Delta VP$ - 881	$\Delta VS$ - 606	$\Delta(VP/VS)$ + 0,088
$\phi = 28\%$ $S_w = 25\%$	$K_f=1,27GPa$ 2,13	3307	1833	1,804
	$\Delta\rho$ + 0,05	$\Delta VP$ + 201	$\Delta VS$ - 20	$\Delta(VP/VS)$ + 0,13
$\phi = 28\%$ $S_w = 100\%$	$K_f=2,81GPa$ 2,18	3508	1813	1,934

Tabela 4.4 – Variação das propriedades elásticas de densidade, VP, VS, quando da variação das propriedades de porosidade e saturação de um arenito.

Por outro lado, um incremento absoluto na saturação da salmoura de 75% (passando de 25% para 100%) implica num aumento de 2,34% ( $\Delta\rho = + 0,05$  g/cm<sup>3</sup>) nos valores de densidade, de 6,07% ( $\Delta VP = + 201$  m/s) nas ondas compressoriais e uma redução de 1,1% ( $\Delta VS = - 20$  m/s) nos perfis de velocidade das ondas cisalhantes, além de um incremento de 7,20% ( $\Delta(VP/VS) = + 0,13$ ) na razão entre as velocidades. O que mostra a dependência das velocidades das ondas compressoriais sobre a variação de saturação quanto da variação da saturação.

Como a porosidade e a saturação participam com pesos distintos na composição final das propriedades do meio, na implementação da metodologia de inferência conjunta das propriedades de porosidade e saturação, um pequeno erro no valor de porosidade deverá ser compensado com grandes erros na saturação. Por outro lado, pequenos erros na saturação deverão ser compensados com pequenos erros na porosidade.

As distribuições *a posteriori* 2D, obtidas como solução do problema de inferência irá refletir essa incerteza na estimativa das propriedades a depender da influência do ruído. O produto entre as diferentes distribuições *a posteriori*, obtidas

como solução de cada dado, deverá minimizar os diferentes graus de incertezas e realçar os valores modais, que deveram convergir para uma solução mais estável.

### 4.2.3 – Inferência conjunta da porosidade e da saturação do modelo de duas camadas

A implementação da teoria de inferência conjunta é semelhante a descrita na Seção 4.1.1 e mostrada na Figura 4.5, quando da inferência da porosidade. A utilização de uma janela móvel, com um número fixo de amostras, para inferência objetiva estabilizar e minimizar a presença de ruídos nos dados, Figura 4.19.

A representação gráfica do resultado obtido pela inferência conjunta das propriedades de porosidade e saturação, é complexa e difícil de ser visualizada. Diferentemente da estimativa de uma única propriedade, onde a distribuição a *posteriori* podia ser representada por cores, a representação gráfica da distribuição de probabilidade 2D não é trivial, conforme está mostrado na Figura 4.19. A dificuldade em se representar graficamente o resultado obtido (distribuição de probabilidade a *posteriori* 2D), fez com que optássemos pela representação gráfica apenas dos valores modais das distribuições a *posteriori* 2D, referente ao conjunto de parâmetros de dados estimados.

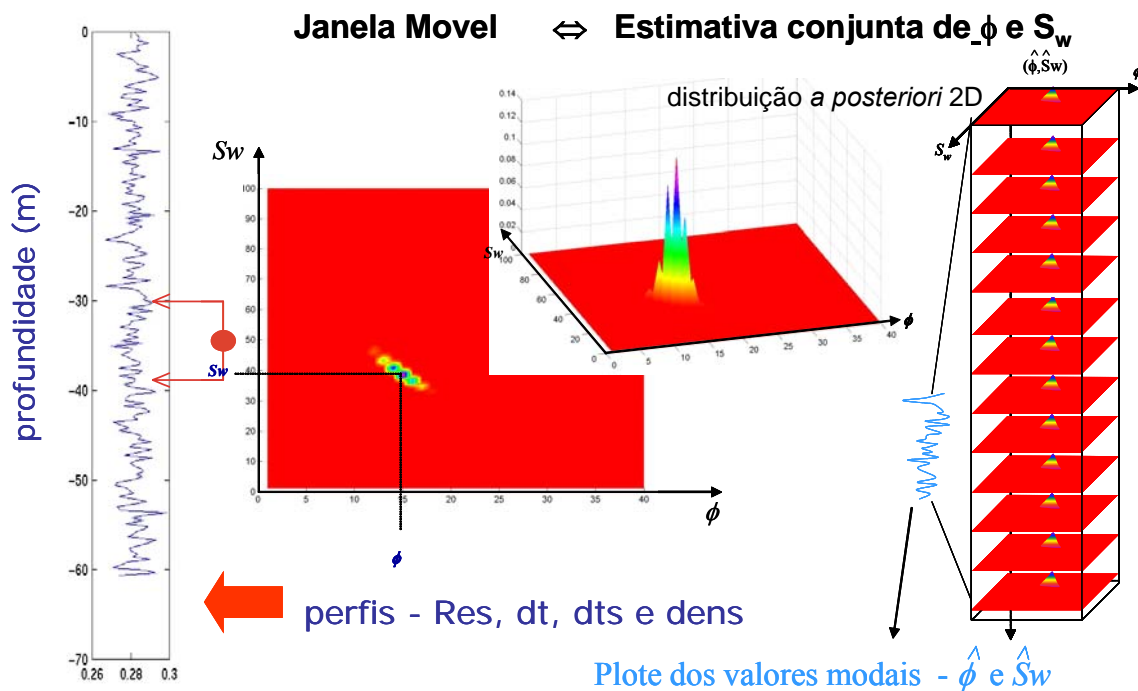


Figura 4.19 – Desenho esquemático mostrando como está sendo implementada a teoria e a representação gráfica do produto final obtido, distribuição a *posteriori* 2D.

Cabe ressaltar que a metodologia tem como produto final a distribuição de probabilidade 2D, que fica preservada e poderá ser utilizada para todos os cálculos de incertezas a cerca das propriedades estimadas e que é uma das principais aplicações da teoria desenvolvida.

Na Figura 4.20, são mostrados os valores modais de porosidade e saturação das distribuições *a posteriori* 2D, de cada perfil e da combinação entre as distribuições, obtidos como resultado da inferência conjunta de porosidade e saturação. Excetuando-se o resultado obtido com o perfil de porosidade neutrônica, todos os outros perfis, mostrados na Figura 4.20, forneceram como resultado um par de valores (moda  $\phi$  e moda  $Sw$ ) das distribuições *a posteriori* 2D, que apresentam um aspecto ruidoso, de alta frequência, sugerindo uma perturbação no processo de inferência a partir de cada perfil individual. Essa perturbação é provocada pela presença do ruído, que insere um aspecto multimodal para função distribuição *a posteriori*.

Individualmente pode-se observar, que os perfis de densidade e de velocidade das ondas cisalhantes (VS) são os que melhor respondem a inferência de porosidade. E que os perfis de resistividade (ILD) e velocidade das ondas compressoriais (VP) respondem melhor a variação de saturação.

A distribuição *a posteriori* final, computada após a multiplicação entre as distribuições *a posteriori* de cada perfil, mostrou uma convergência dos valores modais (moda  $\phi$  e moda  $Sw$ ) para os valores verdadeiros, destacando a robustez da técnica que é a combinação de dados independentes, permitindo o realçar das propriedades e atenuação dos efeitos devido aos resultados indesejáveis.

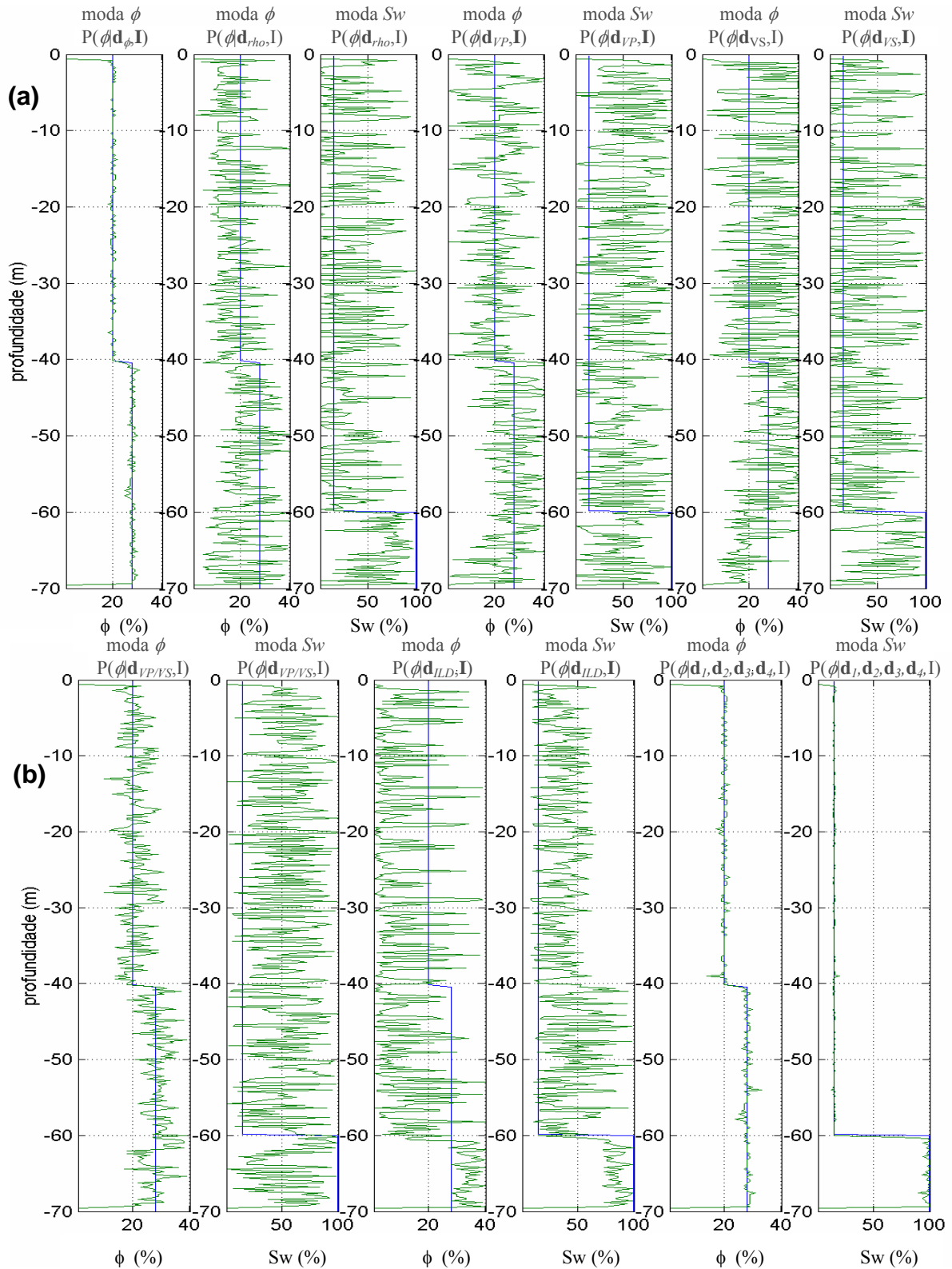


Figura 4.20 – Valores modais, das distribuições *a posteriori*, obtidos como resultado da inversão do conjunto de perfis simulados com 5% de ruído aleatório gaussiano. O valor verdadeiro da porosidade e da saturação está representado pela linha azul enquanto a linha verde mostra o comportamento da moda obtida para a distribuição *a posteriori* na inferência das propriedades de porosidade e da saturação de cada perfil individual. O resultado final está apresentado nos últimos dois perfis inferiores, a direita e que resultam da combinação entre as diferentes funções *a posteriori*.

### 4.3 - Conclusão

O método desenvolvido possibilitou uma estável estimativa da porosidade, partir de dados contendo diferentes níveis de ruídos. O mesmo resultado não pôde ser obtido quando da estimativa da saturação, já que esta é fortemente dependente do nível de ruído presente no dado. A maior estabilidade obtida na obtenção da porosidade está diretamente ligada à maior influência que esta propriedade exerce nos valores finais dos dados de perfis.

Como o método de Inferência Bayesiana proposto permite combinar diferentes conjuntos de dados, para estimar uma determinada propriedade, uma maior estabilidade na inversão é conseguida. Principalmente, quando da obtenção do valor de porosidade que se apresenta estável, mesmo quando na presença de dados com ruídos em torno de 40% e de valores de saturação errados.

O acoplamento e a diferença de sensibilização entre as propriedades de porosidade e saturação nos valores finais dos dados, fazem com que um pequeno erro obtido na estimativa da porosidade gere grandes erros nos valores da saturação estimados. Por outro lado, um pequeno erro cometido na estimativa da saturação poderá ou não inserir pequenos erros no valor final da porosidade. Uma forma de minimizar esse problema é através da estimativa conjunta dessas propriedades, que possibilita obter para a estimativa de saturação, uma maior estabilidade na inversão desta quando acoplada com a porosidade, do que apresentada quando da sua inferência sozinha. Sendo esta uma das principais potencialidades de aplicação do método de Inferência Bayesiana.

Uma outra forma de minimizar a influência devido às diferenças na sensibilização dos dados, das propriedades de porosidade e saturação acopladas, a partir de dados com elevado nível de ruído, seria realizar a estimativa dessas propriedades dentro de uma seqüência, que consistiria em se obter primeiro a porosidade e a partir desta, a saturação. Assim, a porosidade estimada através da combinação de diferentes dados de perfis de poço, mais estável e próxima da correta, não gerará grandes perturbações durante a estimativa da saturação numa próxima etapa.

## Capítulo 5

### Inferência da porosidade e saturação a partir de dados reais de poços

Para a validação e implementação da teoria desenvolvida neste trabalho foram disponibilizados, pela PETROBRAS, dados reais pertencentes a um reservatório turbidítico da Bacia de Campos (idade Cretáceo).

Os dados disponibilizados consistem de um conjunto de perfis de poços e dados sísmicos de amplitude e invertidos para impedância P e S. Os perfis de poços selecionados foram restritos ao intervalo do reservatório correspondente ao principal nível produtor, aqui denominado pelo nome fictício de Campo Mulata. O dado sísmico consiste de uma linha que cruza dois poços, usados como referência e amarração.

#### 5.1 Apresentação do campo

Os arenitos dos reservatórios do Campo Mulata são caracterizados por lobos turbiditos canalizados, de idade Cretáceo Superior, que estão subdivididos em três unidades estratigráficas. A seqüência inferior é constituída de arenitos maciços, caracterizados como depósitos de fluxo de alta densidade, intercalados com folhelhos de espessura variáveis. Essa seqüência foi depositada, preferencialmente, ao longo de eixos de direção NW-SE, sendo interpretado como depósitos de lobos arenosos e complexo de canais confinados. A seqüência média foi depositada sobre uma superfície erosiva regional, condicionada por baixos (calhas) associados à movimentação do sal. Essa seqüência é caracterizada por depósitos gravitacionais turbidíticos de alta densidade. Finalmente, a seqüência superior é constituída por sistemas arenosos médios de lobos canalizados a não canalizados.

Nem todas as seqüências identificadas durante o estudo de caracterização estão amostradas pelos poços. A Figura 5.1 mostra os perfis do poço MU17,



contendo apenas turbiditos da seqüência inferior. Os topos de duas zonas produtoras importantes, respectivamente posicionadas às profundidades de 3154m (reservatório MU100) e a 3212m (reservatório MU200). Esses reservatórios apresentam fácies de baixa qualidade permo-porosa. Fato este evidenciado pelos perfis de raios gama e o composto densidade-porosidade (nêutrons).

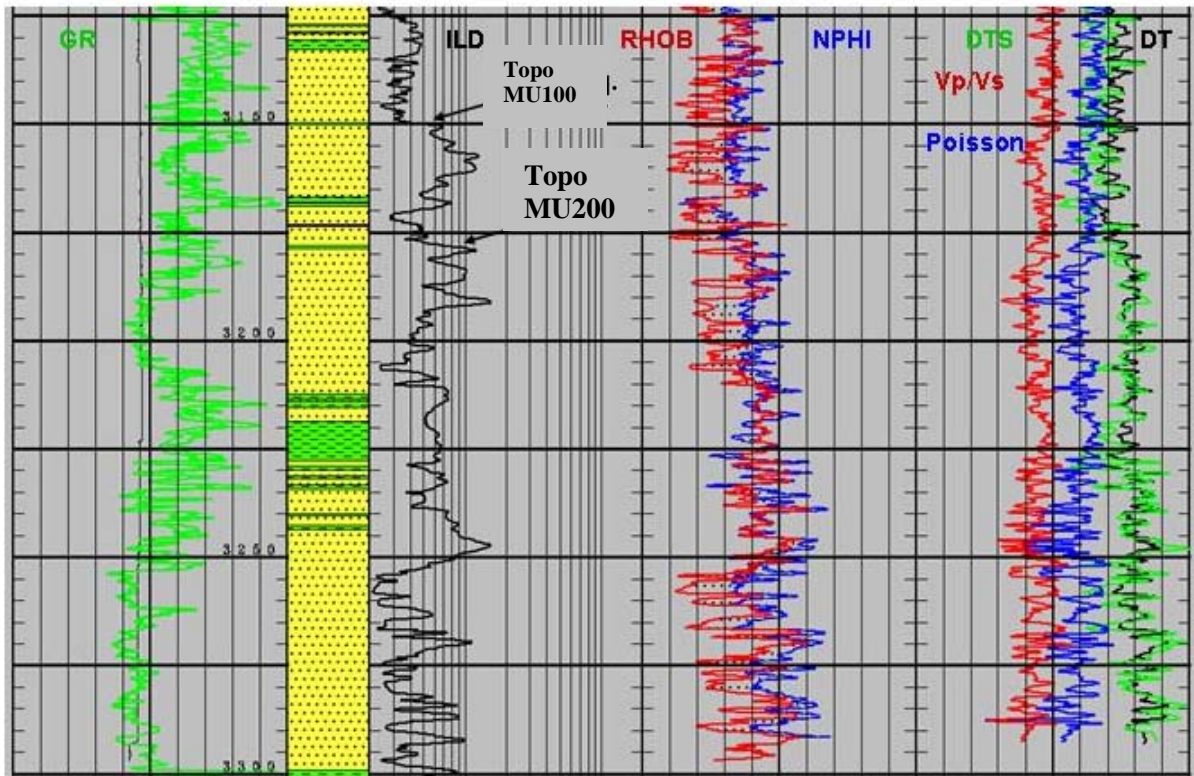


Figura 5.1 – Perfil composto do Poço MU17 - Notar que os eventos da seqüência inferior presente no poço possuem características distintas entre si, principalmente em relação às linhas-base do perfil de raios gama (GR).

A análise dos perfis do poço MU99 (Figura 5.2) sugere que os reservatórios, neste representados, estão relacionados à fácies de melhor qualidade do que as amostradas pelo poço MU17. Isso se torna evidente devido ao padrão “caixote”, característico de reservatório mais limpo com propriedades permo-porosa de excelente qualidade.

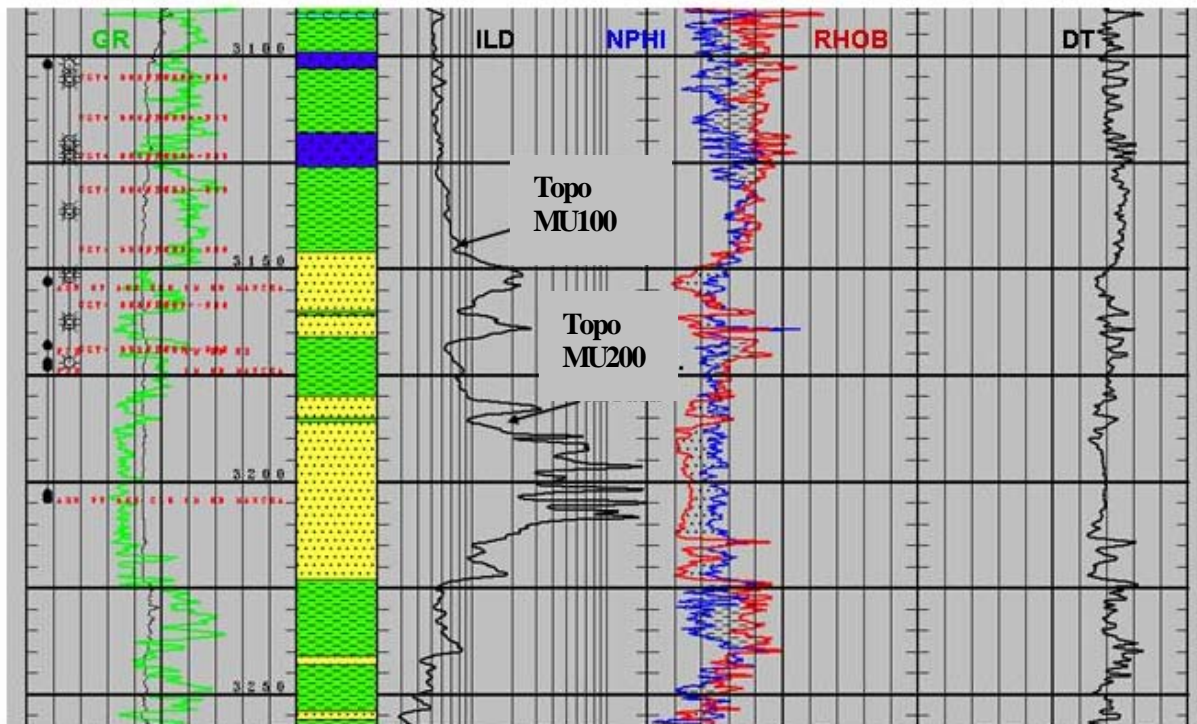


Figura 5.2 – Perfil composto do Poço MU99. Notar que os eventos da seqüência inferior presente no poço possuem características distintas do poço MU17, em qualquer um dos perfis. O evento basal (MU 200) possui características de arenito mais limpo.

É possível observar na Figura 5.3, as relações entre os corpos de arenitos ao longo do campo. A seção arbitrária da Figura 5.4, com direção aproximadamente oeste-leste, cruza os principais poços do reservatório. Nesta seção, é possível observar as principais geometrias dos arenitos e as inter-relações entre as principais unidades produtoras com os poços. Tal análise evidencia o forte controle estrutural na deposição dessas areias nas calhas e a alternância nos eventos de sedimentação que resultam nas distintas características litológicas existentes no Campo Mulata.

A Figura 5.5 representa uma interpretação da linha sísmica mostrada na Figura 5.3, indicando claramente as relações entre os reservatórios. Como pode ser observado, esta seção interpretada passa pelos poços MU17, MU8H, MU99, MU10H, MU9D e MU15H, e tem como pano de fundo a seção sísmica de impedância P.

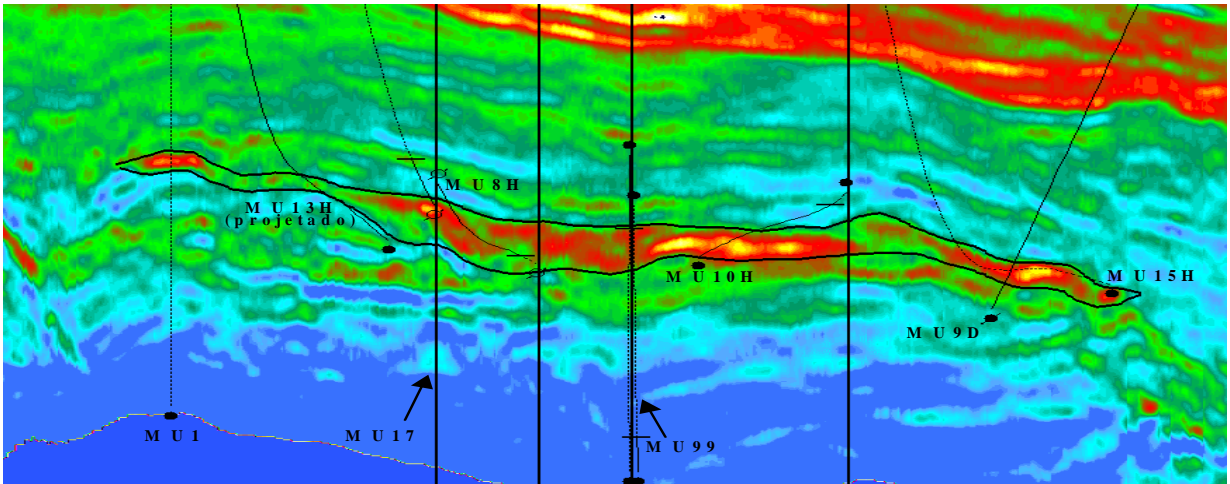


Figura 5.3 – Seção sísmica arbitrária passando pelos poços do campo. A seção de impedância acústica ressalta os reservatórios com as cores vermelhas e amarelas. Notar que os reservatórios turbidíticos preencheram as calhas existentes em diversos eventos, resultando em corpos com características distintas, ora hidráulicamente conectados, ora sem conexão.

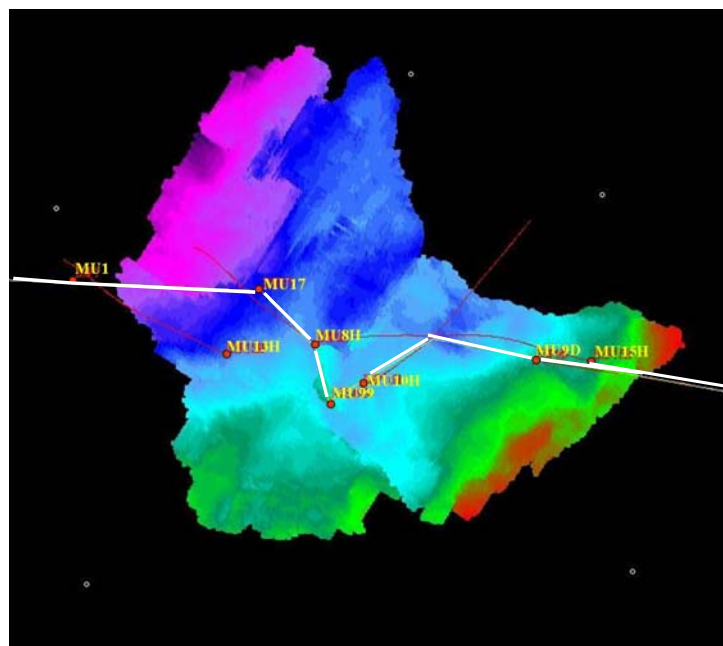


Figura 5.4 – Mapa estrutural com poços, em profundidade, do topo do reservatório. As cores mais quentes significam posições mais rasas. A linha em branco representa a posição da seção mostrada na Figura 5.3.

Apesar dos testes de formação e dos dados de produção apontarem para a conexão parcial entre os diversos corpos de turbidíticos do campo, existem incertezas com relação à conectividade devido à complexidade estrutural-estratigráfica da área. Fatos estes que justificam a tentativa de se caracterizar as principais heterogeneidades existentes no Campo.

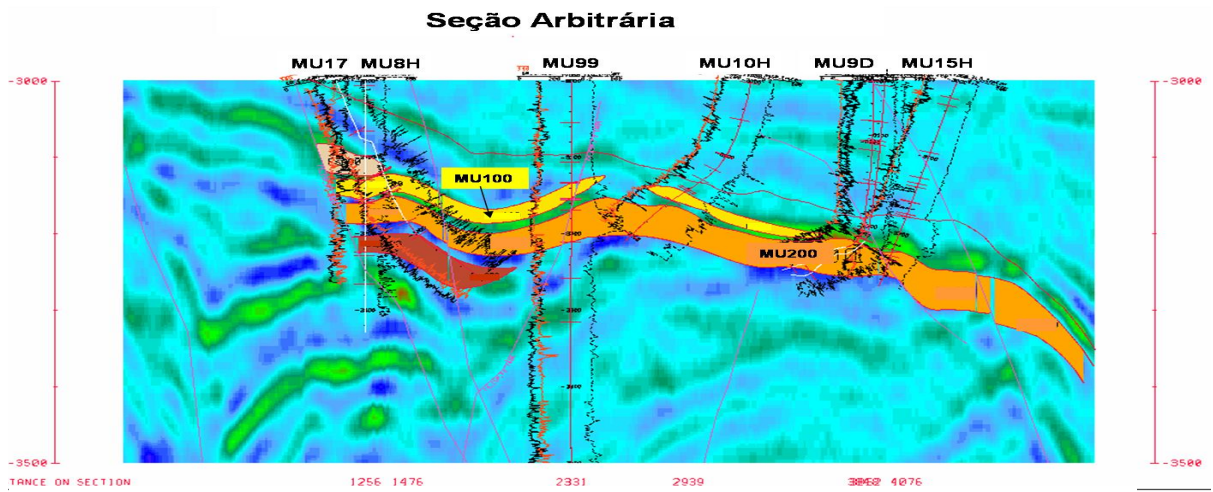


Figura 5.5 – Seção geológica passando pelos poços do campo, tendo como pano de fundo a impedância P. Notar as relações entre os reservatórios MU100 e MU200, principalmente, entre os poços MU17 e MU99.

## 5.2 – Inversão conjunta das propriedades de porosidade e saturação a partir dos dados de poços do Campo Mulata

Para a validação da metodologia de inferência desenvolvida, foram utilizados dados reais disponibilizados pela PETROBRAS. Os resultados obtidos pela inferência conjunta da porosidade e saturação foram comparados com os utilizados pela empresa, em seu processo rotineiro de cálculo de volume efetuados pelos técnicos do Suporte Técnico/CER da UN-BC, e considerados por mim como dados de referência e, portanto, verdadeiros.

Apesar de ser um reservatório que apresenta um elevado percentual de feldspatos (acima de 30%), conforme indicam as análises de calha e testemunhos, os valores de argilosidade utilizados na construção do modelo utilizado para a inversão foram computados a partir dos perfis de raios gama. Assim, argilosidade calculada a partir deste perfil poderá estar superestimada devido ao fato de que o

perfil de raios gama estar contaminado pelos feldspatos dispersos na matriz, o que não refletiria de forma segura a argilosidade presente na rocha.

Como mostrado na Figura 4.19, devido a complexidade em se representar graficamente as distribuições *a posteriori* da inversão conjunta para porosidade e saturação, somente os valores modais das distribuições serão apresentados. De uma maneira geral, os resultados obtidos apresentam como principal característica uma alta frequência, semelhante ao obtido quando da utilização de dados sintéticos (Figura 4.20, Seção 4.2.3). Esta instabilidade apresentada pelo resultado, sugere a presença de ruído nos dados, dificultando à “busca” pelo valor modal ótimo de saturação, refletindo na determinação dos valores de porosidade. Os perfis de porosidade neutrônica, VS e densidade, mostraram ser os mais estáveis na determinação da porosidade e instáveis para a determinação da saturação.

As seqüências de figuras a seguir, mostram os resultados obtidos com a aplicação da técnica de inversão conjunta de porosidade e saturação nos dados dos poços MU09D, MU17 e MU99. As figuras 5.6, 5.8 e 5.10, mostram os conjuntos de perfis referentes aos poços MU09D, MU17 e MU99, respectivamente. Observar que não foi corrido no poço MU99, o perfil de velocidade das ondas cisalhantes.

Em cada figura são apresentados os dados de perfis e as modas das propriedades de porosidade e saturação estimadas. Por último, comparo o resultado conseguido, com a aplicação da metodologia de Inferência, com os obtidos pelo grupo de analista de perfis da PETROBRAS, através de uma rotina de trabalho amplamente dominado e sistemático, suportado pela experiência adquirida por esses especialistas ao longo dos anos. Cabe ressaltar que na rotina utilizada por esses profissionais, incluem-se correções ambientais dos perfis, correlação e calibração com testemunhos e análise multivariada de todas as informações disponíveis.

Em relação as fácies de reservatório cortada por cada poço, fica evidente que estes poços cruzam partes distintas do reservatório, conforme verifica-se pela qualidade dos respectivos intervalos. O poço MU99 (Figura 5.10) cruzou as melhores fácies dentre os 3 poços. Esta qualidade é evidenciada pelo perfil de raios gama, onde se pode observar a presença de três areias distintas, limpas e que estão representadas por um padrão em forma de caixa. Já o poço o MU17 (Figura 5.8)

atravessa a porção mais heterogênea do reservatório, com mais intercalações de folhelhos e maior argilosidade. Essa característica de reservatório de má qualidade, também pode ser observada no perfil de resistividade que não expressa claramente os intervalos com óleo. Já o poço MU09D, tem reservatório de boa qualidade, sendo constituído de um pacote espesso de areia, com um padrão em “caixote” para o perfil de raios gama, e com qualidade de fáceis semelhante ao MU99.

Os resultados obtidos com a aplicação da inversão conjunta das propriedades de porosidade e saturação pela técnica de Inferência Bayesiana nos poços MU09D, MU17 e MU99 podem ser vistos nas figuras 5.7, 5.9 e 5.11. Nessa figuras são apresentados os perfis das modas das porosidades e das saturações, obtidas a partir da inferência conjunta dessas propriedades a partir de cada perfil individual e o resultado final que consistem das modas de porosidade e saturação obtidas a partir das distribuições *a posteriori* resultantes da multiplicação entre as diversas *a posteriori* (de cada perfil).

Conforme pode ser observado, a metodologia empregada tenta obter de cada perfil, as inferências conjuntas de porosidade e saturação, excetuando-se para o perfil de nêutrons. Mesmo utilizando uma janela vertical de 15 amostras, que visa minimizar a presença de ruídos, realçar os valores coerentes e estabilizar a inversão, os resultados obtidos apresentam uma alta freqüência (aspecto “nervoso”), para as modas inferidas. Demonstrando a dificuldade de se inverter conjuntamente duas propriedades que apresentam escalas de influência nos resultado final (sensibilidade) dos parâmetros elásticos do modelo poroso, tão distinto. Este fato fica evidenciado pelos resultados apresentados pelos perfis de VS e densidade, que tendem a serem mais estáveis para as modas de porosidade e instáveis na determinação das modas de saturação.

Apesar da alta freqüência observada nos perfis, individualmente, as modas da distribuição *a posteriori* final  $P(\phi, S_w | \mathbf{d}_1, \mathbf{d}_2, \mathbf{d}_3, \mathbf{d}_4, \mathbf{I})$ , obtida através do produto entre as distribuições *a posteriori* conjuntas dos diferentes perfis (porosidade, densidade, razão VP/VS e resistividade), apresentam um comportamento suave e estável, com valores bem próximos dos computados pelas PETROBRAS, representados pelas linhas verde nas Figuras 5.7b, 5.9b e 5.11b. Estes resultados corroboram com os testes realizados com dados sintéticos (Figura 4.20b). Assim, apesar da instabilidade

apresentada na inversão de cada perfil individual, a multiplicação das distribuições *a posteriori*, compensou o efeito das incertezas associadas a presença dos ruídos, realçando os valores coerentes das propriedades, atestando a robustez da metodologia ao combinar diferentes fontes de informações (dados) independentes.

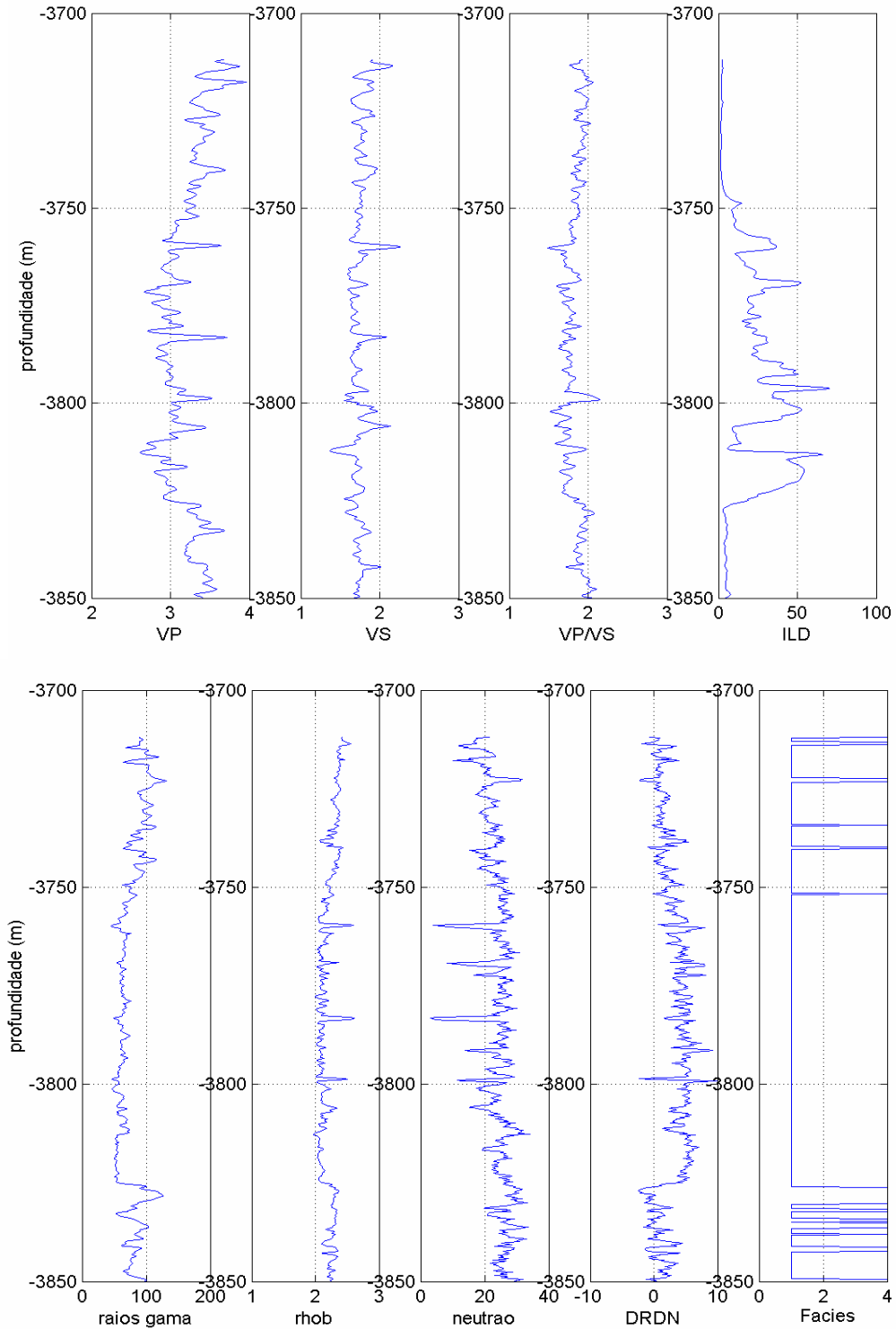


Figura 5.6 - Conjunto de perfis reais do poço MU09D, disponibilizados para a inversão conjunta de porosidade e saturação. O gráfico DRDN é obtido pela combinação dos perfis de densidade e porosidade para definir fácies reservatório e não reservatório.

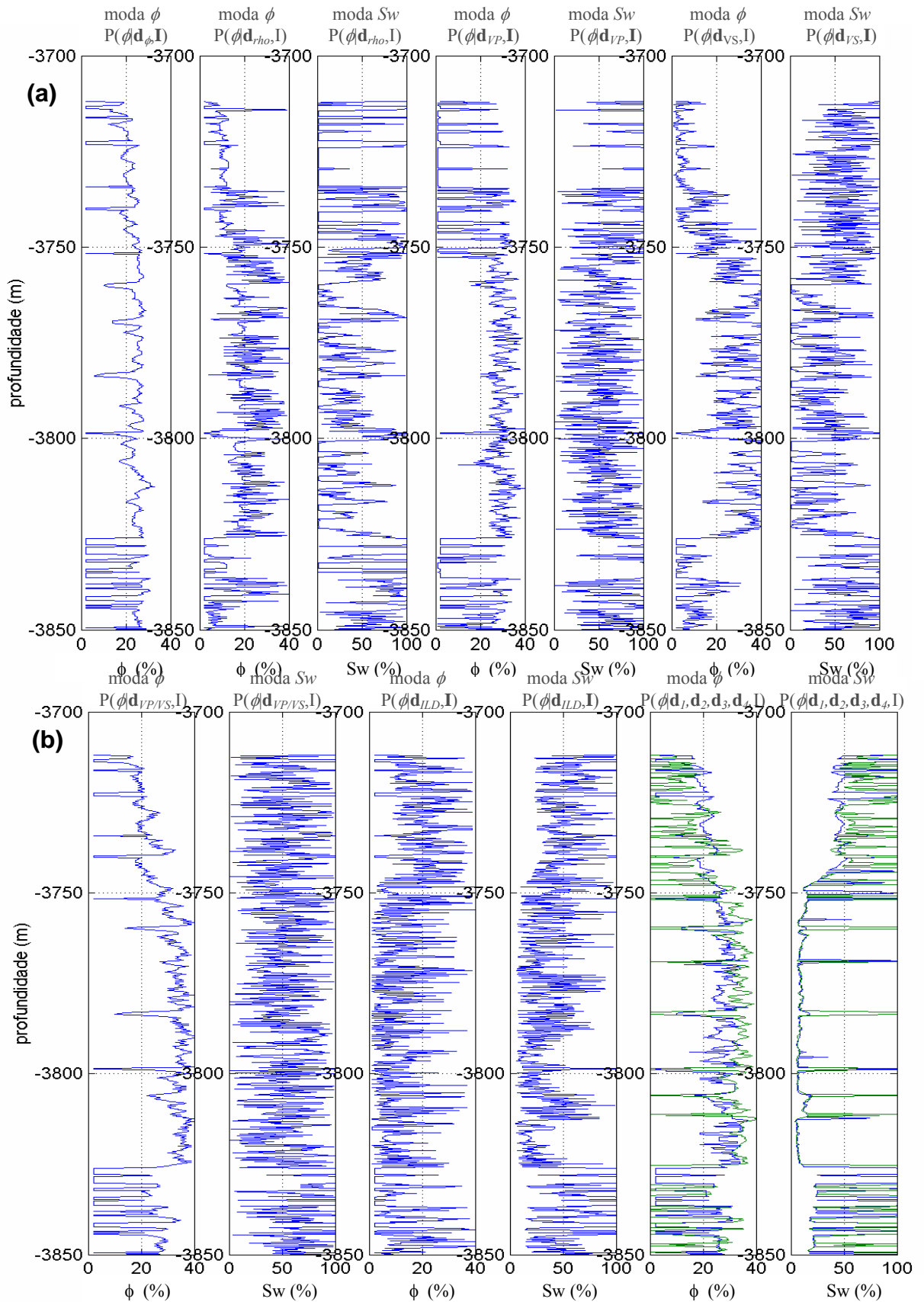


Figura 5.7: Conjunto de gráficos mostrando o valor modal da inferência conjunta de porosidade e saturação, para o poço MU09D. Os valores finais são obtidos da distribuição  $P(\phi, Sw | \mathbf{d}_1, \mathbf{d}_2, \mathbf{d}_3, \mathbf{d}_4, \mathbf{I})$ . Em verde está apresentado o resultado obtido pela PETROBRAS, adotados como referência.



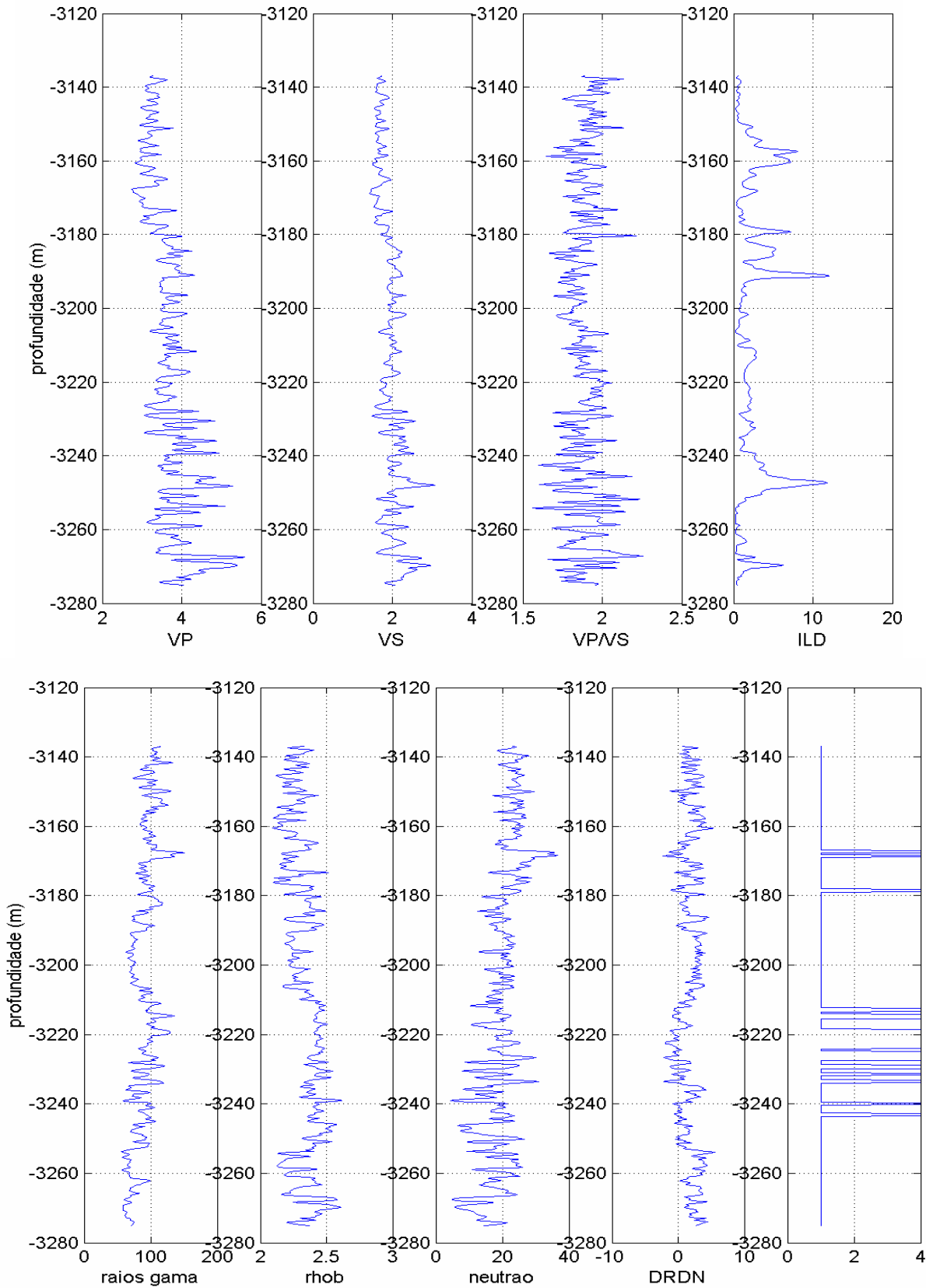


Figura 5.8 - Conjunto de perfis reais do poço MU17, disponibilizados para a inversão conjunta de porosidade e saturação. O gráfico DRDN é obtido pela combinação dos perfis de densidade e porosidade para definir fácies reservatório das não reservatório.

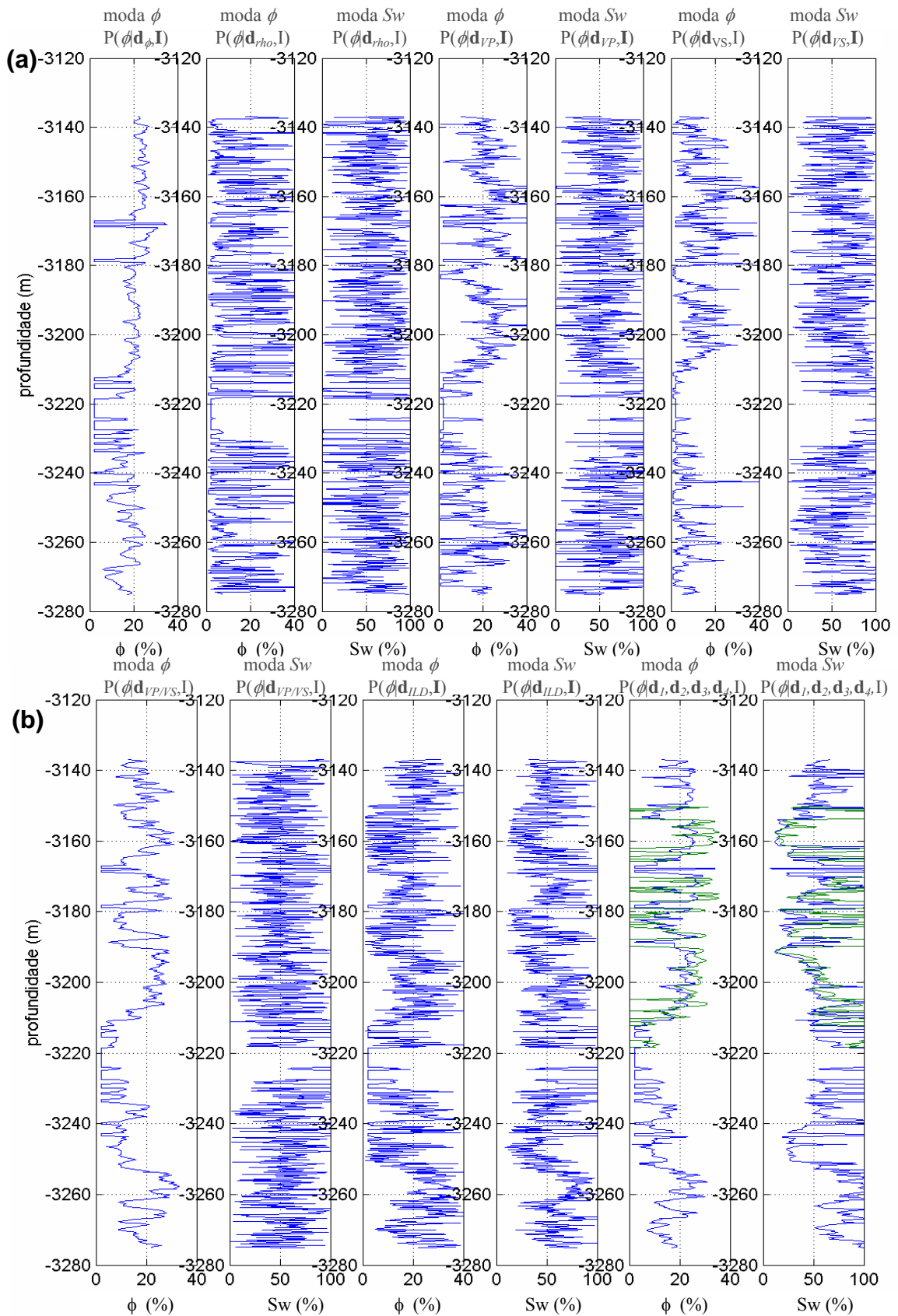


Figura 5.9 - Conjunto de gráficos mostrando o valor modal da inferência conjunta de porosidade e saturação, para o poço MU17. Os valores finais são obtidos da distribuição  $P(\phi, Sw|\mathbf{d}_1, \mathbf{d}_2, \mathbf{d}_3, \mathbf{d}_4, \mathbf{I})$ . Em verde está apresentado o resultado obtido pela PETROBRAS, adotados como referência.

A qualidade do resultado obtido com a aplicação da metodologia desenvolvida pode ser verificada nas figuras em que estão superpostas os perfis dos valores modais de porosidade e saturação das distribuições *a posteriori*  $P(\phi, S_w | \mathbf{d}_1, \mathbf{d}_2, \mathbf{d}_3, \mathbf{d}_4, \mathbf{I})$ , com os valores obtidos pela PETROBRAS (linhas de perfis em verde), representadas nas Figuras 5.7b, 5.9b e 5.11b.

Assim, apesar de utilizarmos como dados de entrada um conjunto de dados “brutos”, sem tratamentos e correções prévias, os resultados são semelhantes aos obtidos e utilizados pela PETROBRAS, através de uma metodologia plenamente aprovada pela empresa. Em função disso, portanto, é assumida aqui como a solução desejada. Na obtenção desses resultados, os perfis são previamente corrigidos de efeitos ambientais e outras formas de correções, além de utilizar dados de rochas para correlacionar e calibrar os resultados, somado a tudo isso, tem a experiência de profissionais de geologia, indiretamente, adicionado no resultado final.

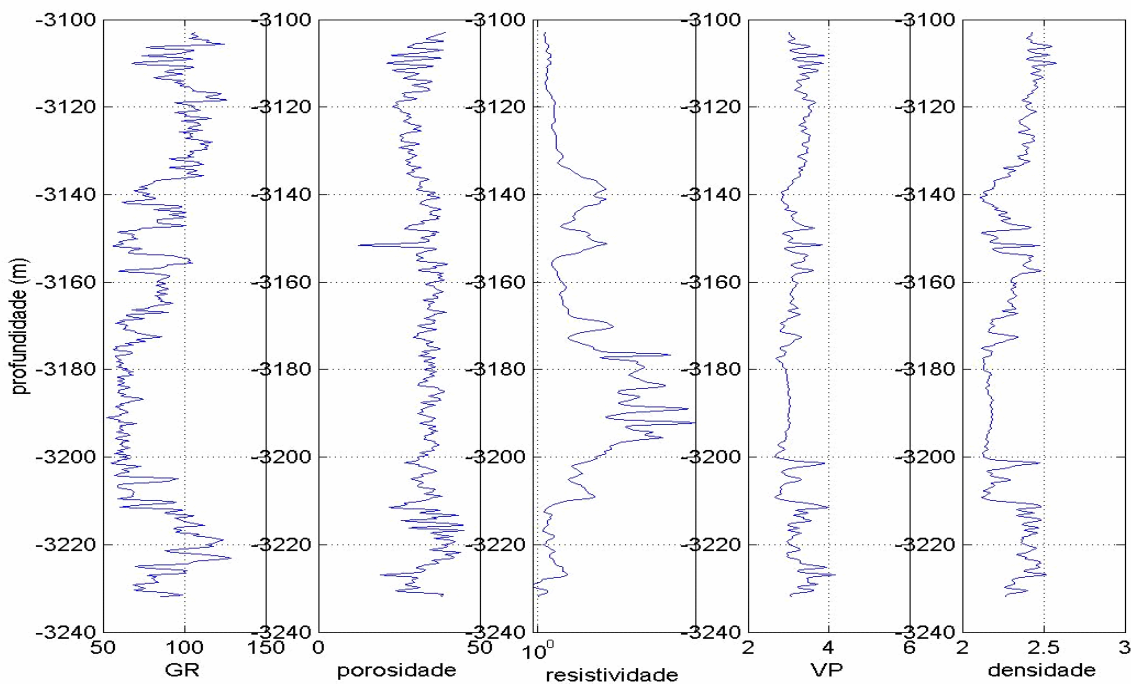


Figura 5.10 - Conjunto de perfis reais do poço MU99, disponibilizados para a inversão conjunta de porosidade e saturação. Não foi adquirido o perfil de velocidade S neste poço. Observar que a qualidade do reservatório é caracterizado por 3 pacotes de areias limpas.

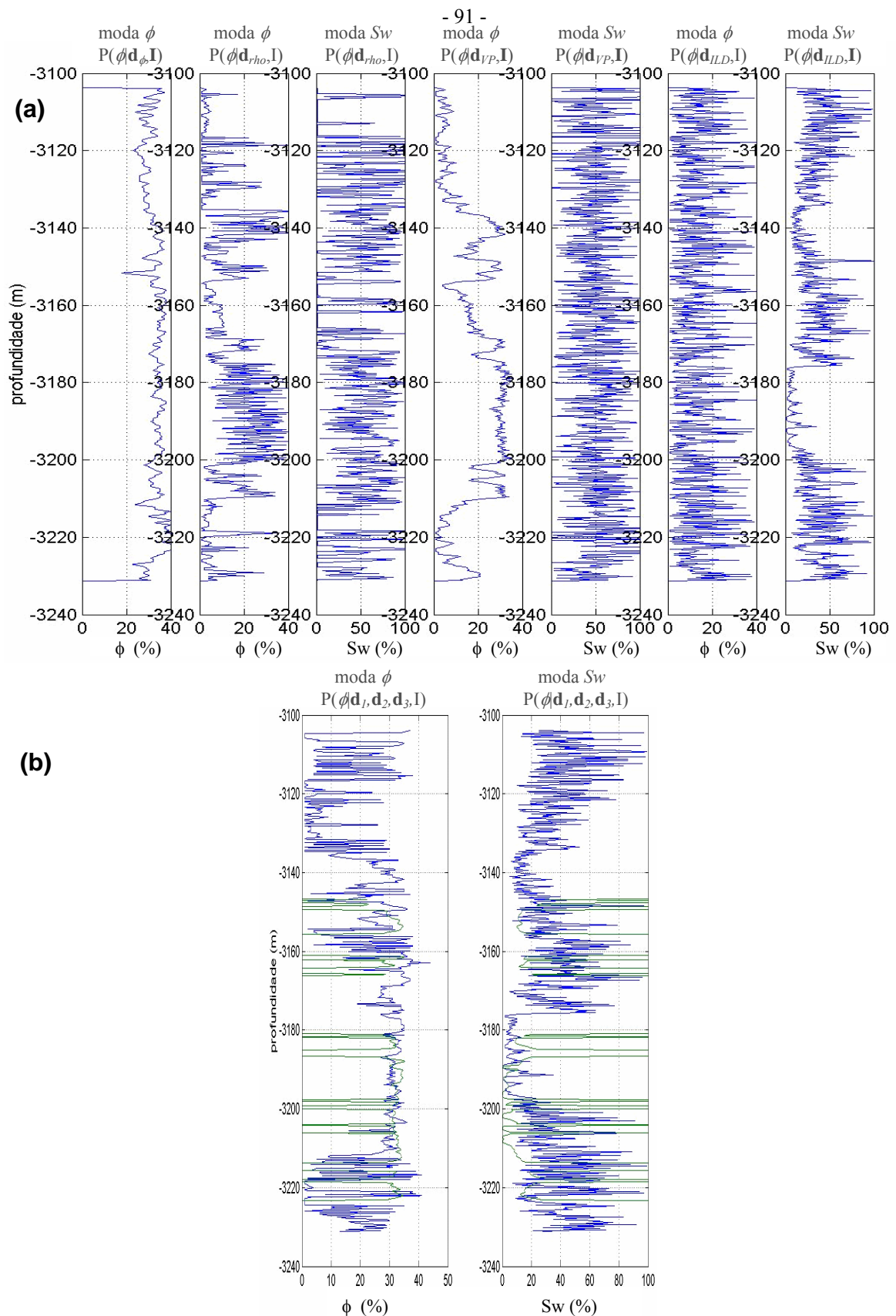


Figura 5.11 - Conjunto de gráficos mostrando o valor modal da inferência conjunta de porosidade e saturação, para o poço MU99. Os valores finais são obtidos da distribuição  $P(\phi, Sw|\mathbf{d}_1, \mathbf{d}_2, \mathbf{d}_3, \mathbf{d}_4, \mathbf{I})$ . Em verde está apresentado o resultado obtido pela PETROBRAS, adotados como referência.

### 5.3 – Conclusão

Apesar de utilizarmos dados de perfis brutos, isto é, sem nenhum tratamento ou correção, os resultados obtidos apresentaram-se consistentes com os obtidos pelos técnicos da PETROBRAS, aqui utilizados como dados de referência, confirmando a qualidade e a robustez do método desenvolvido.

A possibilidade de combinar dados independentes, para a obtenção das distribuições *a posteriori*, conseqüentemente, dos valores modais de porosidade e saturação permite a estabilização do algoritmo e a convergência para valores de porosidade e saturação corretos.

O produto entre as distribuições *a posteriori*, obtidos a partir de diferentes dados (independentes), minimizaram possíveis distorções e problemas que seriam realçados quando se trabalha com uma única ou poucas fontes de informações.

## Capítulo 6

### **Estudo e correlação entre propriedades estimadas a partir de dados adquiridos em escalas diferentes (poço e sísmica)**

Diferentemente da diversidade de dados independentes disponibilizados nos poços, onde temos uma variedade de perfis adquiridos, como por exemplo, GR, Rho, VP, VS, resistividade e neutrão, além das informações de testemunhos (como mostrado e discutido nos Capítulos 4 e 5), o universo de dados disponibilizados pela sísmica encontra-se reduzido, na grande maioria dos casos, ao registro do campo de ondas compressional e, mais recentemente, das ondas cisalhantes. Como fator complicador à restrição ao uso dos dados sísmicos, temos o problema da não linearidade da amplitude em relação aos parâmetros de modelo.

Uma vez obtidos os volumes de impedância sísmica, aplica-se o método de Inferência Bayesiana desenvolvido, para estimar as propriedades de porosidade e saturação. Porém, toda uma análise e inversão a partir dos dados de impedância de poços, deverão ser executadas visando a calibração dos modelos a serem utilizados na inversão dos dados de impedância sísmica.

O processo consiste, inicialmente, em inferir as propriedades a partir do perfil de impedância do poço. Este perfil de impedância deve ter sido previamente filtrado e reamostrado de forma a adequar o intervalo entre as amostras o conteúdo de frequência do dado de poço à sísmica. O próximo passo consiste em realizar a inversão do traço de impedância sísmica, referente à posição do poço, utilizando o modelo previamente calibrado para as impedâncias dos poços. Ao confrontarmos os valores das propriedades obtidos no poço com os obtidos da sísmica, criamos a condição necessária para adequar e calibrar os parâmetros do modelo que será utilizado para a inferência das propriedades a partir de todo o volume de dados

sísmicos de impedância P (3D e 4D), conforme será demonstrado nos Capítulos 7 e 8.

Assim, este Capítulo 6, consiste em apresentar as principais etapas de parametrização e ajuste do modelo a partir de dados de poços. O modelo calibrado serve, posteriormente, para a obtenção das propriedades de porosidade e saturação a partir dos dados sísmicos.

## 6.1 Seleção e preparação dos dados

A Figura 6.1 mostra uma seção de impedância elástica P, em profundidade, com os poços MU17 e MU99 previamente amarrados à sísmica, ao nível do reservatório Mulata, saturado de óleo. O reservatório está representado pelos valores impedâncias mais baixas (cor azul escuro na parte central da seção). A figura mostra ainda uma possível interpretação, sugerindo possíveis relações entre os distintos corpos de areias. Nos poços, o perfil de impedância P, referente ao traço sísmico na posição do poço, está representado pela linha de cor vermelha e o perfil de resistividade pela linha de cor branca.

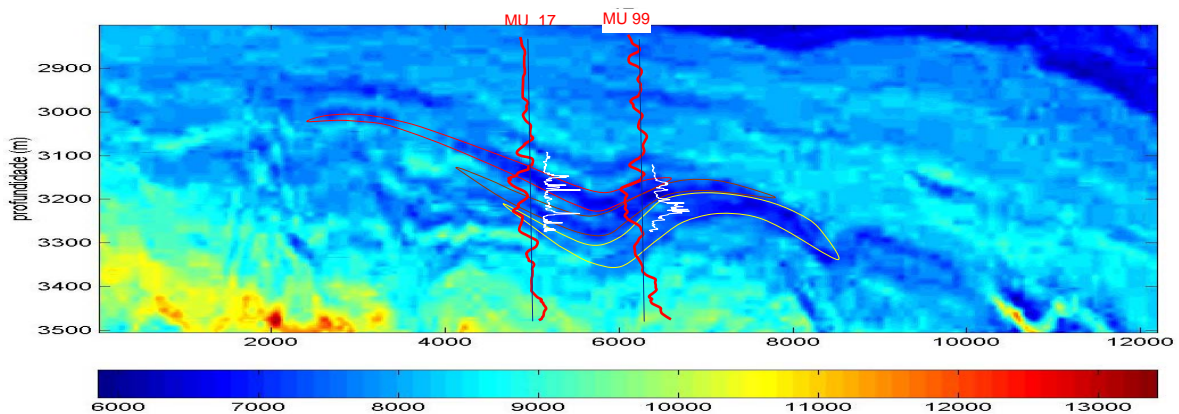


Figura 6.1 – Seção de impedância elástica P, em profundidade, mostrando as amarrações dos poços MU17 e MU99 com a sísmica. Nos poços, o perfil de impedância P do traço sísmico, está representado pela linha de cor vermelha e o de resistividade pela linha de cor branca.

O conjunto de dados do poço MU17 (Figura 6.2a), disponibilizados para o estudo, consiste dos perfis de raios gama, porosidade neutrônica, resistividade, densidade, sônicos P e S. Já para o poço MU99 (Figura 6.2b), os perfis são os mesmos, exceto pelo sônico das ondas S, que não foi adquirido. Combinando os

perfis de densidade e velocidade P, dos referidos poços, é possível construir os perfis de impedâncias P.

A diferença observada nos valores dos perfis de impedância desses poços, pode estar associada à uma possível variação nas fácies cortadas pelos mesmos. O MU17, aparentemente, corta um reservatório de pior qualidade, quando comparado ao MU99, conforme ressaltado pelos perfis de raios gama e resistividade (ver Seção 5.1). Porém, esta diferença na qualidade da fácies reservatórios observados nos poços não é observada na sísmica, já que esta mostra uma mesma fácies sísmica de reservatório para ambos os poços (Figura 6.1).

Apesar da sísmica mostrar uma continuidade na sismofácies cortada por esses poços, uma possível interpretação (como mostrada na Figura 6.1), sugere que o poço MU17 atravessa feições laterais dos lobos turbidíticos enquanto que o MU99 corta a parte central do principal lobo. Esta interpretação é corroborada pela diferente faciologia observada nos perfis e que refletem diferenças na qualidade e na argilosidade dos mesmos.

A variação de fácies observada tenderá a influenciar diretamente na qualidade das propriedades de porosidade e, especialmente, da saturação, já que a argilosidade tende a influenciar o valor desta propriedade. Quanto maior for a heterogeneidade apresentada pelo reservatório, maior a incerteza que teremos em se estimar os valores das propriedades de porosidade e saturação.

Reservatórios que apresentam grandes variações no teor de argila, sem que estas estejam corretamente caracterizadas pelos modelos utilizados no processo de inversão, apresentarão problemas quando das estimativas das propriedades de porosidade e saturação. Este problema estará relacionado diretamente a variação no teor de argila que ocorre no reservatório e que não serão corretamente caracterizados pelo modelo, que estará assumindo premissas sobre a argilosidade totalmente errôneas, superestimando ou subestimando as propriedades a serem estimadas, caso não haja alguma forma de prever corretamente a variação da argilosidade no modelo.



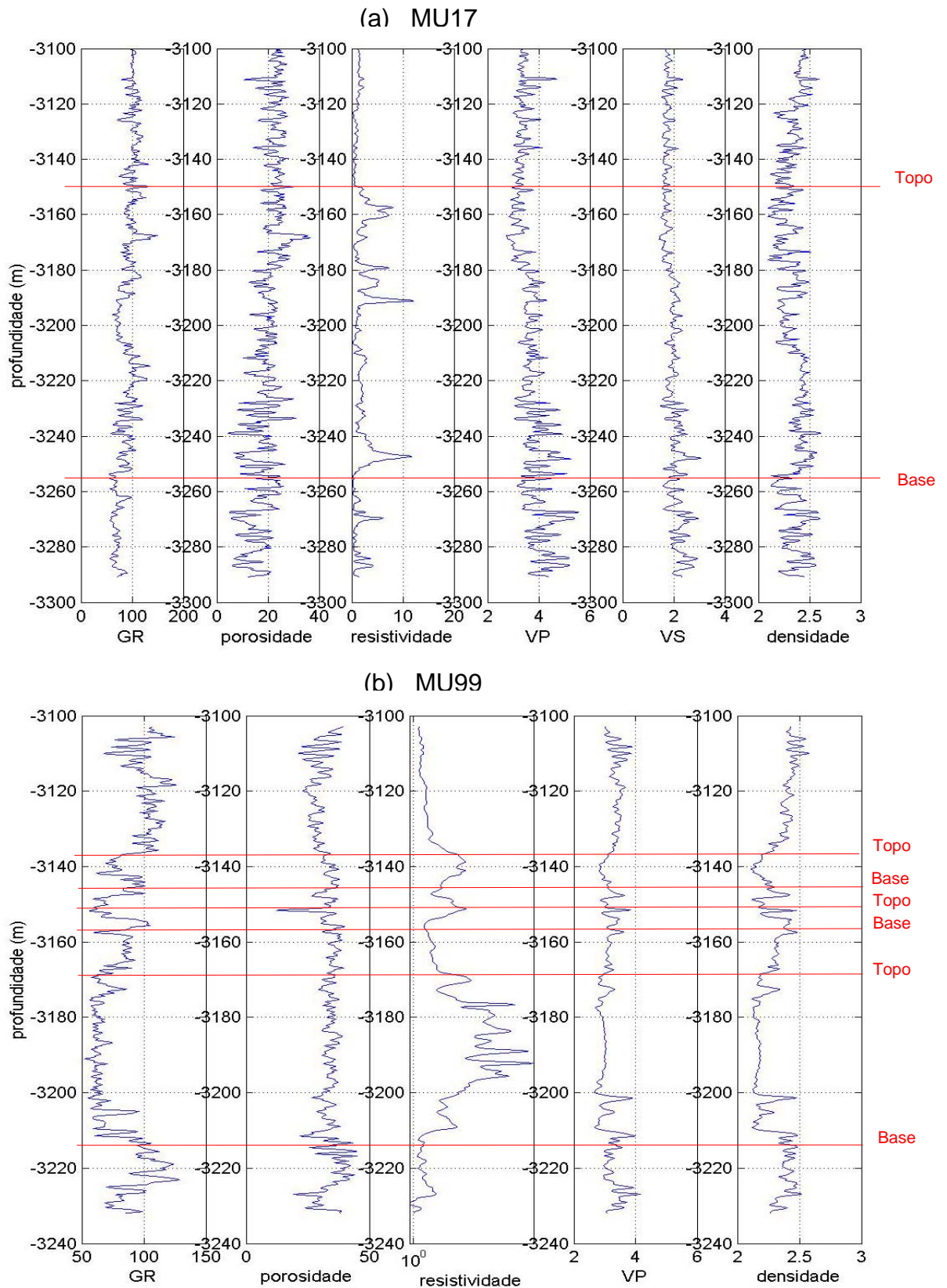


Figura 6.2 – Conjunto de perfis dos poços MU17 (a) e MU99 (b). As diferenças observadas nos perfis de raios gama e de resistividade, indicam que os poços cruzam partes do reservatório com diferentes características de qualidade. Podemos observar pelo perfil raio gama, que o poço MU99 apresenta três areias distintas e limpas, enquanto que no poço MU17, essas relações entre as diferentes areias não são tão evidentes.

Um outro fator complicador é que essa mesma variação no teor de argila poderá estar associada a uma variação nas frações mineralógicas, dos principais minerais constituintes da matriz do reservatório, dificultando ainda mais a estimativa das propriedades de porosidade e saturação.

## 6.2 Substituição de fluidos

Antes de implementar o método de inferência das propriedades a partir de dados sísmicos, utilizando os parâmetros do modelo ajustado pelos poços, deve-se realizar o estudo de substituição de fluido, nos poços de correlação, para quantificar o grau de sensibilidade das propriedades elásticas do reservatório a variação de saturação.

Inicialmente, determinam-se os parâmetros elásticos do reservatório saturado com um determinado fluido. Substitui-se o fluido que satura os poros e recalculam-se os parâmetros elásticos nessa nova condição de saturação. Quanto maior for a diferença entre as propriedades calculadas nas diferentes condições de fluidos, maior será a chance de podermos perceber e quantificar a saturação a partir da informação sísmica.

Para a aplicação da teoria de substituição de fluidos, no caso em que os perfis de velocidade VP e VS estão disponíveis (MU17), combinamos as equações 6.1 e 6.2 para obter o módulo de *bulk* (incompressibilidade) da rocha saturada. Com o módulo de *bulk* da rocha saturada estimado, podemos obter então o com o módulo da rocha seca, utilizando a equação 6.3 manipulada de tal forma a obter o módulo de *bulk* da rocha seca.

$$V_P = \sqrt{\frac{\kappa_{sat} + \frac{4}{3}\mu_{rs}}{\rho_{sat}}} \quad 6.1$$

e

$$V_S = \sqrt{\frac{\mu_{rs}}{\rho_{sat}}} \quad 6.2$$

Na obtenção de uma nova condição de saturação (após a substituição de fluidos), insere-se o módulo elástico do novo fluido na equação 6.3, mantendo-se os mesmos parâmetros constantes, inclusive o módulo de *bulk* (incompressibilidade) da

rocha seca previamente calculado, obtemos o novo módulo de *bulk* da rocha na nova condição de saturação.

$$\kappa_{sat} = \kappa_{rs} + \frac{\left(1 - \frac{\kappa_{rs}}{\kappa_m}\right)^2}{\frac{\phi}{\kappa_f} + \frac{1-\phi}{\kappa_m} - \frac{\kappa_{rs}}{\kappa_m^2}} \quad 6.3$$

Já o caso em que exista apenas o registro do perfil das velocidades das ondas P, utilizam-se as equações que relacionam o Coeficiente de Biot com o módulo de *bulk* da rocha seca.

Para a simulação da influência das variações da saturação dos fluidos, nos valores das propriedades de VP, VS e densidade, duas condições extremas de saturação foram consideradas: reservatório saturado de óleo ( $S_o = 85\%$ ) e a outra a de que o reservatório se encontra saturado de salmoura ( $S_w = 100\%$ ).

A Figura 6.3 mostra os perfis de parâmetros elásticos obtidos para os poços MU17 e MU99, onde o módulo de *bulk* da rocha seca do poço MU17 (a), foi obtido a partir dos perfis de velocidade VP e VS, enquanto que o módulo da rocha seca do poço MU99 (b), foi obtido a partir da equação do Coeficiente de Biot (Equações 2.64 à 2.67). Os valores de argilosidade foram obtidos a partir dos perfis de raios gama. Como a saturação varia ponto a ponto ao longo do perfil, os módulos elásticos dos fluidos que saturam os poros foram recomputados, assim como, os módulos elásticos da matriz que estão intimamente ligados a argilosidade.

A Figura 6.3 mostra os perfis dos parâmetros elásticos, de porosidade e saturação estimados dos poços e MU17 (a) e MU99 (b), pertencentes ao intervalo submetido a substituição de fluidos. Para avaliar a influência que a variação de saturação dos fluidos no meio poroso, executa-se a substituição de fluidos nos perfis de velocidade dos referidos poços, mantendo constante os outros parâmetros elásticos, presentes na equação de Gassmann, tendo como resultado os perfis mostrados na figura 6.4 (a) e (b).

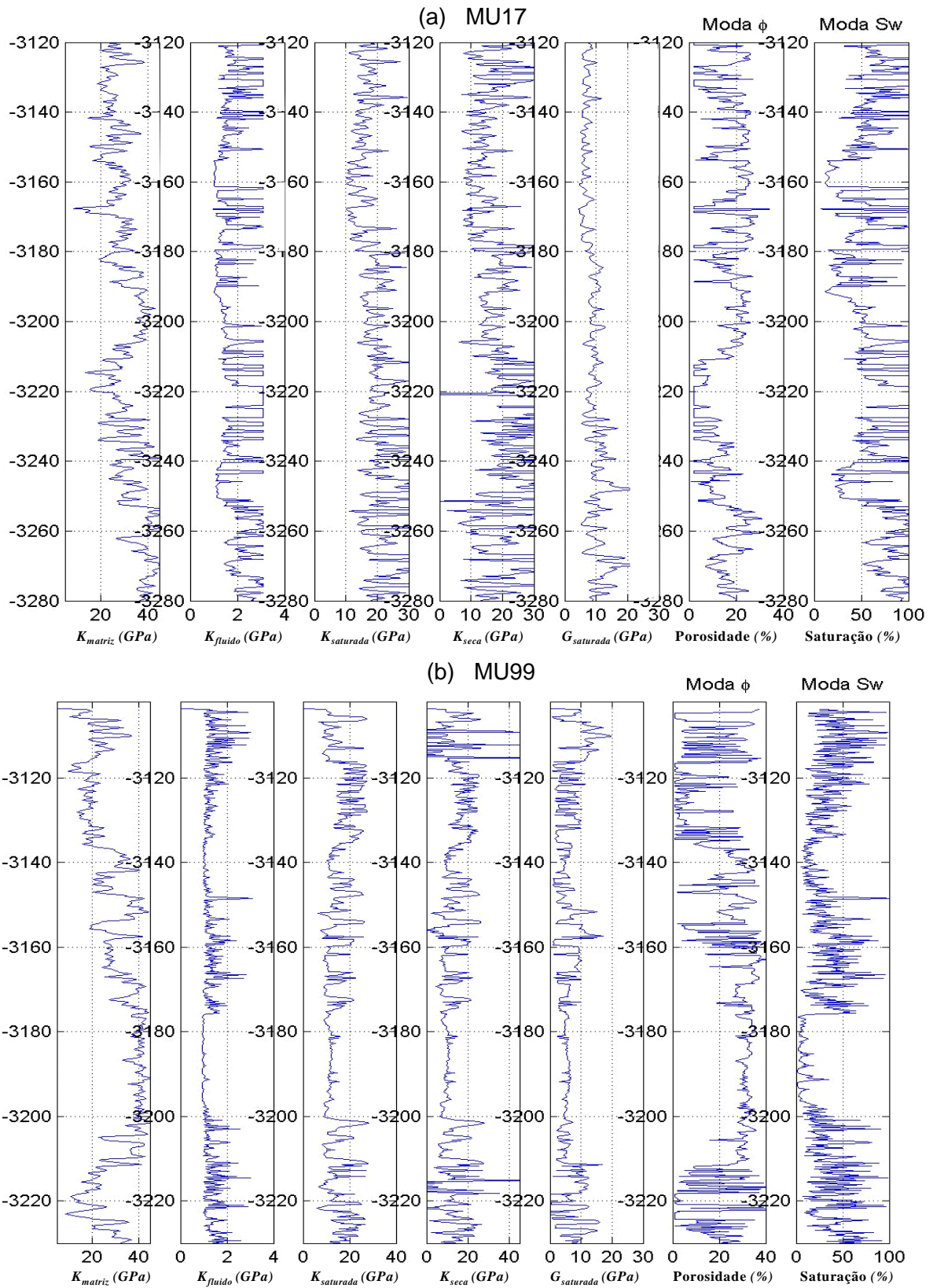


Figura 6.3 – Conjunto de perfis de parâmetros elásticos dos poços MU17 (a) e MU99 (b). O módulo *de bulk* da rocha seca do poço MU17 (a), foi obtido a partir dos perfis de velocidade *VP* e *VS*, enquanto que o módulo da rocha seca do poço MU99 (b), foi obtido a partir da equação do *Coefficiente de Biot*. Os perfis das modas estimadas de porosidade e saturação foram previamente calculados.

Podemos observar nas figuras 6.4 (a) e (b), respectivo aos poços MU17 e MU99, os perfis reais referentes à condição de saturação inicial de óleo estão mostrados em azul, enquanto que em verde, referem-se aos perfis sintéticos após substituição, por salmoura (125000 ppm de NaCl). Estes resultados simulam as respostas obtidas pelo reservatório Mulata, quando da mudança na saturação dos fluidos passando de óleo para salmoura.

A diferença nas características faciológicas dos reservatórios, entre os poços MU17 e MU99 e mostradas pelos perfis, influenciam diferentemente nos resultados obtidos nos poços com a substituição de fluidos, não significando que tal diferença de resultado observado esteja associado a erro.

O resultado da substituição obtido com os dados do poço MU17 mostrou que este tem uma baixa sensibilidade à mudança de fluidos, mesmo utilizando as informações de velocidade das ondas cisalhantes (VS). Por outro lado, o poço MU99, por ser constituído de areias mais limpas e com baixa argilosidade, teve uma boa sensibilidade a substituição de fluidos, tanto nos perfis de VP quanto no de densidade.

A resposta dos dados de perfis no poço MU17 pode estar relacionada a argilosidade e forte presença de intercalações de níveis cimentados, fácies esta contrastante com a observada no poço MU99.

Objetivando validar a metodologia de substituição de fluidos em dados de poços contendo os perfis de velocidades VP e VS, foi também feita a substituição de fluidos no poço MU09D, que não se encontra contido na linha mostrada na figura 6.1, mas que está próximo e corta os mesmos reservatórios.

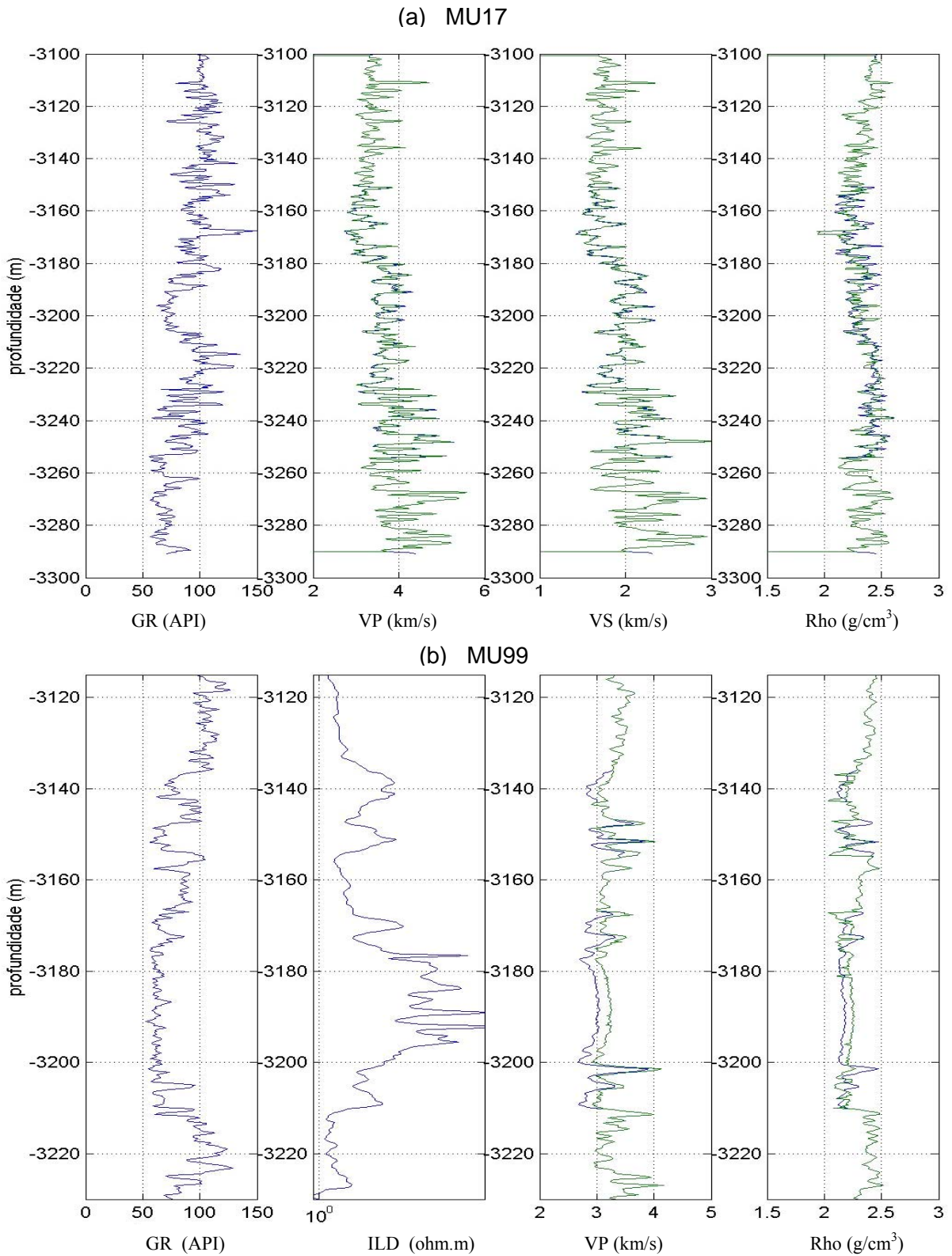


Figura 6.4 – Perfis dos poços MU17 (a) e MU99 (b), mostrando o efeito da substituição de fluidos, no reservatório de idade Cretáceo, da Bacia de Campos, passando de saturado de óleo para salmoura, 125000 ppm de NaCl. Em azul, os perfis reais referentes a condição de saturação inicial de óleo e em verde, perfis sintéticos após substituição, por salmoura.

Como observado no poço MU99, o poço MU09D também corta fácies limpa do reservatório cretáceo. Como pode ser observado no conjunto de perfis da Figura 6.5. A definição clara do intervalo com óleo mostrada no perfil de resistividade e a feição de um único corpo de areia observado no perfil de raios gama, sinalizam para um reservatório com boas características pemo-porosas.

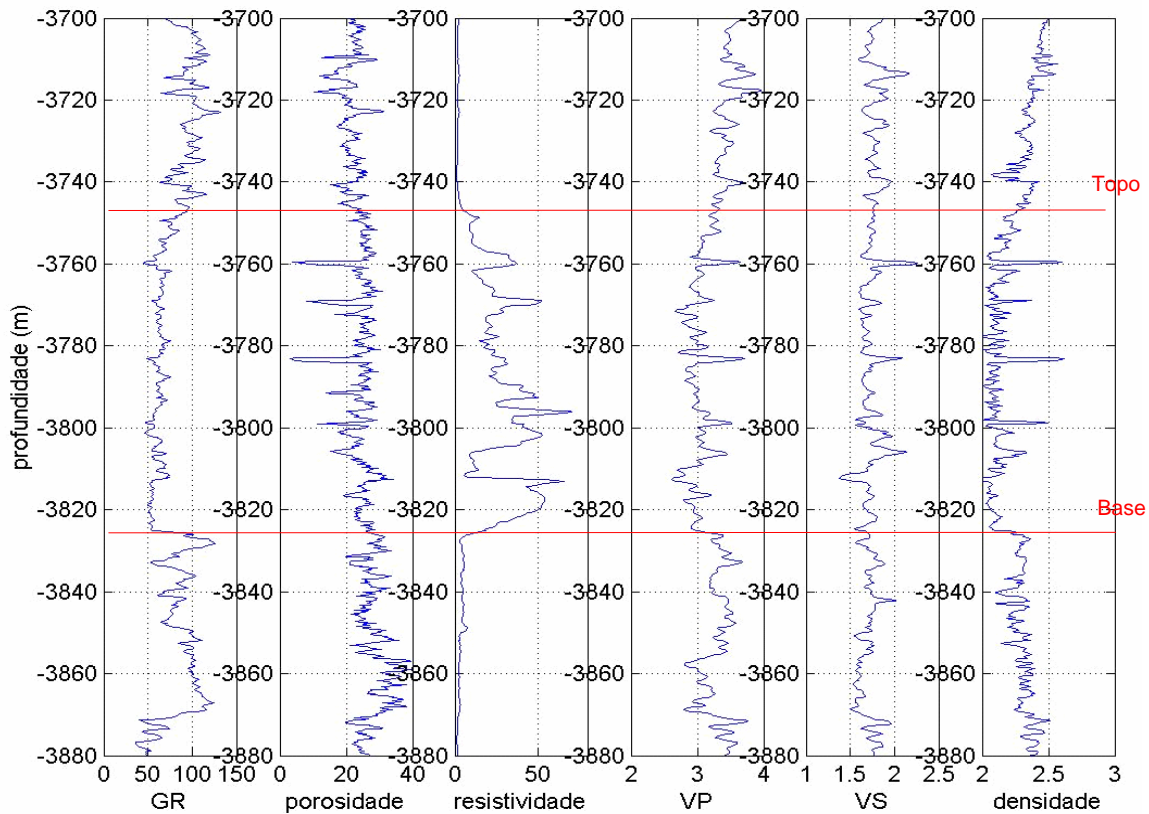


Figura 6.5 – Conjunto de perfis originais do poço MU09D. Assim como o MU99, este poço apresenta fácies limpas do reservatório cretáceo, exibido pelo padrão caixa observado nos perfis de raios gama e resistividade.

Além do mais, o fato de terem sido adquiridos os perfis sônicos VP e VS, facilita a estimativa das propriedades elásticas, Figura 6.6.a, utilizadas. O resultado obtido pela modelagem de substituição de fluidos no poço MU09D, Figura 6.6.b, confirma o potencial desse reservatório de obter informações sobre a variação de saturação de fluidos por uma sísmica 4D.

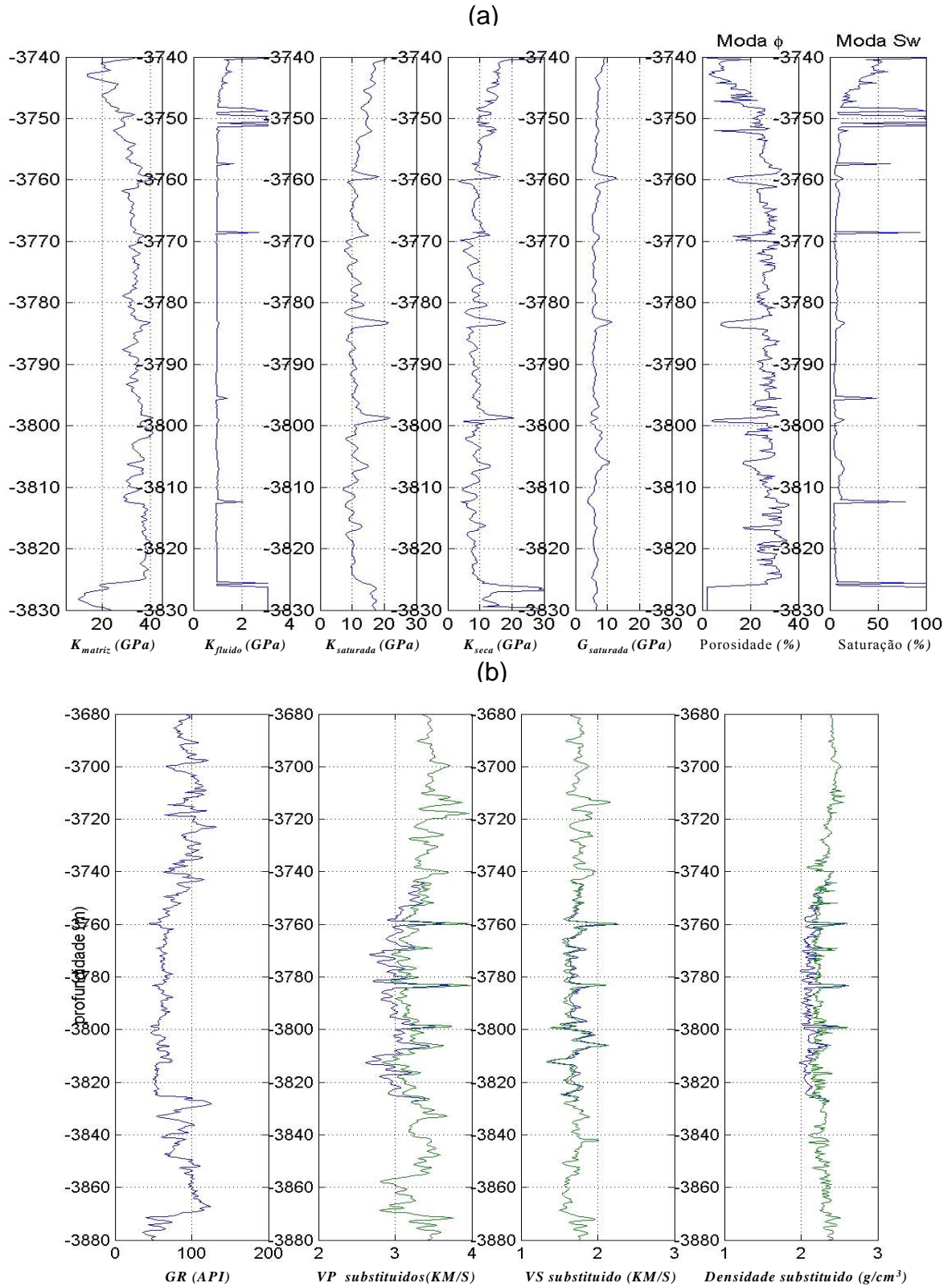


Figura 6.6 – Conjunto de perfis de parâmetros elásticos (a) e mostrando o efeito da substituição de fluidos no reservatório de idade Cretáceo, da Bacia de Campos, passando de saturado de óleo para salmoura, 125000 ppm de NaCl. Em azul, os perfis reais referentes a condição de saturação inicial de óleo e em verde, perfis sintéticos após substituição, por salmoura do poço MU09D.



### 6.3 - Perturbação da porosidade pela variação da saturação (“porosidade residual” )

Para a obtenção das propriedades de pressão e saturação a partir de dados 4D, uma das premissas básicas é que a porosidade se mantenha inalterada durante a produção. Consideração esta válida se forem minimizados os problemas relacionados à perda de massa do reservatório devido a atuação de processos que visem a manutenção da pressão no reservatório.

Mesmo sendo a estimativa dos valores de porosidade estável e, portanto, menos susceptível à presença de ruídos do que a estimativa de saturação (Seções 4.1.1 e 4.1.2), sempre existirão incertezas inerentes aos valores das constantes (relação 6.4) que influenciarão a determinação dos valores de porosidade.

Como podemos observar pela equação 6.1, existe uma dependência dos valores de velocidade das ondas compressoriais em relação aos parâmetros e coeficientes do modelo petrofísico, que pode ser expressa da seguinte forma,

$$V_P = V_P(\rho_{sat}, \kappa_{sat}, \mu_{rs}) \quad 6.4$$

Porém, esses parâmetros e coeficientes podem ser também expressos segundo a dependência destes de outros parâmetros, como por exemplo, o módulo de bulk (incompressibilidade) da rocha saturada (equação 6.3), permitindo que a relação 6.4, possa ser reescrita, passando a ser expressa como,

$$V_P = V_P(\rho_{sat}(\phi, \rho_m, \rho_f), \kappa_{sat}(\phi, \kappa_{rs}, \kappa_m, \kappa_f), \mu_{rs}) , \quad 6.5$$

e expandindo-se mais ainda a dependência temos,

$$V_P = V_P(\rho_{sat}(\phi, \rho_m, \rho_f(\rho_o, S_o, \rho_w, S_w, \rho_g, S_g)), \kappa_{sat}(\phi, \kappa_{rs}(\phi, P_{ef}), \kappa_m, \kappa_f(\kappa_o, S_o, \kappa_w, S_w, \kappa_g, S_g)), \mu_{rs}(\phi, P_{ef})) . \quad 6.6$$

Se não considerarmos a presença da fase gás no reservatório e,  $S_w = 1 - S_o$ , temos que

$$V_P = V_P(\rho_{sat}(\phi, \rho_m, \rho_f(\rho_o, \rho_w, S_w)), \kappa_{sat}(\phi, \kappa_{rs}(\phi, P_{ef}), \kappa_m, \kappa_f(\kappa_o, \kappa_w, S_w)), \mu_{rs}(\phi, P_{ef})) . \quad 6.7$$

Essa dependência dos valores de VP em relação aos parâmetros e coeficiente do modelo petrofísico fica mais evidente quando se observa a Equação

de Gassmann mostrada na equação 2.80. Assim, indiretamente, podemos afirmar que a qualidade das porosidades estimadas, a partir das velocidades das ondas compressoriais, irá depender também da qualidade e da forma como foram computados os valores dos diversos parâmetros presentes na formulação, entre os quais inclui-se a própria saturação, conforme mostra a relação 6.7.

Portanto, a conexão entre a variação nas amplitudes sísmicas, observadas em projetos de monitoramento sísmico de um campo em produção e as mudanças na pressão e na saturação do reservatório monitorado, estará fortemente relacionada com a qualidade dos valores de porosidade previamente estimados.

Mesmo, mantendo constantes os parâmetros utilizados na obtenção do modelo de porosidade, inferidos a partir do primeiro volume sísmico, a presença de um conjunto de ruídos aleatórios independentes no segundo volume sísmico (mesmo que tenha sido adquirido com a garantia da repetibilidade da aquisição e do processamento sísmico) poderiam influenciar na estimativa das variações de saturações e pressões, a partir dos atributos sísmicos 4D, caso o modelo de porosidade obtido com o primeiro dado seja utilizado como modelo correto.

Considerando a condição ideal em que a produção de um reservatório não provoque alterações significativas na pressão e na temperatura, nem tão pouco nas porosidades, podemos considerar que apenas a saturação seja a única propriedade a sensibilizar a variar durante a produção. Neste caso, a saturação torna-se, portanto, o único atributo a ser o foco da sísmica 4D. É dentro desse contexto que estamos propondo uma metodologia de obtenção das informações de saturação a partir dos parâmetros de porosidade, baseada na interdependência entre as propriedades de porosidade e saturação (perturbação da porosidade). A obtenção do atributo, aqui denominado de "porosidade residual", baseia-se no fato de existir uma "perturbação nos valores de porosidade" devido a variação nos valores de saturação, isso se mantivermos inalteradas todos os outros coeficientes e parâmetros do modelo. Dentro desse enfoque temos que na expressão 6.7, a densidade da matriz ( $\rho_m$ ), referente a densidade da rocha saturada, os módulos elásticos matriz ( $\kappa_m$ ) e da rocha seca ( $\mu_{rs}$  e  $\kappa_{rs}$ ), poderão ser considerados parâmetros constantes, dentro do processo de interpretação de dados 4D.

O princípio baseia-se no fato de que, ao realizarmos a inferência das propriedades do reservatório a partir de dados adquiridos após um determinado período de produção, assumindo que exista apenas variação na saturação do reservatório, esses novos valores de porosidade deverão apresentar uma perturbação em seus valores referentes às mudanças de saturação. De tal forma à no possibilitar expressar essa dependência através da relação,  $\phi = \phi(S_w)$  e, conseqüentemente, a relação 6.7 poderá ser reescrita da seguinte forma,

$$V_p = V_p(\rho_{sat}(\phi(S_w)), \rho_m, \rho_f(\rho_o, \rho_w, S_w)), \kappa_{sat}(\phi(S_w), \kappa_{rs}(\phi, P_{ef}), \kappa_m, \kappa_f(\kappa_o, \kappa_w, S_w)), \mu_{rs}(\phi, P_{ef})) . \quad 6.8$$

Uma forma de demonstrar a relação de dependência que existe entre a estimativa dos valores de porosidade e a saturação, é inserindo na expressão 6.1, uma relação de perturbação,  $\kappa_{sat}(\phi + d\phi, k_f) = \kappa_{sat}(\phi, k_f + dk_f)$ , de tal forma que,

$$\kappa_{rs} + \frac{\left(1 - \frac{\kappa_{rs}}{\kappa_m}\right)^2}{\frac{(\phi + d\phi)}{\kappa_f} + \frac{1 - (\phi + d\phi)}{\kappa_m} - \frac{\kappa_{rs}}{\kappa_m^2}} = \kappa_{rs} + \frac{\left(1 - \frac{\kappa_{rs}}{\kappa_m}\right)^2}{\frac{\phi}{(\kappa_f + d\kappa_f)} + \frac{1 - \phi}{\kappa_m} - \frac{\kappa_{rs}}{\kappa_m^2}} , \quad 6.9$$

$$\frac{1}{\frac{\phi + d\phi}{\kappa_f} + \frac{1 - (\phi + d\phi)}{\kappa_m} - \frac{\kappa_{rs}}{\kappa_m^2}} = \frac{1}{\frac{\phi}{(\kappa_f + d\kappa_f)} + \frac{1 - \phi}{\kappa_m} - \frac{\kappa_{rs}}{\kappa_m^2}} , \quad 6.10$$

$$\frac{\phi}{(\kappa_f + d\kappa_f)} + \frac{1}{\kappa_m} - \frac{\phi}{\kappa_m} - \frac{\kappa_{rs}}{\kappa_m^2} = \frac{\phi}{\kappa_f} + \frac{d\phi}{\kappa_f} + \frac{1}{\kappa_m} - \frac{\phi}{\kappa_m} - \frac{d\phi}{\kappa_m} - \frac{\kappa_{rs}}{\kappa_m^2} , \quad 6.11$$

$$\frac{\phi}{(\kappa_f + d\kappa_f)} = \frac{\phi}{\kappa_f} + \frac{d\phi}{\kappa_f} - \frac{d\phi}{\kappa_m} , \quad 6.12$$

$$\frac{\phi}{(\kappa_f + d\kappa_f)} = \frac{\phi}{\kappa_f} + \frac{d\phi}{\kappa_f} - \frac{d\phi}{\kappa_m} , \quad 6.13$$

$$\frac{\phi}{(\kappa_f + d\kappa_f)} - \frac{\phi}{\kappa_f} = \left(\frac{1}{\kappa_f} - \frac{1}{\kappa_m}\right) d\phi , \quad 6.14$$

$$\phi \left( \frac{d\kappa_f}{\kappa_f(\kappa_f + d\kappa_f)} \right) = \left( \frac{\kappa_f - \kappa_m}{\kappa_m \kappa_f} \right) d\phi . \quad 6.15$$

Assim, após algumas manipulações matemáticas, obtemos finalmente a expressão entre as variações de porosidade e saturação, que mostra a relação de dependência, invocado pelo acoplamento entre estas propriedades, de tal forma que, o erro na estimativa de uma irá refletir no valor a ser estimado da outra.

$$d\phi = \left( \frac{\kappa_m}{\kappa_f - \kappa_m} \right) \left( \frac{d\kappa_f}{(\kappa_f + d\kappa_f)} \right) \phi \quad 6.16$$

#### **6.4 - Implementação da metodologia de obtenção da saturação a partir da porosidade**

A qualidade das propriedades de porosidade e saturação inferidas está diretamente relacionada ao nível de ruído presente no dado, principalmente, em relação à determinação da saturação. A depender da intensidade de variação que ocorra no nível de ruído de um dado (e que dependerá do grau de estabilidade do problema), irá comprometer a instabilidade da inversão por Inferência Bayesiana.

Como demonstrado nas Seções 4.1.1 - 4.1.3, que trata da inferência de uma única propriedade, a inferência da porosidade é um processo robusto, podendo suportar dados com níveis de ruídos bem mais elevados do que na inferência de saturação. Este fato é aqui considerado fundamental para a aplicação do método de se estimar a saturação a partir da consideração da perturbação da porosidade, Seção 6.2 (“porosidade residual”).

Também foi demonstrado na seção anterior (Seção 6.3) que a variação na saturação de fluidos no reservatório Mulata, pode ser suficiente para gerar contrastes nas propriedades elásticas, de tal forma a sensibilizar os perfis de velocidades e densidade e, conseqüentemente, as propriedades sísmicas da rocha.

Assim, independente das incertezas e imprecisões existentes na determinação dos parâmetros elásticos utilizados nas equações constitutivas (densidade e velocidades VP e VS) e que servem de modelo para a inversão, existe

uma coerência entre os valores de porosidade obtidos, considerando diferentes cenários em relação aos valores de saturação do reservatório.

Portanto, ao estimarmos uma distribuição de porosidade assumindo uma condição inicial de saturação de fluidos para o reservatório, estaremos incorporando nessas estimativas todo e qualquer erro que por ventura exista. Ao repetirmos a mesma inversão, considerando as mesmas premissas e constantes utilizadas quando da primeira estimativa de porosidade, mas agora assumindo uma outra condição de saturação existente para o reservatório, iremos obter uma nova distribuição de porosidade para o mesmo reservatório.

Ao confrontarmos os dois resultados obtidos, através de uma simples subtração entre as porosidades, têm-se como resultado uma “porosidade residual” que deverá, indiretamente, refletir a saturação de fluido no reservatório (Seção 6.2).

No caso do reservatório Mulata, saturado de óleo, a aplicação da metodologia consiste, primeiramente, na determinação das propriedades sísmicas dos fluidos que saturam o reservatório e os respectivos módulos elásticos que o caracterizam, baseado na composição mineralogia, saturação e nas condições de pressão e temperatura.

Para a estimativa da propriedade de porosidade a partir de dados de impedâncias, calculou-se a distribuição *a posteriori* para a porosidade  $p(\phi, | \mathbf{d}_I, \mathbf{I})$  através do Teorema de Bayes, que pode ser sintetizado pela seguinte expressão:

$$p(\phi | \mathbf{d}_I, \mathbf{I}) \propto l(\mathbf{d}_I | \phi) q(\phi, | \mathbf{I}) \quad 6.17$$

sendo,  $l(\mathbf{d}_I | \phi)$  a função verossimilhança e

$q(\phi | \mathbf{I})$  a distribuição *a priori*.

Onde  $\mathbf{d}_{IP} = I(\phi) + \mathbf{e}_I$ ,

tal que,  $I$  refere-se ao modelo de impedância P e S, que são expressas por,

$$IP = \rho_{sat} V_P$$

$$= \left\{ \left[ \left( \kappa_{rs} + \frac{4}{3} \mu_{rs} \right) + \frac{\left( 1 - \frac{\kappa_{rs}}{\kappa_m} \right)^2}{\left( 1 - \frac{\kappa_{rs}}{\kappa_m} \right) \frac{1}{\kappa_m} + \phi \left( \frac{1}{\kappa_f} - \frac{1}{\kappa_m} \right)} \right] \left[ (1 - \phi) \rho_m + \phi \rho_f \right] \right\}^{1/2} \quad 6.18$$

$$IS = \rho_{sat} V_S$$

$$= \left\{ \mu_{rs} \left[ (1 - \phi) \rho_m + \phi \rho_f \right] \right\}^{1/2} \quad 6.19$$

onde

$$\rho_m = (1 - \chi) \rho_{qz} + \chi \rho_{arg} \quad 6.20$$

$$\rho_f = S_o \rho_o + S_g \rho_g + S_w \rho_w \quad 6.21$$

Portanto, após realizarmos a calibração e o ajuste dos nossos modelos aos parâmetros obtidos a partir de dados reais, realizarmos as inferências de porosidade assumindo duas condições.

1. A primeira considerando uma saturação errada para o reservatório, de tal forma que o reservatório estivesse totalmente saturado de salmoura.
2. A segunda consiste em fazer a inferência de porosidade assumindo a saturação correta, isto é, considerando a saturação média de 15% para todo o intervalo.

Como uma terceira etapa, realiza-se a diferença entre as porosidades obtidas, porosidade  $\phi_{Sw100\%}$  menos a porosidade  $\phi_{Sw15\%}$ , devendo obter uma distribuição de porosidade residual positiva, já que ao assumirmos a opção pela saturação errada, salmoura em vez de óleo, automaticamente, a inversão tenderá a compensar essa suposição errada buscando valores de porosidade maiores que o real, para compensar a maior densidade do fluido salmoura.

Para validar a metodologia proposta nesta tese, vamos inicialmente inverter as impedâncias IP dos poços MU09D, MU17 e MU99, mantendo a razão de amostragem original dos perfis dos poços, mas assumindo três condições diferentes de saturação. Serão obtidos ao final, três conjuntos diferentes de valores de porosidades estimadas, cada um relacionado a um valor de saturação.

Para o primeiro conjunto, utilizaremos os valores modais de saturação estimados conjuntamente com a porosidade e que estão coerentes com os valores obtidos pela equipe de analistas de perfis ( $\phi_{Sw\_est}$ ) e que foram previamente calculados na Seção 5.2.

O segundo conjunto será calculado utilizando-se o valor de saturação de água inicial para o reservatório, estimada por ensaios de laboratórios que é igual a 15%. O terceiro e último conjunto de porosidade será estimado assumindo-se a condição errada de que o reservatório estaria totalmente saturado de água ( $S_w = 100\%$ ). Os valores de porosidade modais, estimados a partir de cada uma das três condições de saturação, para cada um dos poços (MU09D, MU17 e MU99) estão mostrados nas figuras 6.7.a, 6.8.a e 6.9.a. De uma forma geral, as curvas de valores das porosidades modais estimados considerando as saturações previamente calculadas (curvas em azul), com os estimados considerando o valor de saturação média igual a 15% (curvas em vermelha), estão praticamente superpostas. Esta similaridade nos resultados confirma a condição de que o intervalo estudado, do reservatório cretáceo do Campo de Mulata, está totalmente saturado de óleo e que o valor de saturação inicial (água irreduzível) utilizado pela equipe de reservatório, de fato, é de aproximadamente 15%.

Por outro lado, as curvas de porosidades modais obtidas assumindo valores de saturação de 100% (curva de cor preta), apresentam comportamento anômalo, estando bem afastadas das outras porosidades modais. O efeito que a perturbação nos valores de saturação exercem nas estimativas das porosidades (Seção 6.2) fica realçado.

Essa diferença está mais evidente nos perfis dos poços MU09D e MU99, onde os reservatórios são mais limpos e apresentam uma qualidade permo-porosa melhor do que o poço MU17. Este por sinal não apresentou uma separação tão clara

entre as curvas de porosidade modal para as condições de saturação de 15% e 100%, quanto os outros dois poços.

Os valores das porosidades modais, estimadas a partir dos perfis de impedância S dos poços MU17 e MU09D (figuras 6.7a e 6.8a) mostraram que não existem diferenças significativas entre os resultados obtidos com as diferentes condições de saturação. O que confirma a pouca influência que a saturação tem sobre as porosidades estimadas a partir dos perfis sônicos de ondas cisalhantes.

Para obter a curva de porosidade residual nos referidos poços, optamos por realizar a diferença entre porosidades obtidas com os valores de saturação de 100% e das obtidas com saturação de 15%, mantendo-se constantes todos os outros parâmetros elásticos. Os resultados estão mostrados nas figuras 6.7b, 6.8b e 6.9b.

Na coluna da extrema direita das respectivas figuras, estão *plotadas* as curvas referentes às porosidades modais, assumindo-se valores de saturações de 100% e 15%, curvas preta e azul, respectivamente. A curva em vermelho representa a curva de “porosidade residual” resultante da diferença entre as porosidades inferidas a partir das duas condições de saturação.

Nos poços MU09D e MU99, o valor médio da “porosidade residual” ficou em torno de 15%, enquanto que o MU17, que tem as piores características de reservatório, apresentou uma porosidade residual em torno de 9%, no melhor intervalo.

Uma possível interpretação para esses dados é uma perturbação de 85% no valor de saturação (de 100% para 15%), será suficiente para gerar um erro de 15% nos valores de porosidade para os poços MU09D e MU99, e um erro de 9% para os valores de porosidade para o poço MU17.



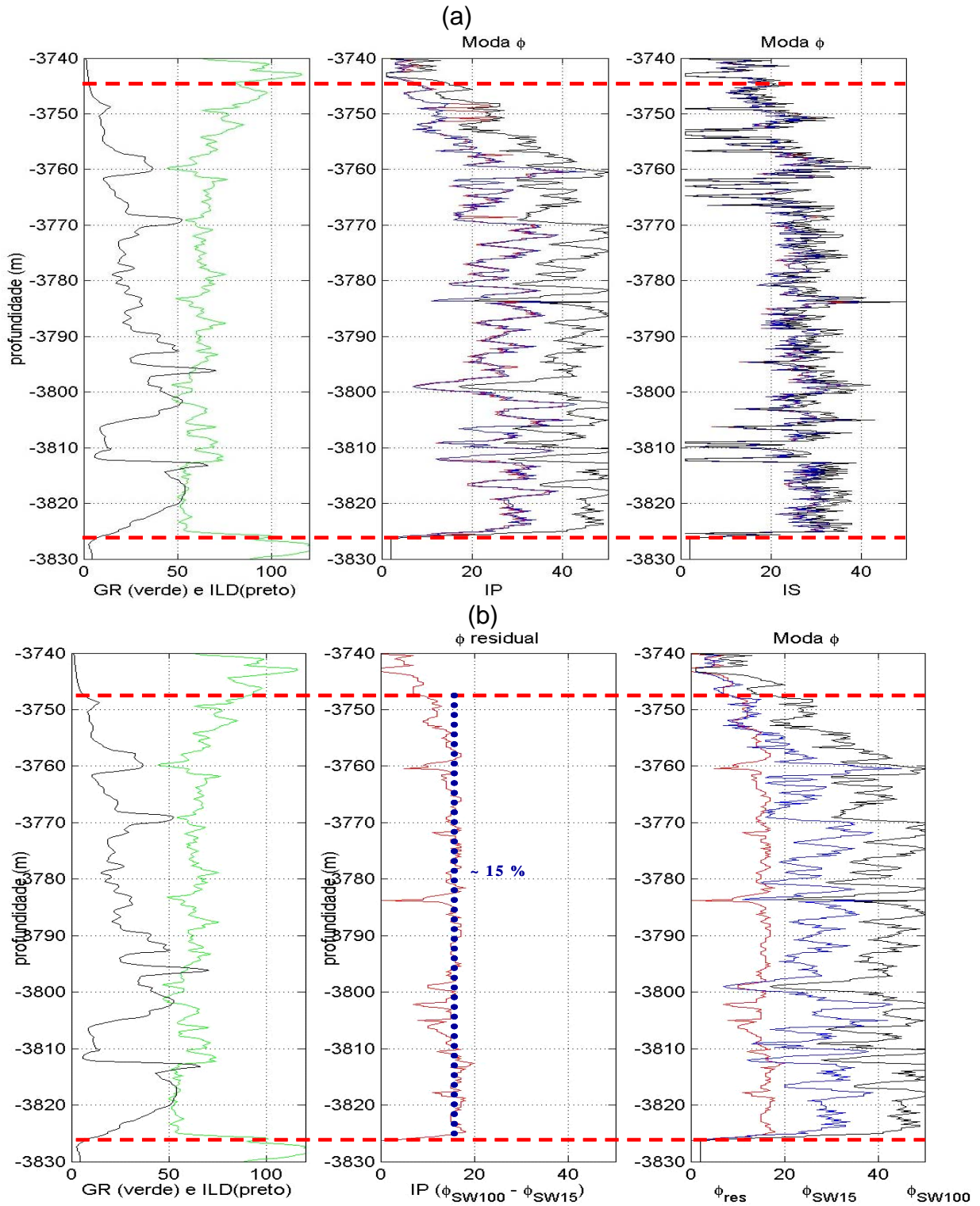


Figura 6.7 – Perfis do poço MU09D. Em (a), temos os perfis com as modas de porosidade estimadas assumindo-se três condições diferentes de saturação, a partir dos perfis de IP e IS. Em vermelho as porosidades estimadas com base nas saturações estimadas pela inferência conjunta. Em azul as porosidades estimadas assumindo uma saturação média para todo o reservatório igual a 15% e em preto a porosidade estimada assumindo-se a condição errada de que o reservatório está totalmente saturado de salmoura, 100%. Em (b), temos no conjunto de perfis com as curvas de porosidade modal, obtidos a partir dos perfis de impedância IP, assumindo-se as condições de saturação de salmoura, 100% e 15%, curvas preto e em azul respectivamente. Em vermelho temos o perfil de porosidade residual obtido pela subtração entre as duas curvas de moda de porosidade.

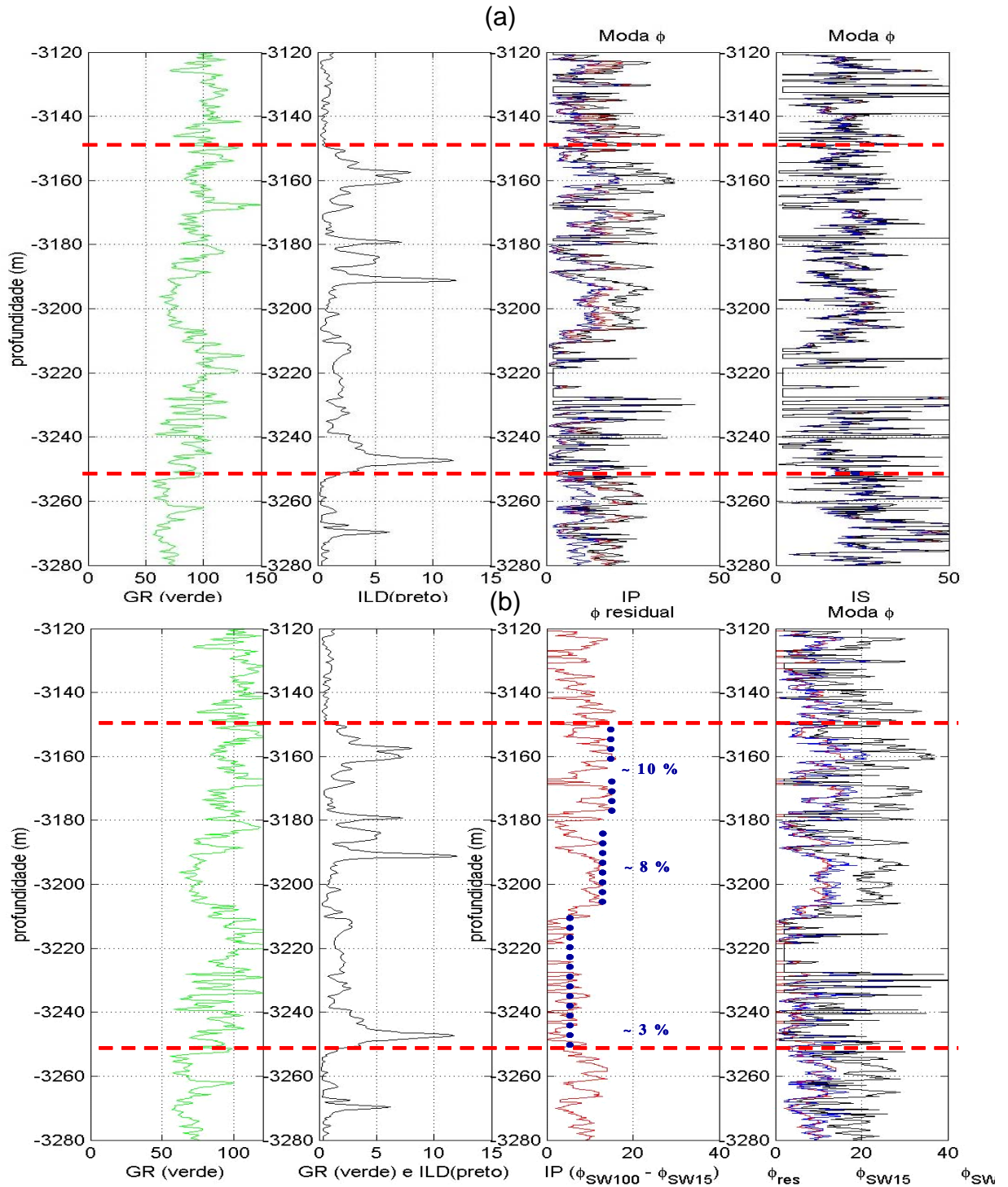


Figura 6.8 – Perfis do poço MU17. Em (a), temos os perfis com as modas de porosidade estimadas assumindo-se três condições diferentes de saturação, a partir dos perfis de IP e IS. Em vermelho as porosidades estimadas com base nas saturações estimadas pela inferência conjunta. Em azul as porosidades estimadas assumindo uma saturação média para todo o reservatório igual a 15% e em preto a porosidade estimada assumindo-se a condição errada de que o reservatório está totalmente saturado de salmoura, 100%. Em (b), temos no conjunto de perfis com as curvas de porosidade modal, obtidos a partir dos perfis de impedância IP, assumindo-se as condições de saturação de salmoura, 100% e 15%, curvas preto e em azul respectivamente. Em vermelho temos o perfil de porosidade residual obtido pela subtração entre as duas curvas de moda de porosidade.

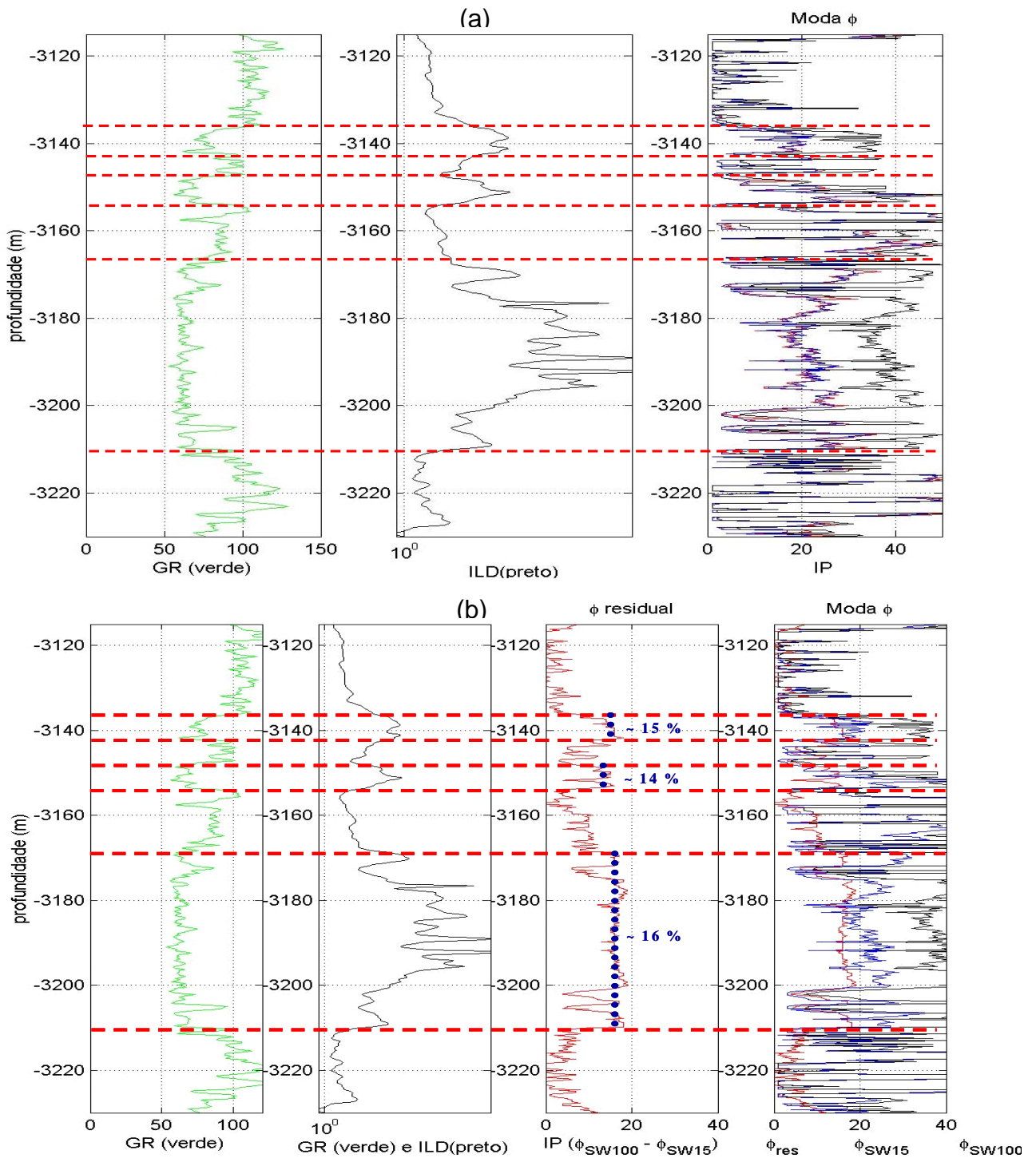


Figura 6.9 – Perfis do poço MU99. Em (a), temos os perfis com as modas de porosidade estimadas assumindo-se três condições diferentes de saturação, a partir do perfil de IP. Em vermelho as porosidades estimadas com base nas saturações estimadas pela inferência conjunta. Em azul as porosidades estimadas assumindo uma saturação média para todo o reservatório igual a 15% e em preto a porosidade estimada assumindo-se a condição errada de que o reservatório está totalmente saturado de salmoura, 100%. Em (b), temos no conjunto de perfis com as curvas de porosidade modal, obtidos a partir dos perfis de impedância IP, assumindo-se as condições de saturação de salmoura, 100% e 15%, curvas preto e em azul respectivamente. Em vermelho temos o perfil de porosidade residual obtido pela subtração entre as duas curvas de moda de porosidade.

Nas situações em que os poços apresentaram reservatórios com características bem homogêneas, MU09D e MU99, vimos que o valor da “porosidade residual” nos intervalos dos reservatórios mostrou um comportamento, aproximadamente, constante, tendendo a um valor único em todo o intervalo do reservatório.

Nos exemplos mostrados anteriormente, mais especificamente os dos poços MU99 e MU09D, vimos que o valor de “porosidade residual”, obtido pela subtração entre as duas condições extremas para o reservatório (100% e 15%), gerou uma perturbação em torno de 15%.

No experimento acima, foi calculado o valor da perturbação da porosidade (“porosidade residual”), considerando duas situações diferentes de saturação (15% e 100%). Se realizarmos continuamente o cômputo da perturbação de porosidade, mantendo as mesmas condições descritas, de tal forma que o limite superior de saturação irá se reduzindo de 1% em 1%, isto decrescendo de 100% até 15% (saturação inicial), isto é, mantendo fixo um valor de saturação e variando a outra condição de saturação, conforme as relações mostradas em nas relações 6.14, teremos como resultado uma superfície referente ao conjunto de 85 perfis de “porosidade residual”, Figura 6.10.

$$\begin{aligned}\phi_{res\_1} &= \phi_{Sw\_100\%} - \phi_{Sw\_15\%} \\ \phi_{res\_2} &= \phi_{Sw\_98\%} - \phi_{Sw\_15\%} \\ &\cdot \\ &\cdot \\ &\cdot \\ \phi_{res\_85} &= \phi_{Sw\_15\%} - \phi_{Sw\_15\%}\end{aligned}\tag{6.14}$$

Esta superfície, mostrada na Figura 6.10 (referente a sucessivas inversões realizada no traço de impedância P do poço MU09D), representará todo o intervalo estudado e tenderá a um valor de porosidade residual nula quando as condições de saturação atingirem o limite inferior de 15%. O comportamento regular dessa superfície, que reflete a variação dos valores de “porosidades residual”, nos intervalos do reservatório, sugere a possibilidade de se construir uma função que

relacione a “porosidade residual” com valores de saturação. Os “vales”, observados ao longo da superfície estão associados as heterogeneidades, pequenas camadas de folhelhos ou mesmo de intervalos camadas de arenitos com elevada argilosidade.

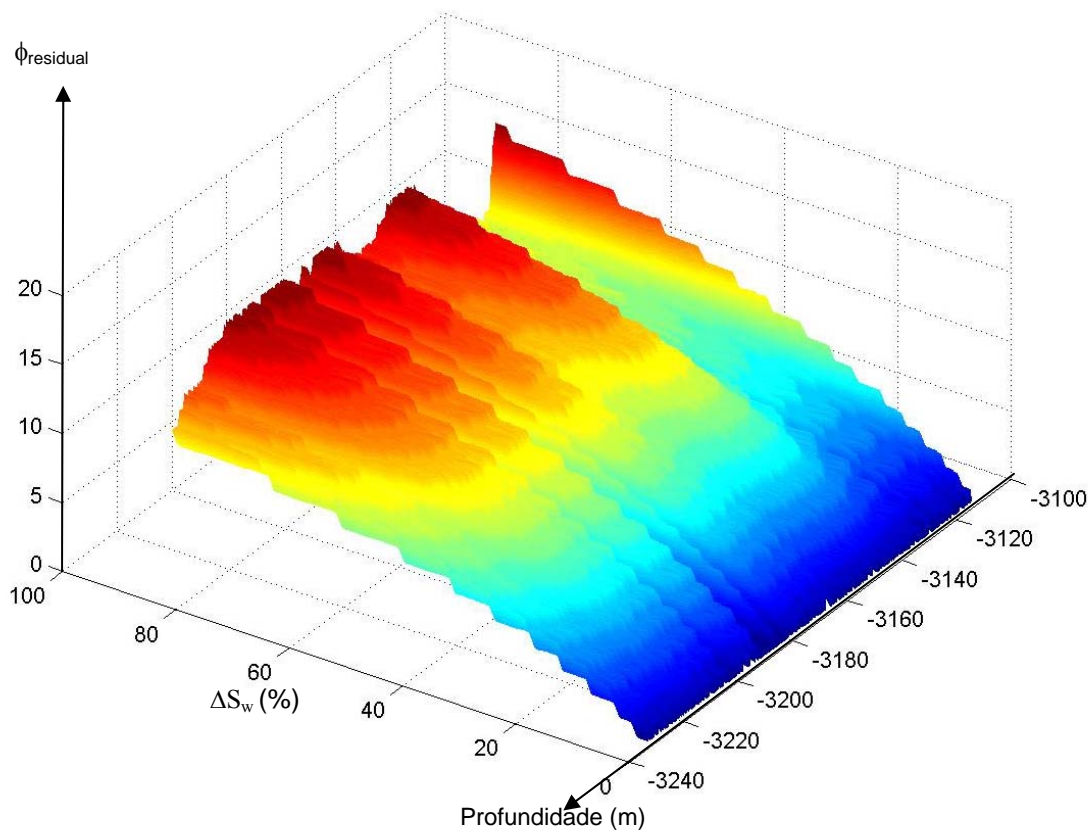


Figura 6.10 – Superfície de “porosidade residual” obtida pela subtração de pares de porosidade obtidos assumindo-se diferentes condições de saturação, obtida da inversão do traço de impedância do poço MU09D. Observa o comportamento regular da função ao longo de pontos no reservatório.

Ao selecionarmos um dos três conjuntos de perfis de “porosidade residual” e o *cross-plotarmos* contra a variação de saturação (do traço de impedância P do poço MU09D), obteremos uma função polinomial que relaciona a “porosidade residual” com a diferença de saturação, Figura 6.11.

A função polinomial expressa na equação 6.15, descreve uma forma de obtenção das diferenças nas saturações ( $\Delta S_w$ ) a partir das “porosidades residuais”, em situações de movimentação de fluidos no reservatório Mulata.

$$\Delta S_W = 1E - 5\phi_{res}^3 - 0,0028\phi_{res}^2 + 0,3398\phi_{res}$$

6.15

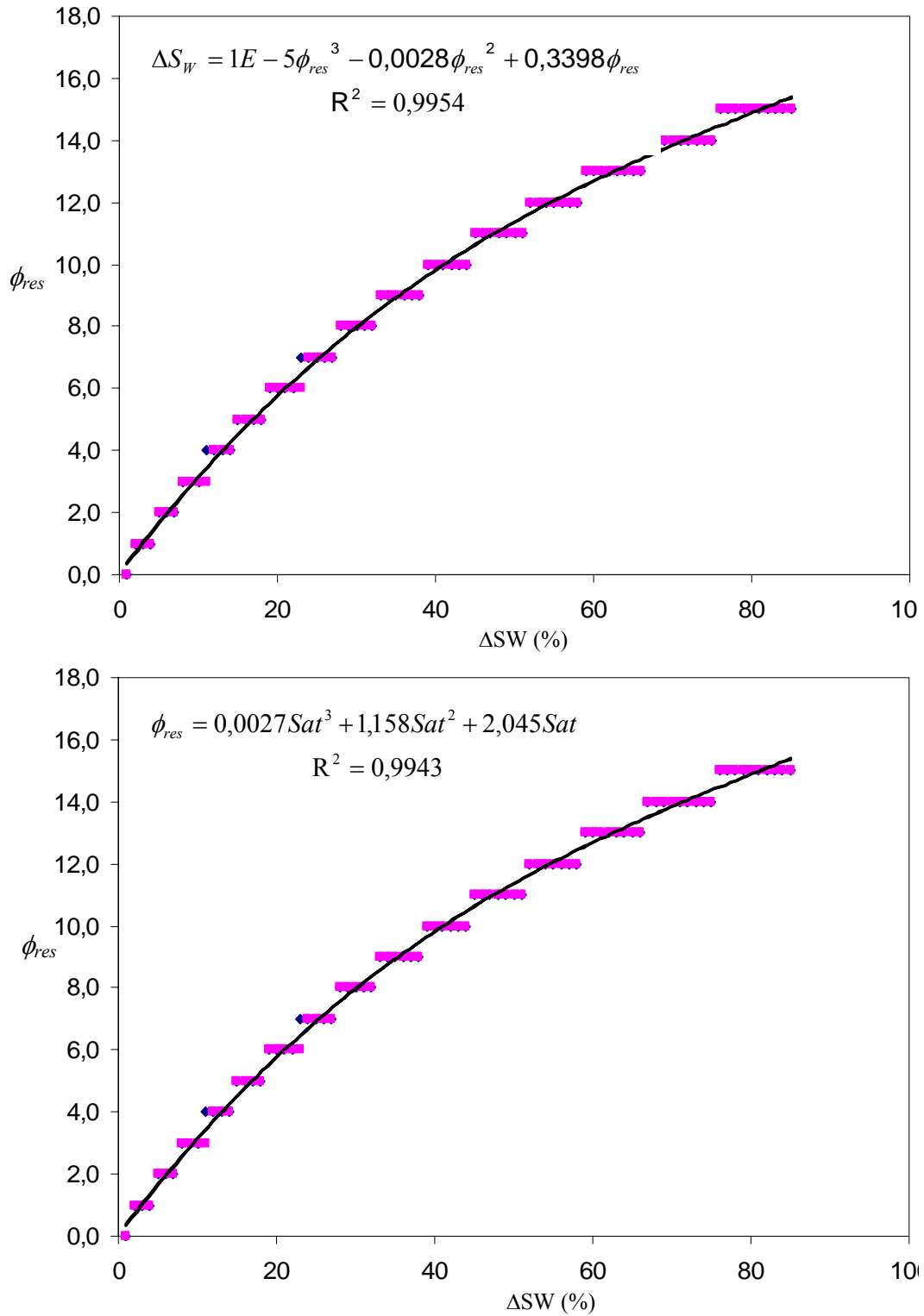


Figura 6.11 – Gráficos superpondo o conjunto de 3 curvas que compõem a superfície e as funções matemáticas que relacionam a porosidade residual e a variação de saturação.

Como demonstrado até agora, o valor da saturação tem influência direta na estimativa da porosidade. Para uma melhor compreensão a cerca do problema levantado, vamos fazer um exercício idealizado de um reservatório em produção, em que apenas a variação de saturação seja a propriedade a ser registrada por dados sísmicos 4D. Neste caso, a porosidade estimada a partir do volume sísmico inicial (antes da produção), onde foi assumindo para isto o valor de saturação inicial do reservatório ( $S_{wi} = 15\%$ ), será a porosidade de referência nesse processo. Após um determinado período de produção, uma nova condição de saturação irá ocorrer no reservatório (desprezando-se as alterações na porosidade e a variação na pressão que possam ocorrer), de tal forma que numa nova aquisição de dados sísmicos, esses dados passem a refletir essas mudanças ocorridas nos valores de saturação. Assim, ao estimarmos a porosidade, a partir desse novo volume sísmico (dado monitor) mantendo-se a mesma condição de saturação inicial para o modelo usado na inversão ( $S_{wi} = 15\%$ ), estaremos inserindo uma perturbação na nova porosidade estimada em relação a sua estimativa inicial (realizada a partir do dado inicial), devido à consideração errada nos valores de saturação do modelo.

Tal perturbação, que pode ser obtida através da subtração entre esses valores de porosidade estimados com a mesma condição de saturação, irá refletir a variação de saturação ocorrida no reservatório. Este princípio foi utilizado em um conjunto de dados sísmicos 4D sintéticos conforme discussão apresentada no Capítulo 7.

Para a extensão e aplicação dessa metodologia em dados sísmicos, uma vez obtidos os valores de porosidade e saturação a partir de impedância de poços, torna-se necessário adequar o modelo utilizado na inversão dos dados de poços. Para isso, se realizada uma filtragem e reamostragem dos perfis de impedância dos perfis de impedância de poços, de tal forma que estes apresentem o mesmo conteúdo de frequência apresentado pelo traço sísmico equivalente a posição do poço. Desta forma, podemos realizar a inversão dos dados de impedâncias obtidos nos poços, paralelamente com os traços de impedâncias sísmicas referentes à posição dos poços, e comparar os resultados. Devido a diferença de escala e de origem dos dados de impedância, ajustes no modelo usado na inversão dos dados poderão ser feitos de tal forma a verificar a possibilidade de uma nova calibração entre os dados de impedância de poços e sísmica. Quanto mais próximos forem os

resultados estimados a partir de dados obtidos em escalas diferentes, melhor deverá ser o resultado que deverá ser conseguido com a aplicação do método em dados de impedância sísmica.

## **6.5 - Comparação e aplicação da metodologia em dados adquiridos em escalas diferentes, dados sísmicos e dados de poços**

A aplicação em dados adquiridos em escalas diferentes (sísmica e de perfis de poço), baseia-se na correlação e avaliação do resultado entre os traços de impedâncias P da seção nas posições dos poços MU17 e MU99, conforme mostrado na Figura 6.1.

Para comparação entre as curvas de impedância P adquiridas em diferentes escalas, optamos por realizar a filtragem e reamostragem da curva de impedância P do poço, de tal forma que esta apresente o mesmo conteúdo de frequência apresentada pela sísmica.

A Figura 6.12 (a e b) mostra os perfis de raios gama, resistividade e impedância P, dos poços MU17 e MU99, e identifica o topo e a base dos reservatórios (linha vermelha tracejada). Na segunda coluna estão plotados as curvas de impedância P dos poços original (perfil de cor azul) e filtrada para a banda de frequência da sísmica (perfil de cor preto). Na primeira coluna estão superpostos os perfis de impedância P do poço e do traço sísmico na posição do poço. Podemos observar a boa correlação que existe entre o perfil de impedância P do poço MU99 com a da sísmica (Figura 6.12.b). Já a correlação entre os perfis de impedância do poço MU17 com a sísmica (Figura 6.12.a) não apresentou a mesma qualidade. Visando uma melhor correlação entre a impedância do poço MU17 com a sísmica, foi feita uma busca entre outros traços vizinhos a posição do poço, até o limite de 5 traços para esquerda e direita, porém o melhor resultado obtido foi na posição coincidente com o poço.



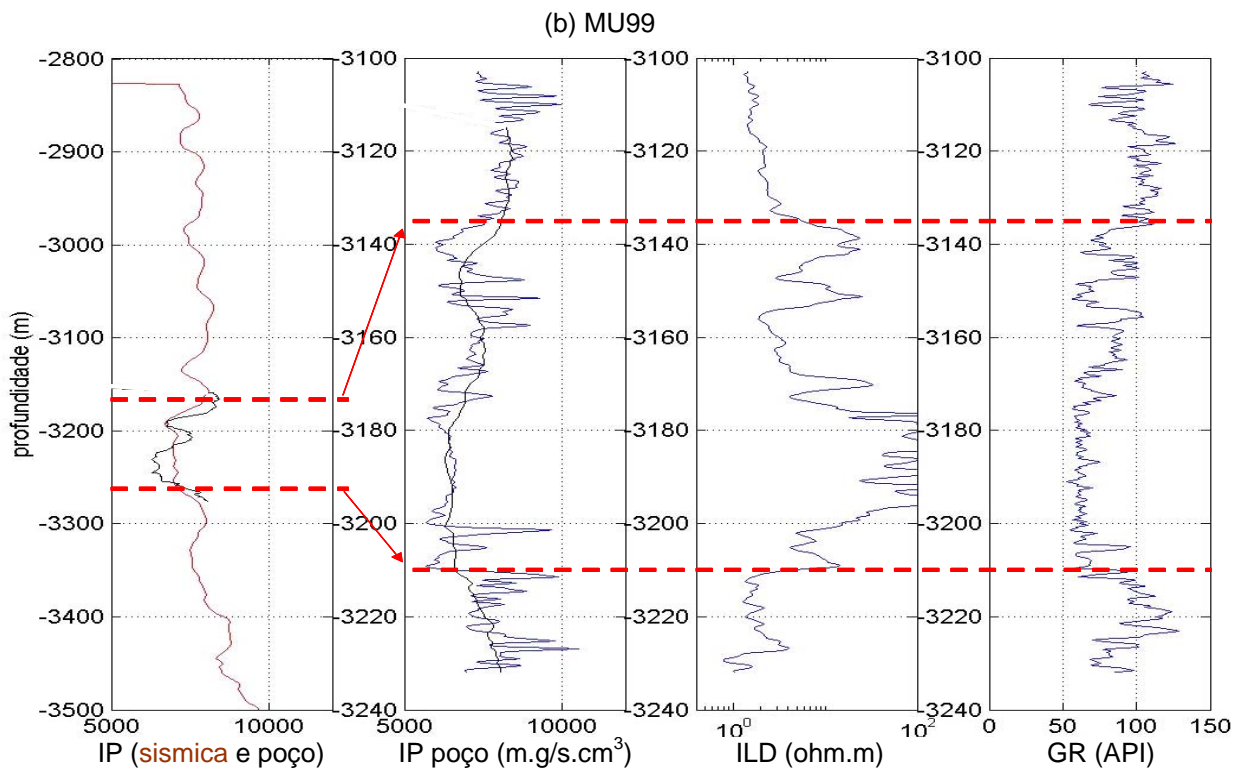
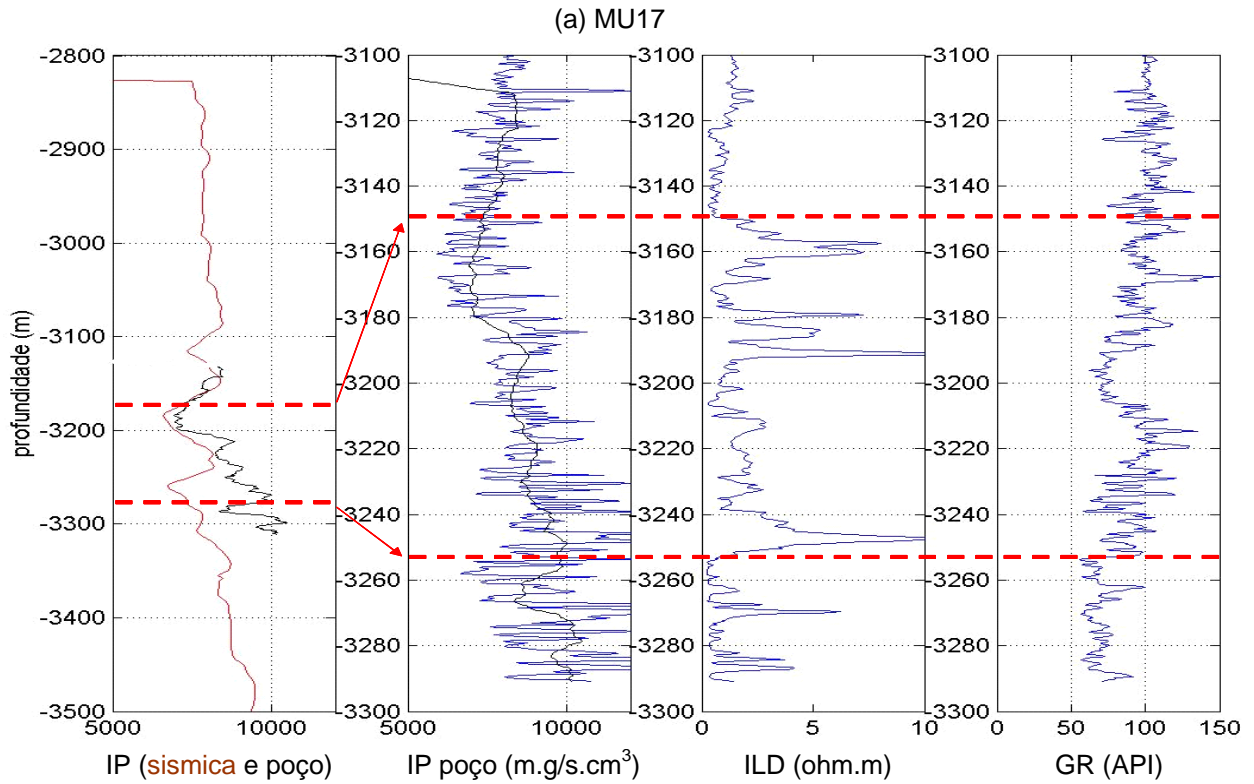


Figura 6.12 – Perfis dos poços MU17 e MU99. Na primeira coluna estão superpostos os perfis de impedância do poço e da sismica. O topo e a base do reservatório estão marcados pela linha vermelha tracejada. Na segunda coluna estão superpostos os perfis de impedância P dos referidos poços original (azul) e filtrado na frequência da sismica (preto). Observar a boa amarração entre os perfis do poço MU99, enquanto que a amarração do poço MU17, não tem a mesma qualidade. As duas últimas colunas representam, respectivamente, os perfis de resistividade (ILD) e raios gama (GR)

Independente da qualidade da correlação apresentada pelos perfis de impedância P (poços – sísmica), foi realizada a inferência das porosidades a partir das impedâncias filtradas dos poços MU17 e MU99, como também dos respectivos traços de impedância da sísmica, obtidos na posição do poço. Para tal assumiu-se duas condições de saturação, 100 % e 15 %.

As Figuras 6.13 e 6.14 mostram os perfis das porosidades estimadas considerando as diferentes condições de saturação a partir dos dados de impedância do poço (a) e da sísmica (b), para os poços MU17 e MU99, respectivamente. Na primeira coluna estão os valores de “porosidade residual”, obtido pela subtração dos valores das porosidades estimadas segundo as condições de saturação assumida para cada modelo ( $s_w = 15\%$  e  $S_w = 100\%$ ). Na segunda coluna estão apresentados os valores das porosidades modais estimadas, em cada condição de saturação, conjuntamente com o perfil de “porosidade residual”. Na terceira e quarta coluna apresentamos as curvas das porosidades modais estimadas, segundo cada condição de saturação (100% e 15%), respectivamente.

Em relação ao resultado da inversão dos perfis de impedância P dos dados sísmicos, podemos observar a boa qualidade das porosidades estimadas, a partir dos dados sísmicos para ambos os traços (Figura 6.13b e Figura 6.14b), quando comparado com o resultado obtido com inversão do perfil de IP dos poços.

O comportamento uniforme observado nos perfis de “porosidade residual”, obtido com o traço de impedância sísmica, indica que existe um valor único de saturação de óleo para todo o intervalo estudado, sem variação devido a zona de transição ou contato. Caso houvesse alguma mudança no valor de saturação esta, provavelmente, estaria representada no perfil de “porosidade residual”. Quanto aos perfis de porosidades obtidos a partir dos dados de poço, podemos observar que apesar da baixa correlação obtida entre o perfil de impedância do poço MU17 com a sísmica, houve uma clara identificação de dois intervalos com valores de porosidade bem definidos, Figura 6.13a. Estes intervalos distintos de porosidade também estão bem delimitados pelo perfil de “porosidade residual (perfil de cor vermelha). Esta variação nos valores das porosidades estimadas pode estar associada a presença de fácies reservatório diferentes das identificadas no outros poços, MU99 e MU09D.

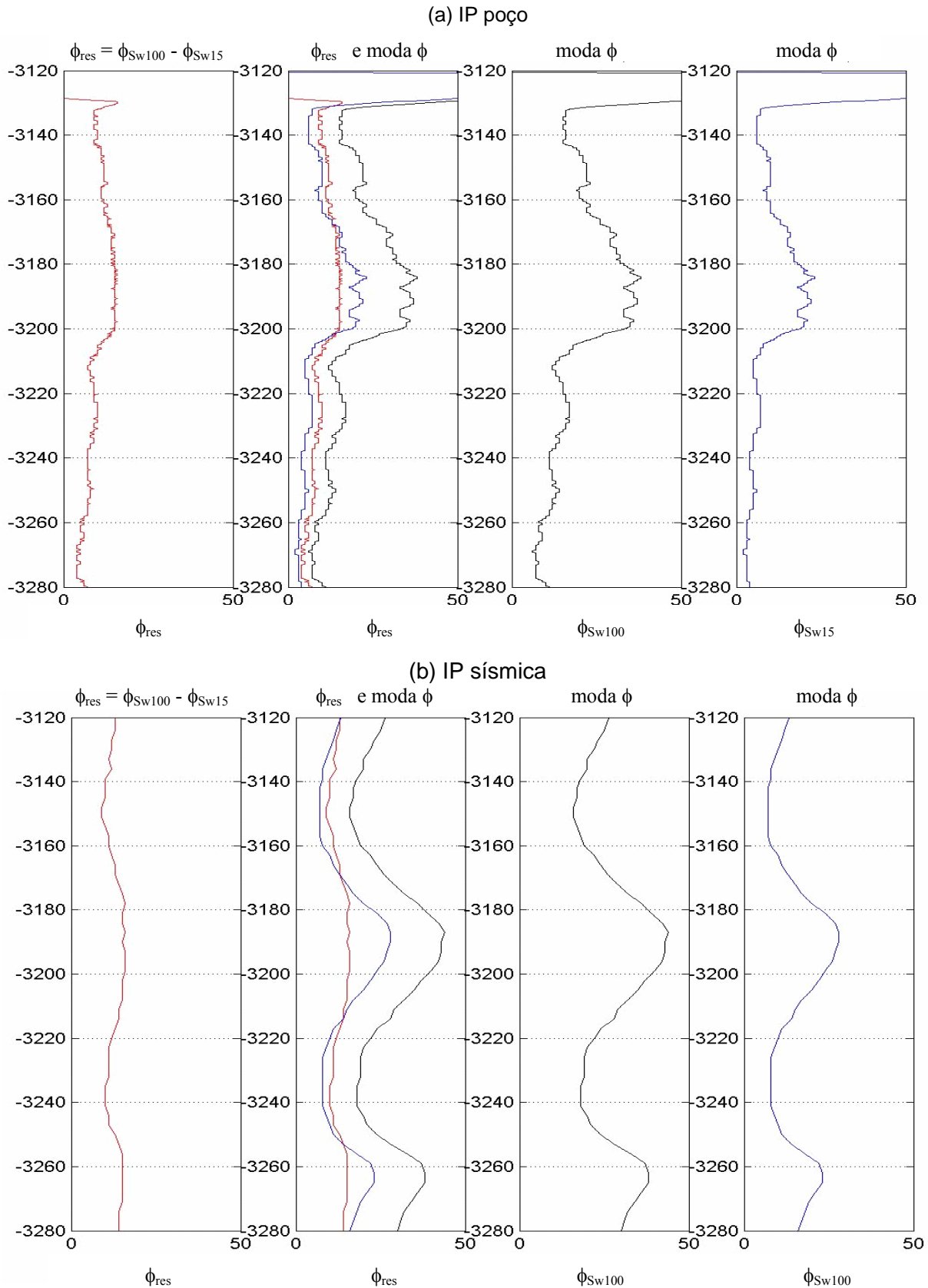


Figura 6.13 – Perfis de porosidade modal estimado a partir dos perfis de IP do poço MU17 (a) e da sísmica (b). O perfil de porosidade modal obtido com saturação de 15% (azul) e com saturação de 100% (preto), estão quarta e terceira colunas, respectivamente. Na segunda coluna estão superpostos esses perfis conjuntamente com o perfil de porosidade residual (vermelho). Este é apresentado individualmente na primeira coluna.

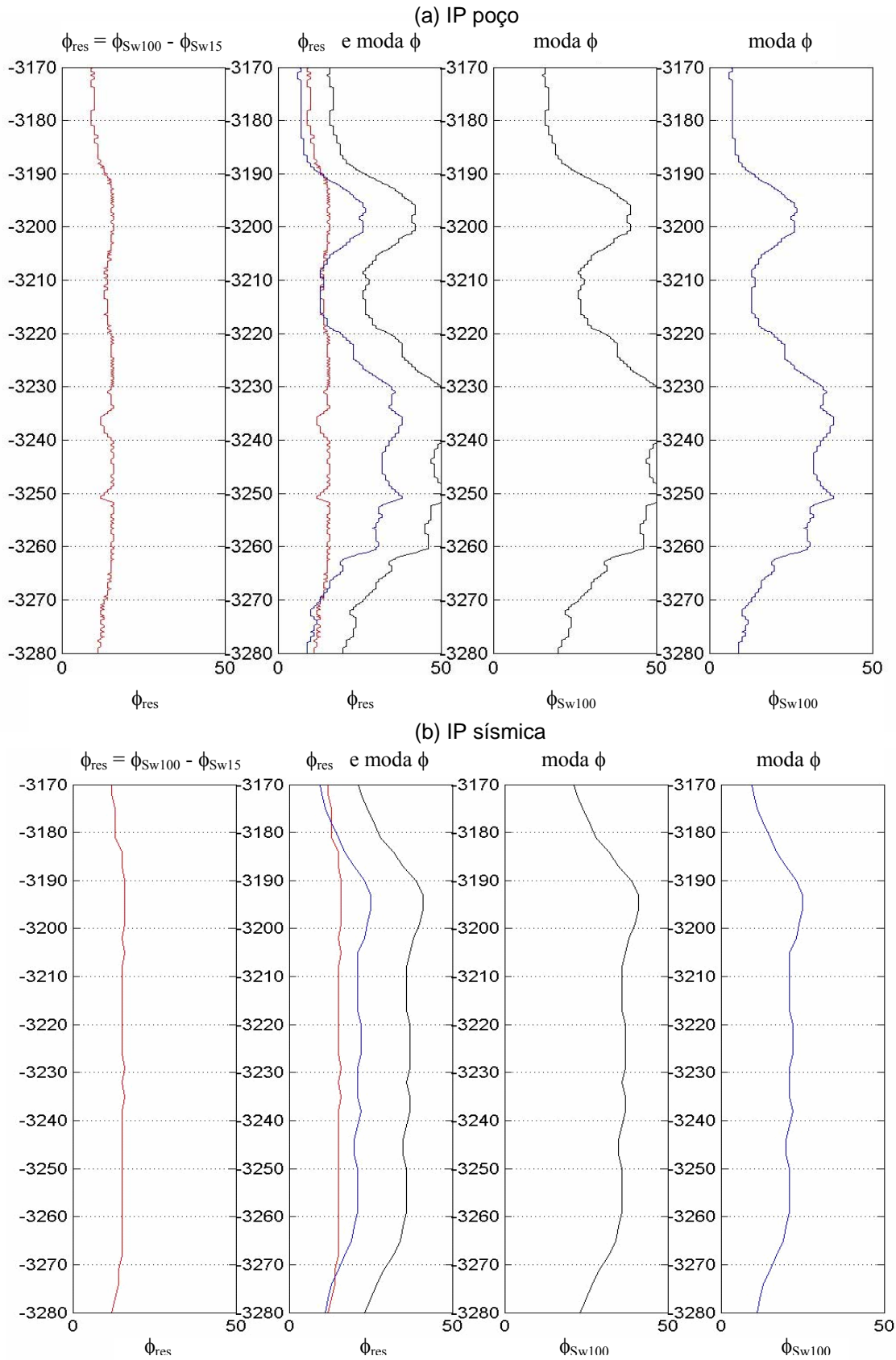


Figura 6.14 – Perfis de porosidade modal estimado a partir dos perfis de IP do poço MU99 (a) e da sísmica (b). O perfil de porosidade modal obtido com saturação de 15% (azul) e com saturação de 100% (preto), estão quarta e terceira colunas, respectivamente. Na segunda coluna estão superpostos esses perfis conjuntamente com o perfil de porosidade residual (vermelho). Este é apresentado individualmente na primeira coluna.

A Figura 6.15 sintetiza o que está mostrada nas Figuras 13 e 14. Ou seja, ela mostra os perfis de porosidades estimadas em condições de diferentes saturações, 100% e 15%, e perfil de “porosidade residual”, obtido do poço e da sísmica, superposto na primeira coluna.

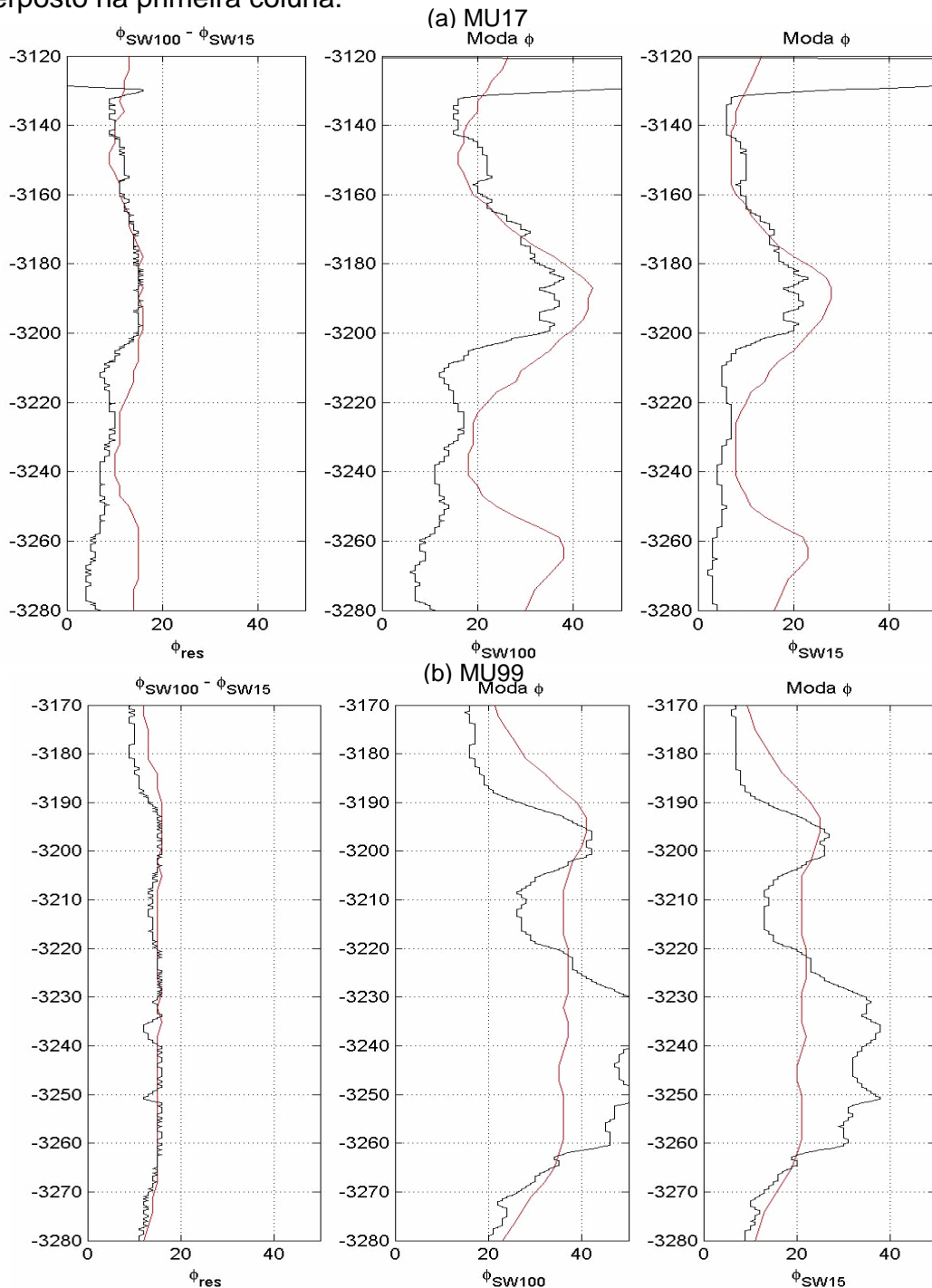


Figura 6.14 – Esta figura mostra os perfis de porosidade modal, obtidos nas diferentes condições de saturação ( $Sw = 100\%$  e  $Sw = 15\%$ ) e o perfis de “porosidades residuais”, resultantes da subtração entre os perfis de porosidade, obtidos a partir dos dados de poços (preto) e da sísmica (vermelho), superpostos em cada coluna. Observar o ajuste obtido pelo perfil de “porosidade residual” do poço MU99 e da sísmica. Sinalizando para a validação da metodologia em escala sísmica.

Observando a superposição dos resultados obtidos a partir da inversão dos dados de diferentes escalas, vemos que o ajuste obtido entre os perfis de “porosidade residual”, principalmente, para com o poço MU99 (Figura 6.15.b), possibilita a aplicação da metodologia desenvolvida em volumes sísmicos, já que o modelo utilizado na inversão conseguiu estimar valores de “porosidades residuais” bem próximos. Mesmo no poço MU17 (Figura 6.15.a), pudemos obter um bom ajuste desse perfil no intervalo de profundidade compreendido entre -3140m à -3200m, provavelmente, onde as fáceis reservatórios devem ser as mesmas do poço MU99. Desta forma, conforme demonstrado neste experimento, a utilização do conceito de perturbação da porosidade pela variação de saturação, mostrou que existe uma potencial utilização da técnica de “porosidade residual” na identificação da variação da saturação ocorrida nos reservatórios devido a produção.

Em relação aos valores de porosidade estimados, conforme esperado, mesmo após a filtragem dos dados de impedância dos poços para a banda de frequência da sísmica, esses perfis apresentaram um conteúdo de informações mais detalhadas do reservatório e que não é detectado no traço sísmico. Esta diferença tem reflexo direto nos valores das porosidades estimadas, conforme podemos observar nas segunda e terceira colunas das Figuras 6.15a e 6.15b. Porém, de uma maneira geral, o bom ajuste apresentado pelos de “porosidade residual”, obtidos a partir de informações dos poços e da sísmica, valida a aplicação desta técnica para obter informações de saturação a partir dos dados sísmicos.

Uma vez parametrizados os modelos a serem utilizados na inversão, o próximo passo será a aplicação dessa técnica para estimar a variação de saturação de reservatório em produção, a partir de dados sísmicos 4D, conforme será apresentado e discutido no próximo capítulo, onde discutiremos detalhadamente a construção do modelo 4D sintético e a aplicação da técnica desenvolvida nos dados 4D.

## **6.6 – Conclusão**

Foi realizado neste capítulo o estudo de sensibilidade dos dados de poços referentes ao reservatório Mulata, pela técnica de substituição de fluidos, visando obter suporte na utilização dos dados reais disponibilizados pela PETROBRAS, quanto a aplicação da técnica desenvolvida de inferência de saturação e da variação

de saturação pelo dado de “porosidade residual”. O estudo mostrou que as características de rocha, fluidos e de ambiente do Campo de Mulata, possibilitaram a aplicação da técnica desenvolvida, bem como, de uma aplicação futura da técnica de monitoramento sísmico 4D no reservatório.

A utilização de dados de impedância de poço mostrou ser indispensável na calibração dos parâmetros do modelo de inversão utilizado na estimativa por Inferência Bayesiana, das propriedades de porosidade e saturação a partir de dados sísmicos. Em relação aos dados de porosidades estimados a partir dos perfis de impedância dos poços e da sísmica, pudemos observar que:

- Os poços MU09 e MU99 apresentaram uma variação média de 15% nos valores de porosidade estimadas, em ambos os dados, nas diferentes condições de saturação ( $S_w = 15\%$  e  $S_e = 100\%$ ), devido a semelhança de reservatório e ao ajuste ao modelo usado para a inversão.
- O poço MU17, por apresentar diferentes fácies de reservatório dos outros dois poços, teve o seu resultado comprometido pela não caracterização precisa de cada fácies. Os diferentes resultados obtidos deveram-se ao fato de que o modelo ajustado para os poços MU09 e MU99, não corresponde a nenhuma da fácies apresentada pelo poço MU17, comprometendo a inferência de porosidade e saturação. Assim, para uma maior eficiência da aplicação desta técnica neste poço, uma avaliação sobre a composição da fácies cortada por esse poço deverá ser realizada.
- Utilizando o conceito de perturbação da porosidade foi possível construir uma relação entre a “porosidade residual” a variação de saturação, tanto nos dados dos poços quanto nos da sísmica. Apesar das diferenças apresentadas pelas porosidades estimadas, em cada condição de saturação, a comparação entre os perfis de “porosidade residual”, do poço e da sísmica, mostrou um ajuste tal que, torna a utilização desse novo atributo nos dados sísmicos confiável. Claro que a depender das características de rocha, de fluido e ambiente do reservatório esse “erro residual na porosidade” pode ser detectado ou não, tornando o uso de informações de poços indispensável.

## Capítulo 7

### Inferência das porosidade e saturação a partir de dados 4D sintéticos

Neste capítulo aplicamos o método de obtenção das propriedades de saturação e porosidade em dados 4D sintéticos. Partindo de um modelo geológico totalmente saturado de óleo (modelo inicial) simulou-se um período de produção, obtendo uma nova distribuição de saturação de óleo para o reservatório (modelo produzido).

Sobre cada uma dessas duas condições de saturação (inicial e produzido) foram gerados valores de propriedades elásticas utilizados na obtenção dos modelos de impedâncias. Essas impedâncias, representando diferentes estágios de desenvolvimento do reservatório, são então utilizados como dados de entrada para as estimativas das propriedades de saturação e porosidade.

#### 7.1 – O modelo inicial

O modelo consiste de um espesso pacote de arenito confinado por uma feição de canal com 2100 metros de largura e 140 metros de espessura no eixo. O reservatório é homogêneo, com boas características permo-porosas ( $\phi = 29\%$  e permeabilidade de 1000 mD) e encontra-se saturado de óleo ( $S_{wi} = 15\%$ ), Figura 7.1.

Pretende-se com essa geometria de reservatório avaliar ao mesmo tempo, o uso da técnica nos modelos que estejam acima da resolução sísmica (parte central do modelo) e que estejam abaixo da resolução (acunhamento das bordas), bem como no intervalo onde as amplitudes sofram o efeito de “*tunning*”.



Os principais parâmetros modelados neste experimento, tais como propriedades de rocha, fluido e ambiente do reservatório são os apresentados na Tabela 2.3, Seção 2.2.

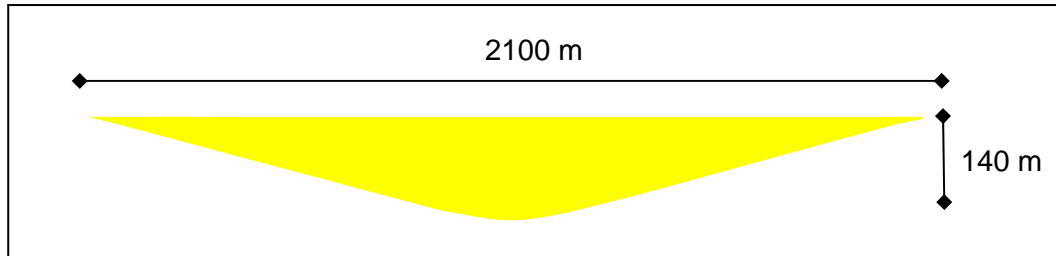


Figura 7.1 – Modelo de reservatório homogêneo totalmente saturado de óleo ( $S_{wi} = 15\%$ ). Os parâmetros e características usadas são os apresentados na Tabela 2.3.

Utilizando a metodologia de construção do meio poroso saturado, apresentada na Seção 2.2, relações de densidade (equação 2.68), modelo Biot-Gassmann (equações 2.75 e 2.76) e considerando o cálculo do Coeficiente de Biot pela expressão Polinomial (Seção 2.3), foram computadas as propriedades elásticas (densidade e velocidades P e S) para o modelo Inicial, isto é, antes da produção, Tabela 7.1.

Densidade	2,19 g/cm <sup>3</sup>
VP	2933,79 m/s
VS	1720,65 m/s

Tabela 7.1 – Propriedades elásticas do reservatório homogêneo referentes a condição inicial (antes da produção).

## 7.2 – O modelo produzido

O modelo produzido tenta refletir a distribuição das propriedades elásticas no reservatório após um determinado período de produção, sendo esse sistema representado por um par de poços injetor – produtor. O injetor está posicionado na parte central do canal (mais espessa), enquanto o produtor encontra-se posicionado próximo aos limites do reservatório. A injeção de água ocorre na base e o produtor está completado no topo.

Para realçar o contraste de saturação entre os dois modelos (inicial e produzido), é considerado a presença de uma falha que atuará como uma barreira de fluxo, isolando parte do reservatório, conforme mostrado na figura 7.2.

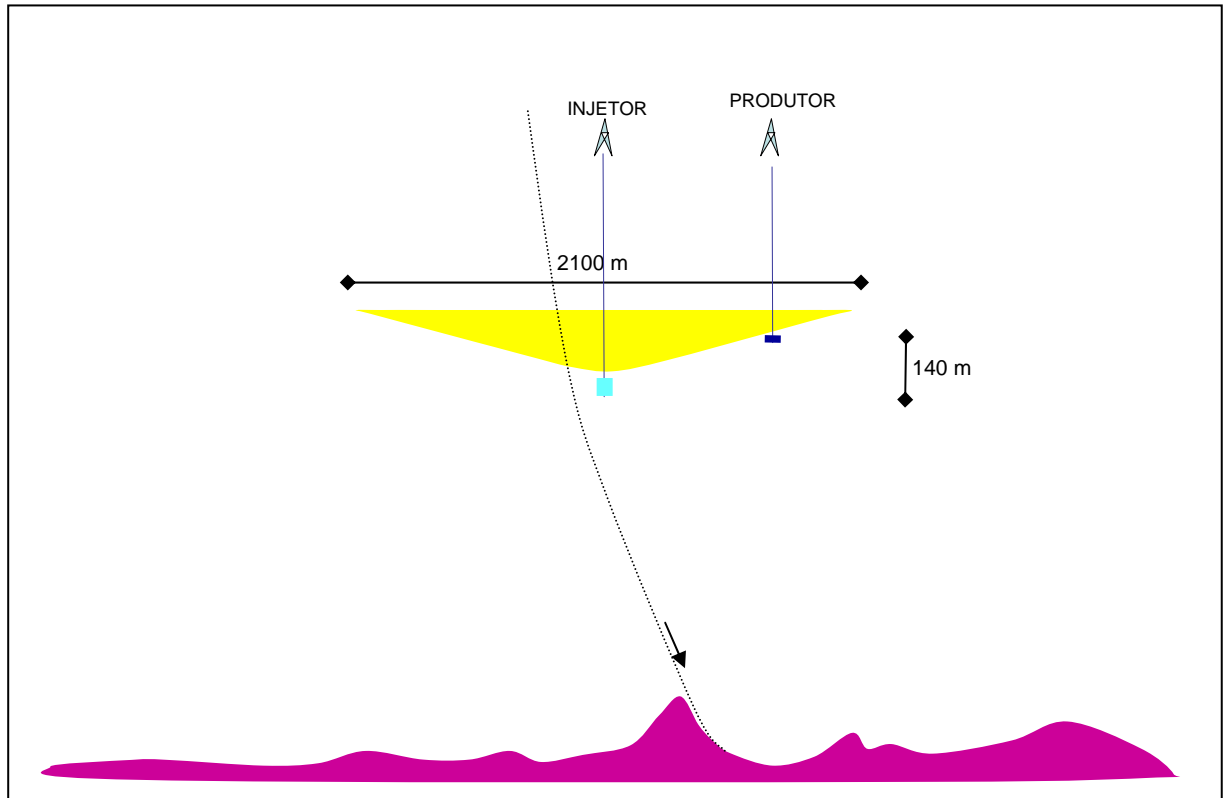


Figura 7.2 – Sistema de produção, representado pelos poços injetor e produtor.

### 7.2.1 – Simulador de fluxo

A produção no reservatório é simulada numericamente considerando o modelo *black-oil* (não composicional), *software* IMEX/GMC, que utiliza a técnica de diferenças finitas em substituição às equações diferenciais parciais utilizadas nos modelos numéricos. A geometria de canal do reservatório é discretizada em uma malha 2D com 21x10 células. A esta malha foi adicionada uma terceira dimensão, adequando o modelo geológico para ser submetido ao simulador numérico (modelo 2,5D). Desse modo, a malha tridimensional resultante é regular com 21 x 21 x 10 células de 100m x 100m x 14m, totalizando 2142 células ativas. A Figura 7.3 mostra a malha regular 3D utilizada para simular a produção.

Na simulação numérica, a saturação de óleo residual ( $S_{or}$ ) assumida é de 30% e o período de produção é de 5 anos. Esse tempo é arbitrado pela chegada de água no poço produtor (BSW).

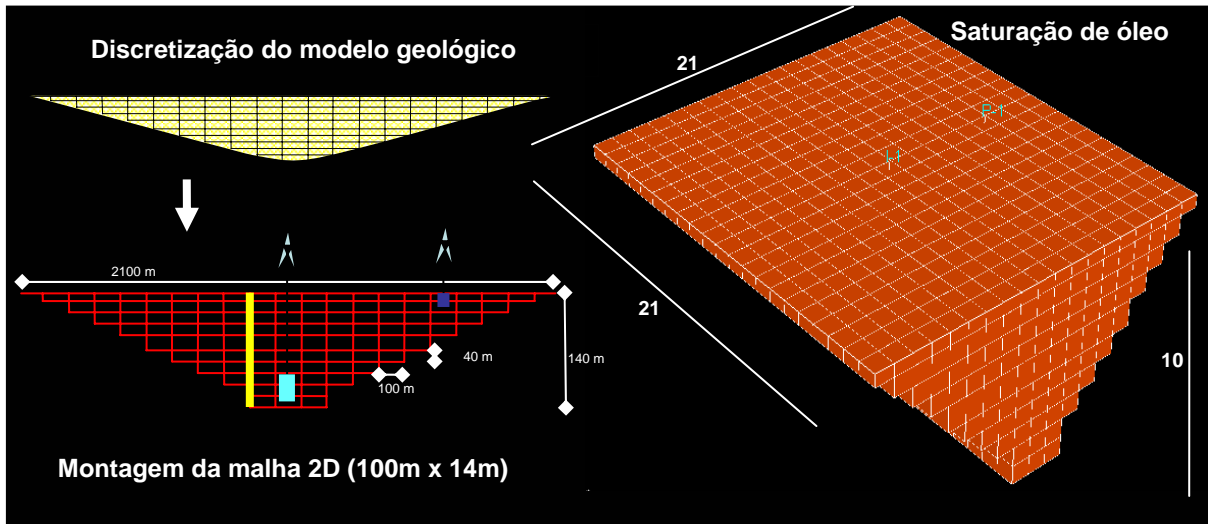


Figura 7.3 – Malha regular 3D utilizada para simular a produção/injeção.

Os principais produtos obtidos com o simulador são os mapas de saturação e pressão após o período de 5 anos de produção. As Figuras 7.4 e 7.5, mostram respectivamente as distribuições de saturação e pressão no reservatório, no início (a) e no final de 5 anos (b).

Visando minimizar o efeito que a variação de pressão média do reservatório poderia ter no resultado final, a taxa de injeção é ajustada para ser proporcional ao volume de óleo produzido. De tal forma que, o volume de água injetado seja igual ao volume de óleo produzido, multiplicado pelo fator volume de formação do óleo ( $Q_{inj} = Q_o \times B_o$ ). Desse modo, a energia do reservatório é conservada, evitando a perda de massa no sistema.

A característica homogênea assumida fez com que a injeção de água na base gerasse um preenchimento gradual da água no reservatório, obtendo a diminuição gradual nos valores de saturação de óleo ( $S_o$ ) no reservatório do topo para a base, Figura 7.4b.

Em relação ao comportamento da pressão, mesmo mantendo-se uma relação entre as taxas de injeção e produção ( $Q_{inj} = Q_o \times B_o$ ), observa-se, no final do período de produção, uma variação no comportamento da pressão (Figura 7.5b).

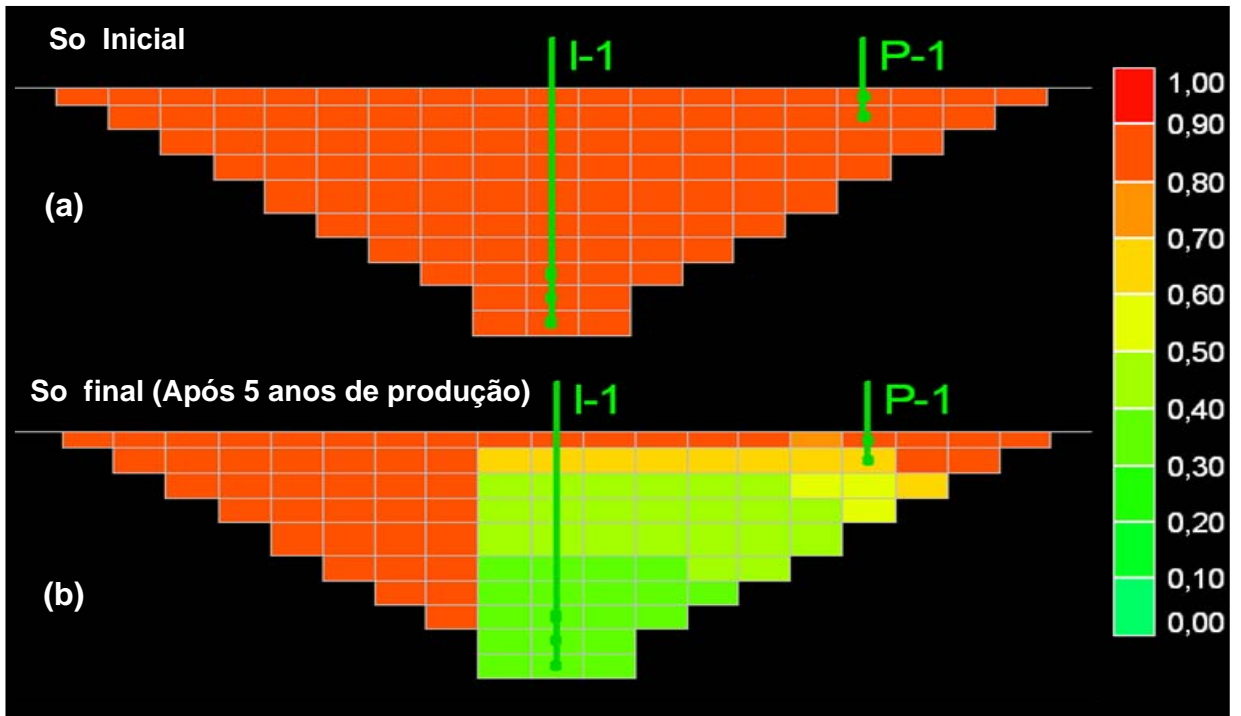


Figura 7.4 – Malha de simulação mostrando a distribuição de saturação no reservatório antes (a) e depois (b) da produção.

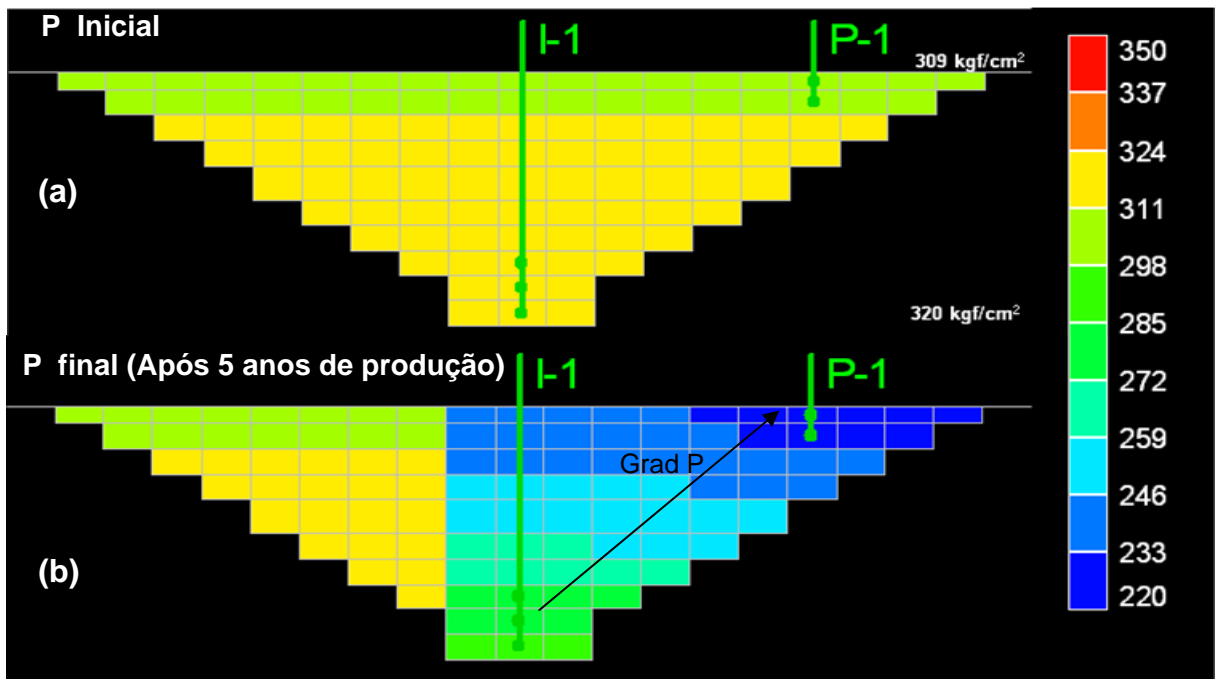


Figura 7.5 – Malha de simulação mostrando a distribuição de pressão no reservatório antes (a) e depois (b) da produção.

O gradiente de pressão observado ao final da produção (Figura 7.5b), é consequência direta da pressurização de parte do reservatório provocada pela injeção e da depleção provocada pela produção de óleo.

A Figura 7.6 mostra os gráficos de vazão de produção e injeção (m<sup>3</sup>/dia) e o momento da chegada da água no poço produtor (*water cut* em %) que foi utilizado como referência para a definição do intervalo de 5 anos de produção.

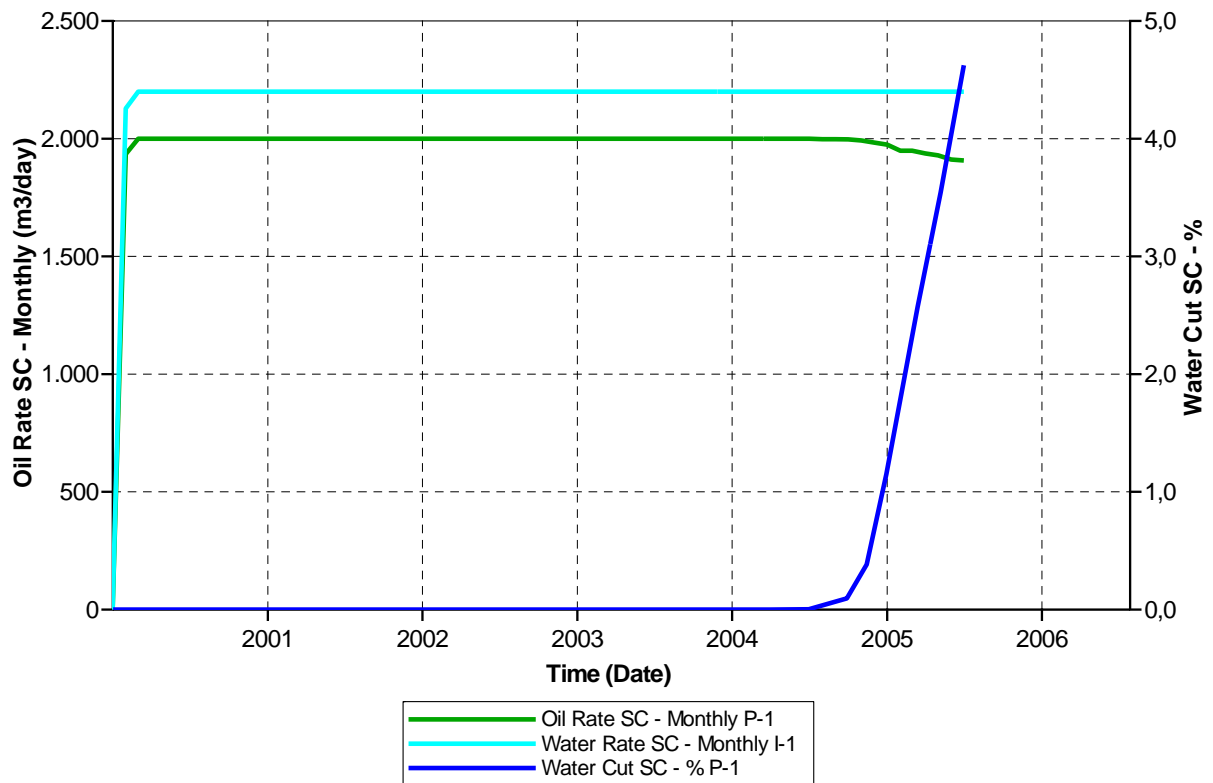


Figura 7.6 – Gráfico referente a vazão de óleo (verde) e a vazão de injeção de água (azul claro), em m<sup>3</sup> /dia e o *water cut* (azul escuro) em %.

A Figura 7.7 mostra o comportamento da pressão de fundo, nos poços de produção e injeção, e a pressão média do reservatório. Apesar da tentativa de manter uma relação entre as vazões de injeção e pressão, observa-se um declínio gradual nas pressões dos poços e no reservatório. Uma possível interpretação para o fato observado poderia ser a diferença na compressibilidade entre os fluidos produzido e injetado. Em relação a influência que a variação de pressão no reservatório exerce sobre as propriedades elásticas do reservatório após a produção, esta não será analisada em nosso problema, já que esta foge do escopo do presente trabalho.

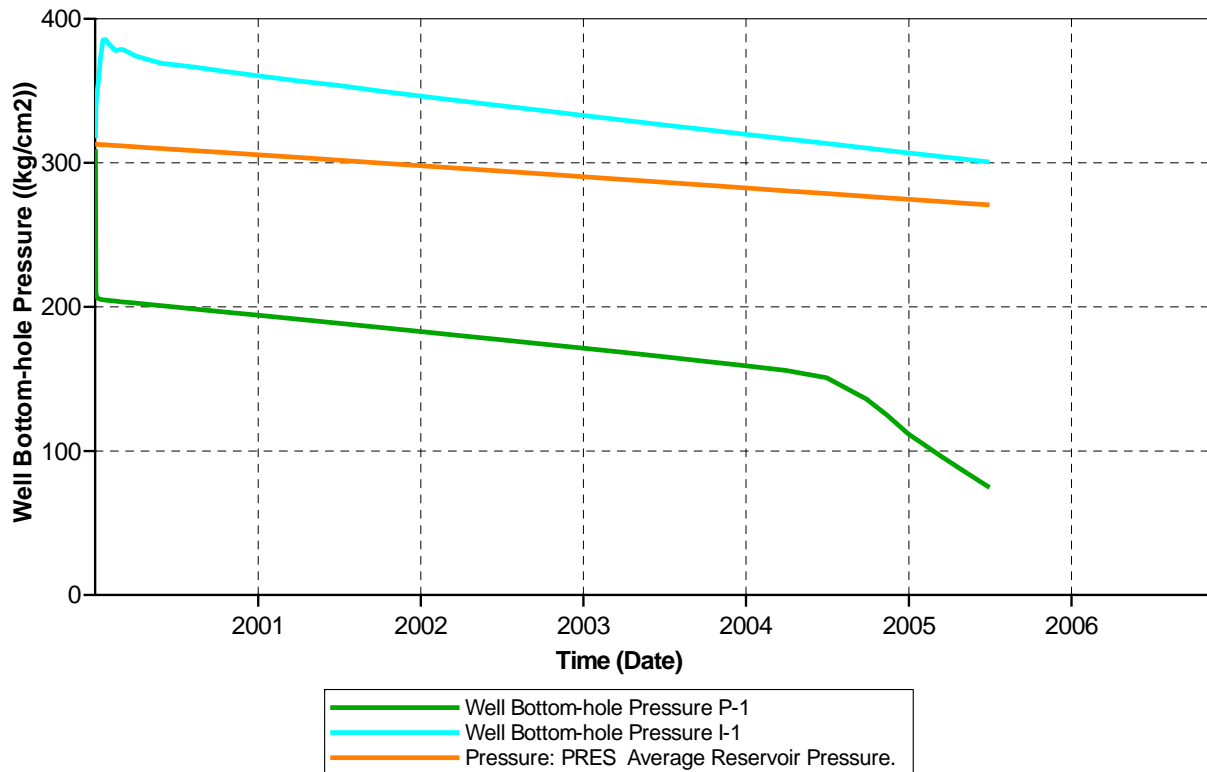


Figura 7.7 – Gráfico referente ao comportamento de pressão de fundo no poço produtor (verde escuro), no poço injetor (azul claro) e a pressão média no reservatório (marrom claro).

Podemos observar pelas Figuras 7.4b e 7.5b que para ambas as propriedades analisadas (saturação e pressão) a barreira de transmissibilidade imposta ao modelo pela falha, manteve preservadas as características iniciais numa parte do reservatório após a produção.

Cabe aqui ressaltar que apesar da variação da pressão média do reservatório, observada no ensaio de produção realizado pelo simulador numérico IMEX e representada pela linha laranja no gráfico da Figura 7.7, esta não será considerada no cálculo das propriedades elásticas do modelo produzido, sendo considerado apenas o efeito das variações das saturações.

### 7.2.2 – Propriedades elásticas do modelo após produção

O valor de saturação obtido em cada célula do modelo numérico é agrupado por domínios e separados por iso-linhas de saturação ( $S_w = 70$ ,  $S_w=61$ ,  $S_w=55$  e  $S_w=50$ ), conforme mostra a Figura 7.8.

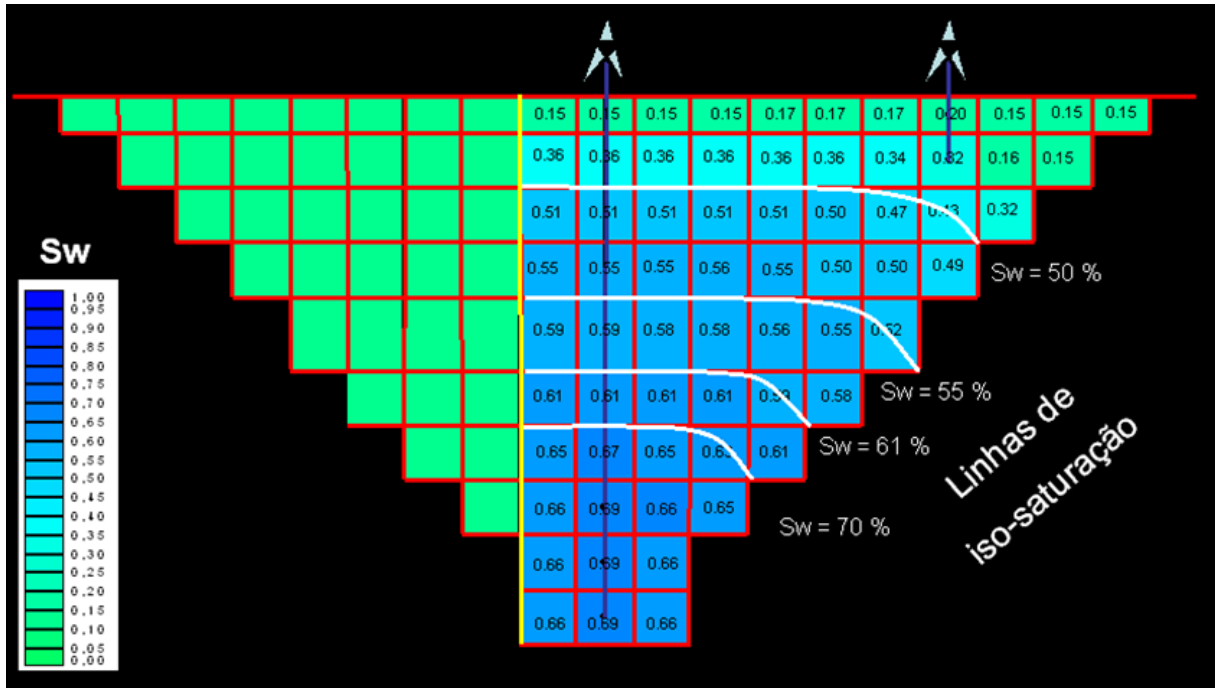


Figura 7.8 – Delimitação das 5 regiões com valores médios de saturação por interfaces (iso-linhas de saturação). Do topo para a base, foram consideradas as iso-linhas de saturação médias de 70 %, 61 %, 55 %, 50 % e 20 %.

Essas iso-linhas de saturação funcionam como interfaces que delimitam 5 regiões com valores diferentes de saturação média de 70%, 61%, 55%, 50% e 20%, da base para o topo respectivamente. Portanto, mantendo-se constantes todos os outros parâmetros físicos, inclusive a pressão, e utilizando a metodologia apresentada na Seção 2.2.4, referente ao modelamento do meio poroso saturado, obtém-se os valores das propriedades elásticas (densidade e velocidades P e S) para o modelo de reservatório produzido (Figura 7.9).

As variações nos valores de saturação, agrupadas em regiões de valores médios, forneceram as condições necessárias para a construção dos novos valores de propriedades elásticas, que refletem diretamente as mudanças nos valores de saturação de água ( $Sw = 1 - So$ ) ocorridas no reservatório como consequência da produção (Figura 7.9).

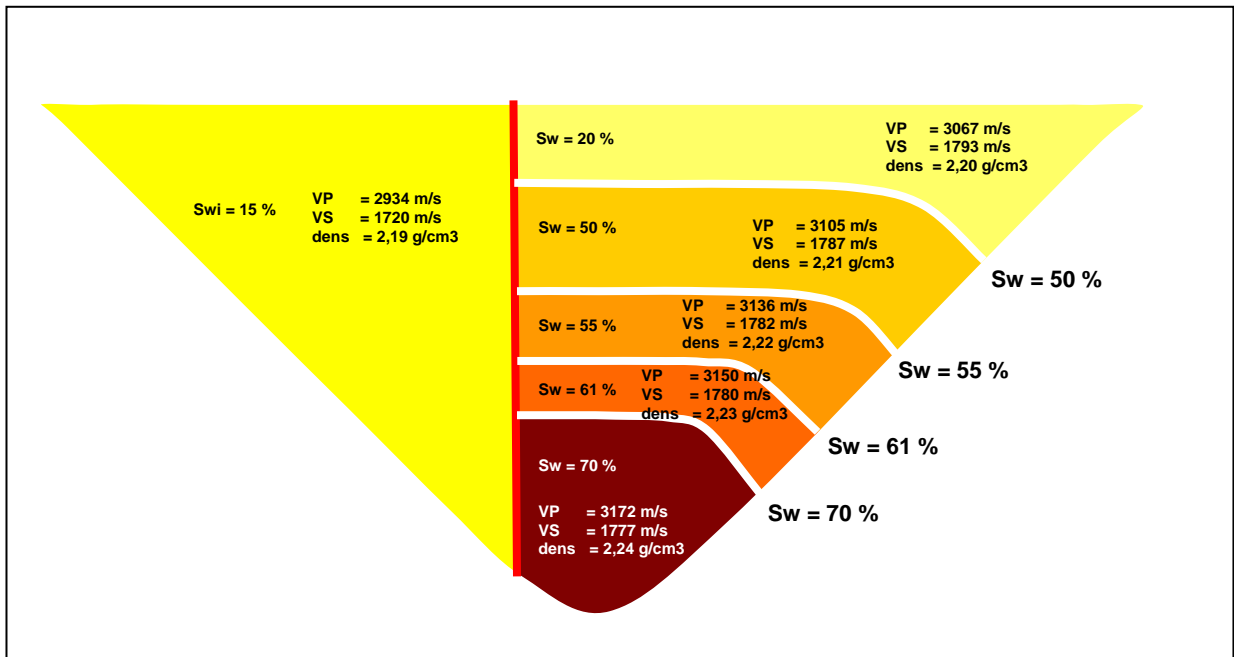


Figura 7.9 – Distribuição das propriedades elásticas do modelo produzido obtido como consequência da produção de 5 anos.

### 7.3 – Obtenção dos dados 4D

Uma vez construídas as duas condições distintas para o reservatório (propriedades elásticas inicial e após produção), o próximo passo consiste em modelar as respostas sísmicas correspondentes para teste da metodologia proposta.

Como a metodologia de estimativa das propriedades de porosidade e saturação desenvolvida nesta tese, foi adequada a um conjunto de dados reais disponibilizados e que consistiam de impedâncias elásticas, os dados sintéticos obtidos neste experimento também serão transformados em dados de impedância.

Para uma melhor validação do método desenvolvido, dois conjuntos de dados de impedâncias serão construídos, um exato e um invertido após modelagem sísmica. A impedância dita exata é obtida pela multiplicação simples entre as velocidades das ondas P e as densidades ( $IP = VP \times \text{densidade}$ ), conforme mostrado na Figura 7.10.

A utilização de um modelo com valores exatos de impedância, objetiva o controle e o teste de robustez do método de inferência desenvolvido.



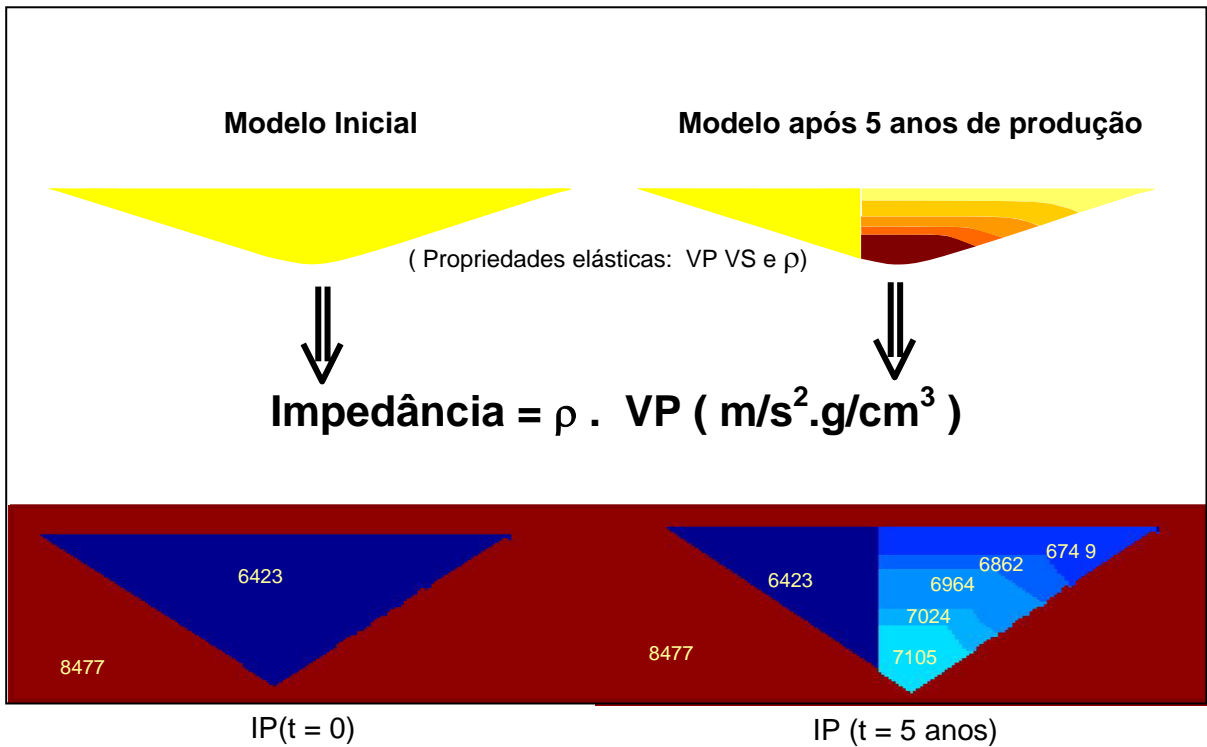


Figura 7.10 – Modelo de Impedância exato, sem ruído e obtido pela multiplicação simples entre a VP e a densidade.

O segundo conjunto de dados sintéticos de impedâncias será obtido através da inversão acústica de dados de sísmicos, que serão obtidos após modelagem pela técnica de traçamento de raios e processados segundo um fluxo de processamento simples, sem tratamento de amplitude.

### 7.3.1 – Modelo sísmico 4D sintético

Para a obtenção dos dados de impedância acústica 4D, a partir de dados sísmicos sintéticos, foi utilizado o fluxo de trabalho que constou de modelagem sísmica, processamento e inversão acústica, mostrado esquematicamente mostrado na Figura 7.11. Nas seções subseqüentes passaremos a discutir as distintas etapas envolvidas na construção dos dados sintéticos.

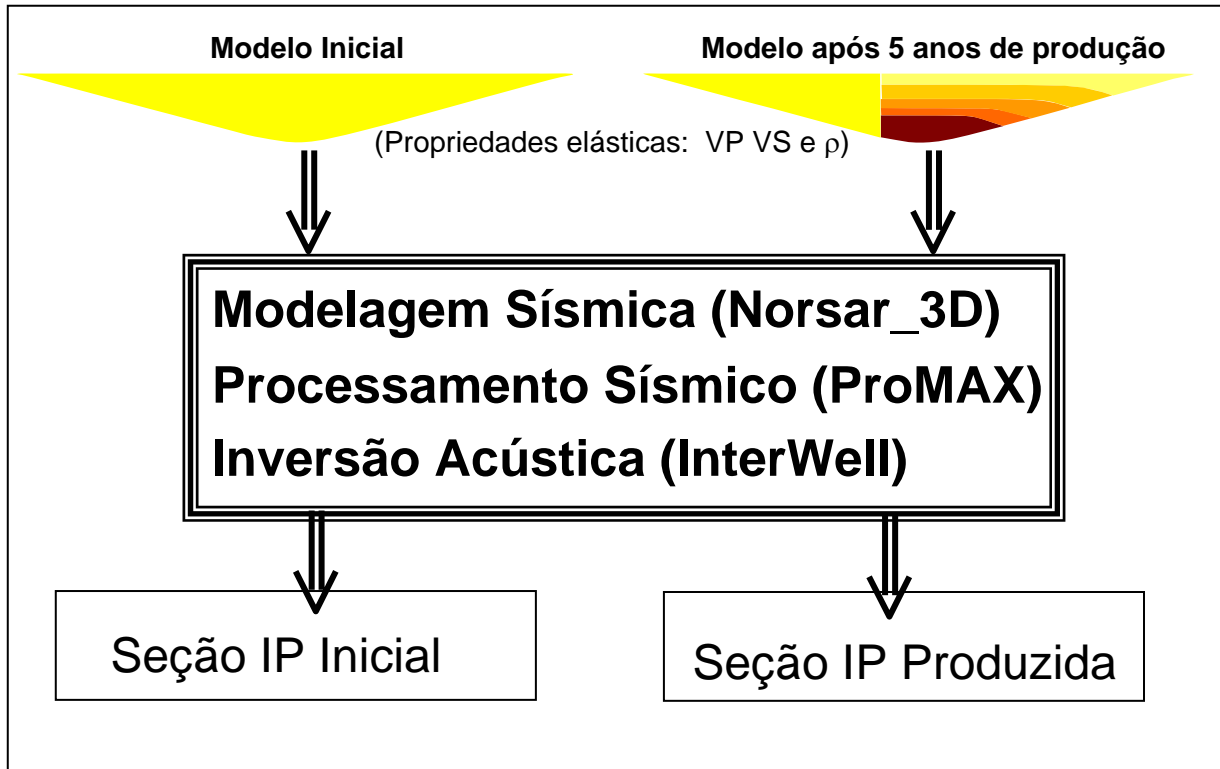


Figura 7.11 – Desenho esquemático utilizado na obtenção dos dados de impedâncias acústicas 4D.

### 7.3.1.1 – Modelagem Sísmica

Para a modelagem sísmica dos modelos inicial e produzido, foi utilizado o programa Norsar\_3D que simula a propagação de uma frente de ondas a cada intervalo de tempo, através de uma malha triangular, onde em cada nó encontra-se um raio (Figura 7.12). Para tal, criou-se um modelo 3D (2,5D) de malha regular e igual a 15m x 15m e com 5700 metros de extensão nas direções X e Y. Os parâmetros de aquisição e a geometria de levantamento utilizados na modelagem das famílias de tiro estão listados na Tabela 7.2.

No modelamento sísmico utilizou-se a opção de traçamento de raios dinâmicos, já que esta opção possibilita a construção no final de um sismograma sintético, obtido com pulso de *Ricker* de 40Hz, fase zero (Figura 7.13).

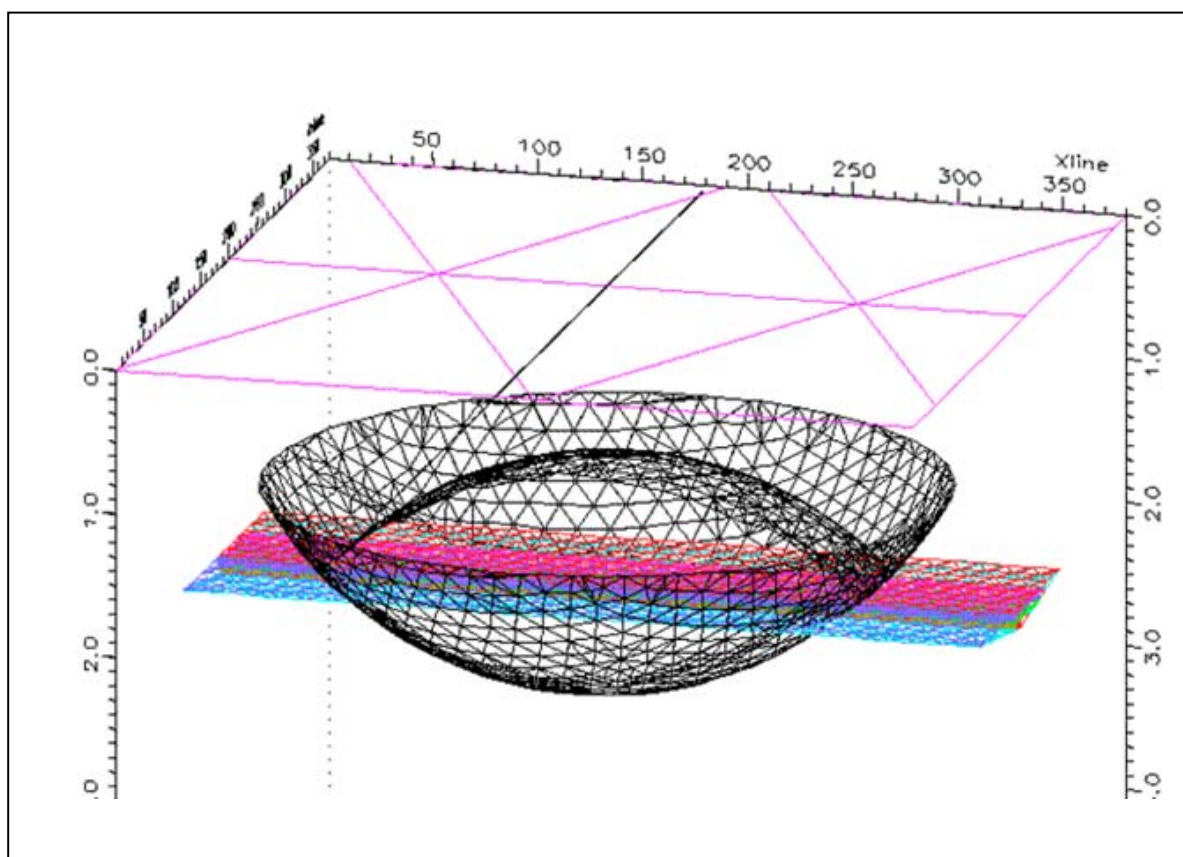


Figura 7.12 – Técnica de propagação da frente de ondas, utilizada pelo programa Norsar\_3D, e que se baseia na construção de uma malha triangular a cada intervalo de tempo. Os raios encontram-se nos vértices de cada triângulo.

Número de ponto de tiros	371
Número de canais de registro	120
Intervalo de receptores	15 metros
Intervalo de tiro	25 metros
Offset mínimo	150 metros
Intervalo de amostragem	2 ms
Comprimento do registro	3000 ms

Tabela 7.2 –Parâmetros de aquisição sísmica usada na modelagem sísmica.



Figura 7.13 – Sismograma Tiro 260, referente ao modelo inicial. Observar o efeito do foco enterrado no refletor referente a base do canal.

### 7.3.1.2 – Processamento sísmico

Para o processamento dos dados modelados no Norsar\_3D, utilizou-se a plataforma ProMAX, da LandMark. Por se tratarem de dados sintéticos, onde o controle sobre a geração dos mesmos é total, optou-se por utilizar um fluxo de processamento básico que consiste em,

- **SEG-Y Input (32 bits)**
- **Inline Geom Header Load**
- **Prestack Kirchoff Depth Migration**
- **CDP / Ensemble Stack**
- **SEG-Y Output (32 bits)**

Para a leitura e exportação dos dados SEG-Y, foi utilizado o formato de 32 bits, de tal forma que sejam preservadas as pequenas variações nas amplitudes referentes a movimentação de fluidos no reservatório, devido a produção.

Na construção do banco de dados (Data Base), fundamental para o processamento dos dados com o ProMax, foi reproduzida a geometria utilizada na geração dos dados através do uso da função **Marine Geometry Spreadsheet**. E as informações de geometria passada para os “Headers” dos traços pela função **Inline Geom Header Load**.

A migração dos dados foi realizada com o uso da função **Prestack Kirchoff Depth Migration**, que realiza a migração pré-empilhamento em profundidade dos dados. Após vários testes, os principais parâmetros utilizados nesta função foram a abertura do operador de migração com 1100 metros, ângulo máximo de emergência de 40 graus e 70Hz como frequência máxima recuperada. A variação desses parâmetros influencia diretamente a qualidade do imageamento, adicionando excessos de artefatos inerentes aos operadores de migração. O campo de velocidades utilizado por esse algoritmo precisar ser de velocidades intervalares em profundidade, conforme mostrados na Figura 7.14.

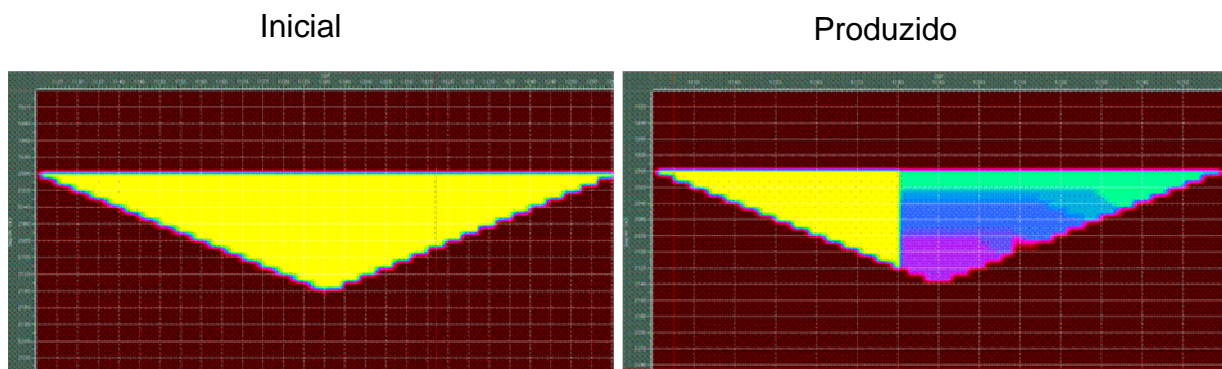


Figura 7.14 – Campo de velocidades intervalares, em profundidade, utilizado para a migração Kirchoff pré-empilhamento.

O empilhamento dos dados migrados foi realizado pela função **CDP / Ensemble Stack**. As Figuras 7.15a e 7.15b mostram duas seções sísmicas, referentes a cada situação do reservatório (antes e após a produção), onde podemos observar a qualidade obtida nos dados sísmicos após o fluxo de processamento descrito.

Em ambas as seções observam-se a presença de artefatos inerentes aos operadores dos algoritmos utilizados e que ajudam a degradar a qualidade do resultado. A intensidade desses artefatos está intimamente ligada à parametrização dos algoritmos usados. Portanto, num fluxo de processamento voltado exclusivamente para monitoramento de fluidos em reservatório, é fundamental a realização de testes sobre parâmetros pré-estabelecidos, cujos valores já estariam consolidados nas rotinas de trabalho.

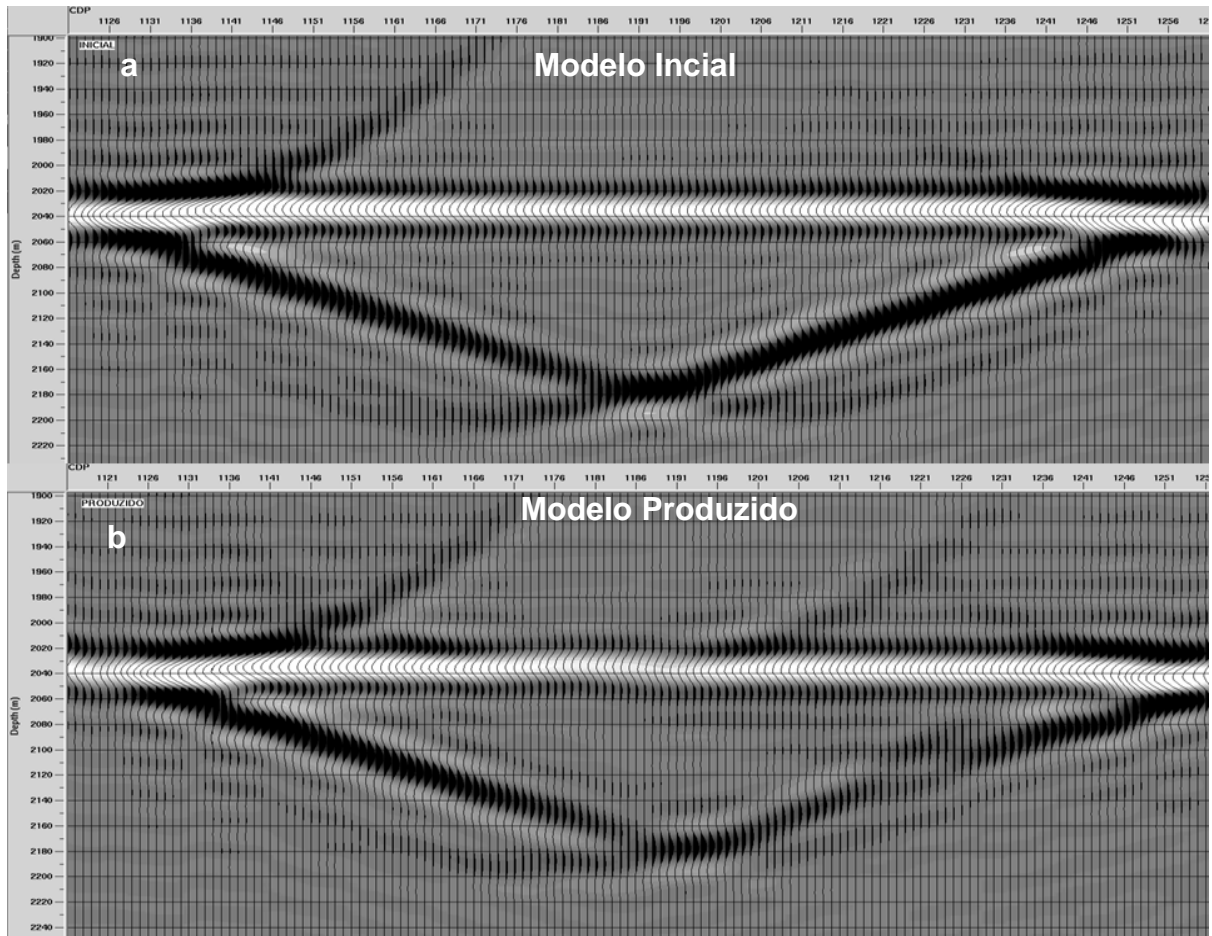


Figura 7.15– Seção sísmica adquirida sobre o reservatório antes da produção (a) e após um período de produção de 5 anos (b).

Para avaliar a qualidade dos dados sísmicos sintéticos e a adequação do fluxo de processamento utilizado, foi feita a subtração das duas seções sísmicas. O resultado está mostrado na Figura 7.16. Notar que a “seção diferença” resalta as áreas do reservatório que foi produzida e a que manteve as características de saturação e pressão originais do reservatório, contraste este obtido devido a presença da falha imposta ao modelo.

A presença dos artefatos gerados pelo processamento pode se claramente vista, principalmente na área não drenada, apesar de todo o controle exercido nos processos de geração do modelo de reservatório e da modelagem e processamento sísmico. Este fato evidencia a importância da garantia de repetibilidade na aquisição e no processamento dos dados utilizados no monitoramento sísmico dos fluidos de reservatórios em produção.

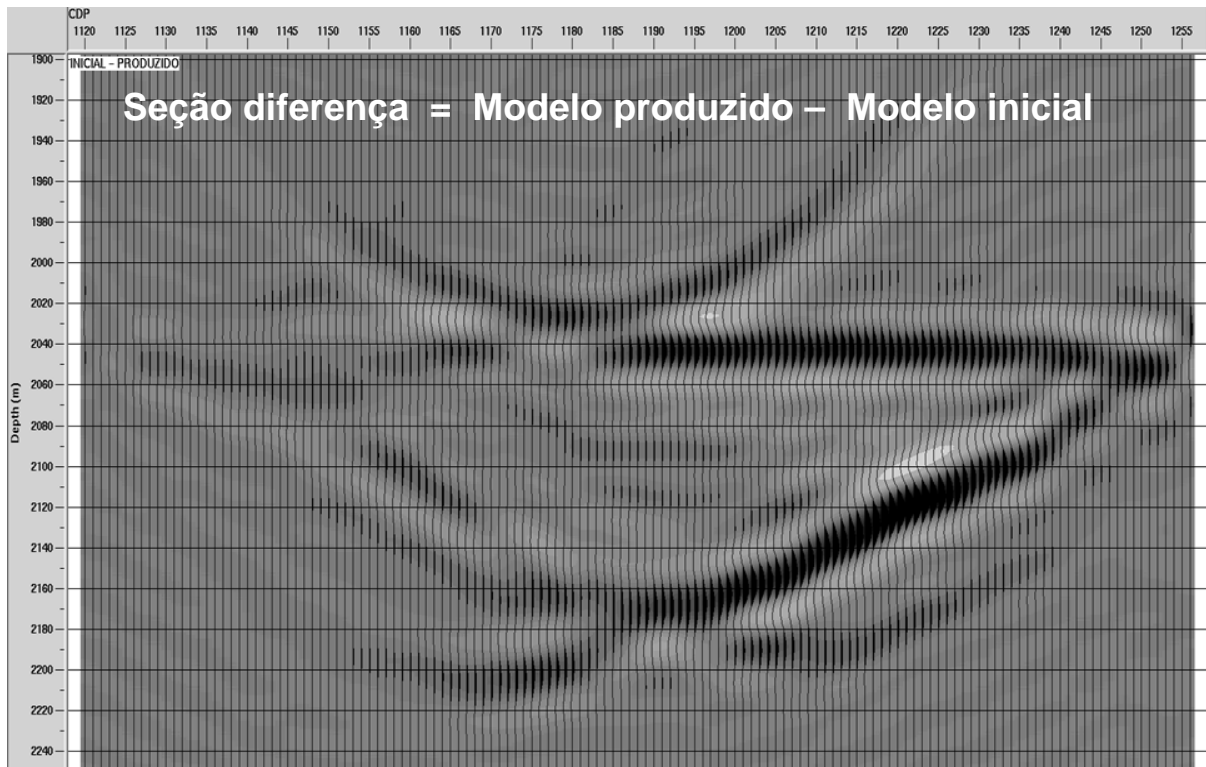


Figura 7.16 – Seção diferença obtida pela subtração entre a seção referente ao modelo produzido menos a seção referente ao modelo inicial.

### 7.3.1.3 – Inversão acústica

Para a obtenção dos dados de impedância referentes aos modelos inicial e produzido, foi utilizado o algoritmo de inversão *InterWell*, da Beicip/FranLab. Este programa tem como objetivo obter um modelo de impedância acústica através do ajuste entre os dados sísmicos e o modelo de impedância, obtido a partir de informações de poços e de um modelo geológico prévio.

Nesse algoritmo o operador de modelagem direta ( $S_S$ ) é obtido pela convolução entre a *wavelet* extraída do dado e “modificada” na fase, de forma tal que se possa obter a melhor correlação entre todos os poços a sísmica registrada. O

modelo de refletividade é obtido através das impedâncias acústicas dos poços interpoladas para todas as células dos dados. A variação nas impedâncias acústicas do modelo é controlada por superfícies de correlação que correspondem ao controle geológico imposto no processo de inversão. A função a ser minimizada no processo de inversão utilizada pelo programa é representada pela equação 7.1

$$I_i = (S_s - S_r)^2 C_s^{-1} + (I_i - I_p)^2, \quad 7.1$$

onde  $S_r$  é o termo referente aos dados sísmicos registrados,  $S_s$  é o dado sísmico sintético obtido a partir do modelo gerado,  $I_p$  refere-se aos dados de impedância obtidos a partir do modelo *a priori*,  $I_i$  é o modelo de impedância ótima após *i-ésima* interação e  $C_s$  é a matriz de covariância.

Na Figura 7.17 temos a janela principal do programa *InterWell*, com a descrição das principais funções utilizadas na obtenção dos dados de impedância acústica Inicial e produzida, enquanto que a Figura 7.18, mostra a janela principal do programa com algumas imagens obtidas como resultado final de cada etapa realizada.

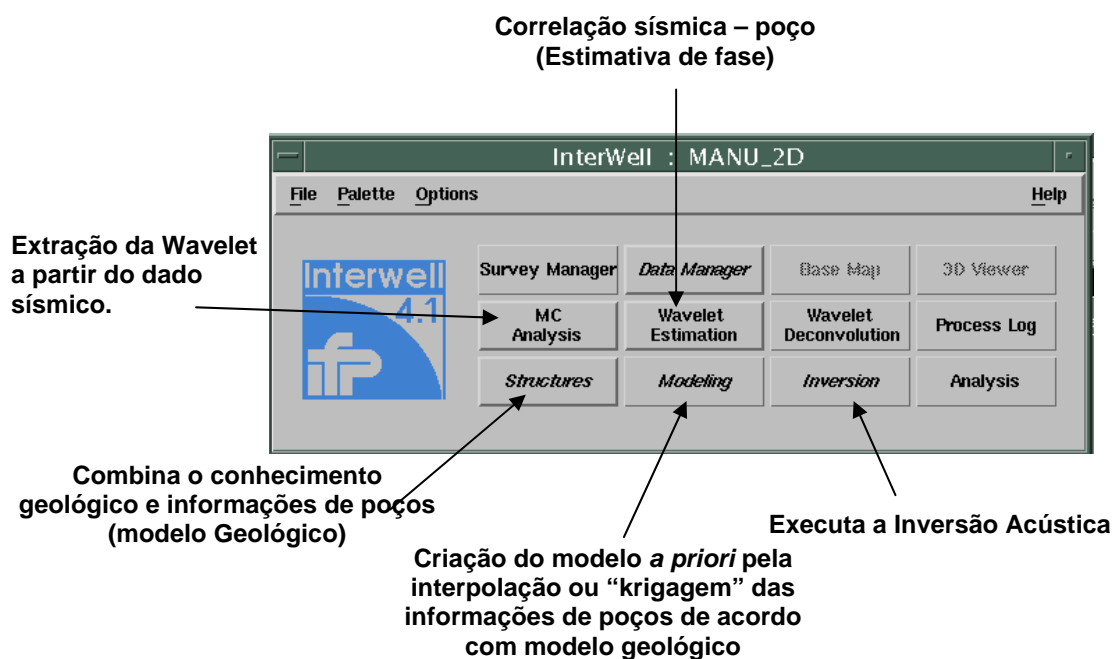


Figura 7.17 – Janela principal do software *InterWell* e a descrição das principais funções.



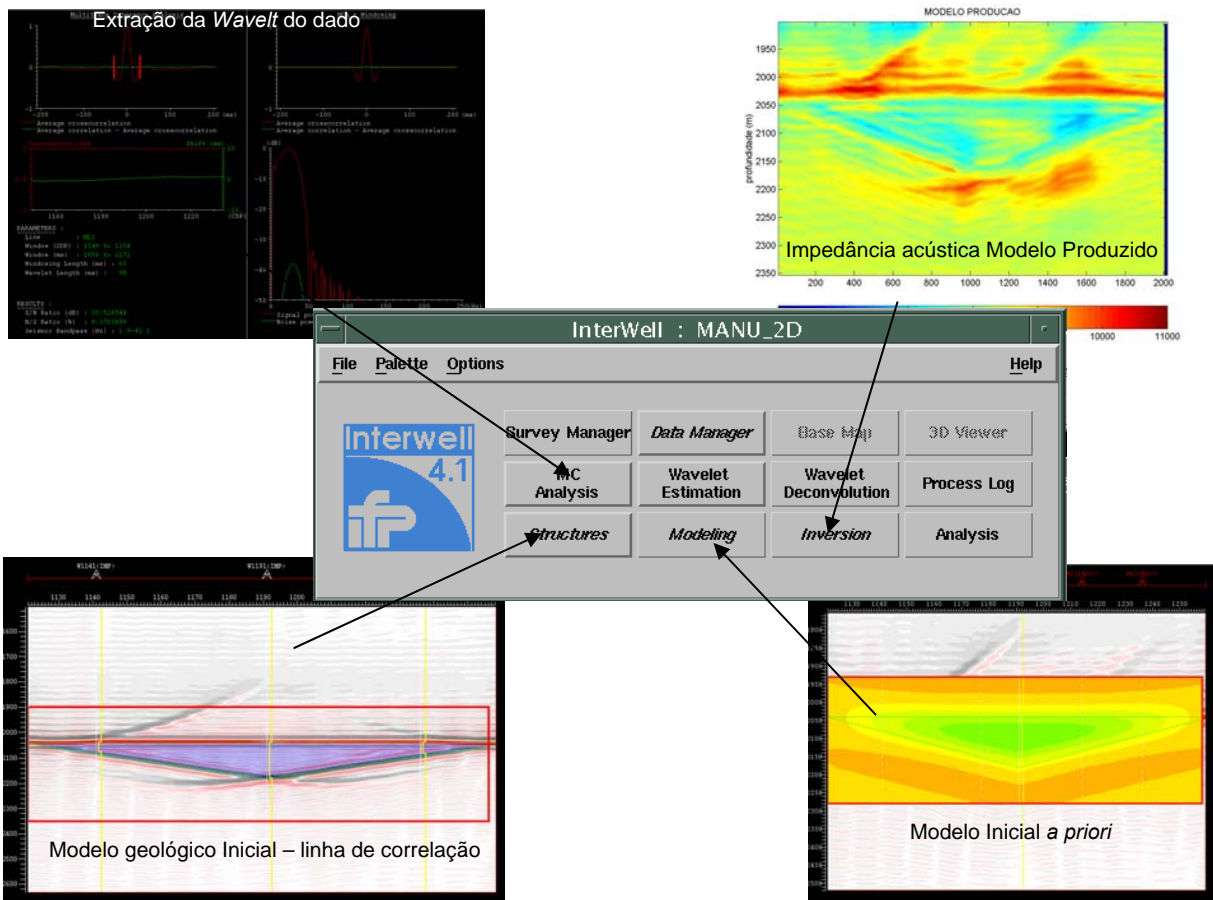


Figura 7.18 – Janela principal do *software* InterWell, com imagens obtidas na utilização das principais funções.

A obtenção da seção de impedância acústica do Modelo Inicial foi facilitada devido às características do reservatório encontrarem-se inalteradas e distribuídas homogeneamente por todo o reservatório. Utilizou-se apenas um poço, o injetor, para se realizar a estimativa de *wavelet*, que foi exportada para posterior utilização na inversão do modelo produzido. Para construção do modelo *a priori* foi utilizado poço injetor como referência, filtrado com um passa baixa de 4Hz – 10Hz. A opção por uma frequência baixa permite capturar a tendência regional do modelo, minimizando a influência dos poços.

Para a obtenção da seção de impedância acústica do Modelo Produzido, optou-se por utilizar a seqüência utilizada quando da obtenção das impedâncias Iniciais. A *wavelet* foi a mesma obtida para o modelo inicial. O modelo *a priori* foi

construído, utilizando-se um único poço localizado na região não drenada do campo e, portando, com características iniciais do modelo. Foi utilizado o mesmo parâmetro de filtragem do modelo inicial (4Hz – 10Hz). Nesse processo não foi imposto ao modelo *a priori*, poços com informações sobre a área drenada, acreditando-se que estas informações seriam obtidas através da contribuição das amplitudes sísmicas.

As Figuras 7.19a e 7.19b, mostram as seções de impedâncias acústicas obtidas para os dados adquiridos na condição inicial e produzido do reservatório, respectivamente.

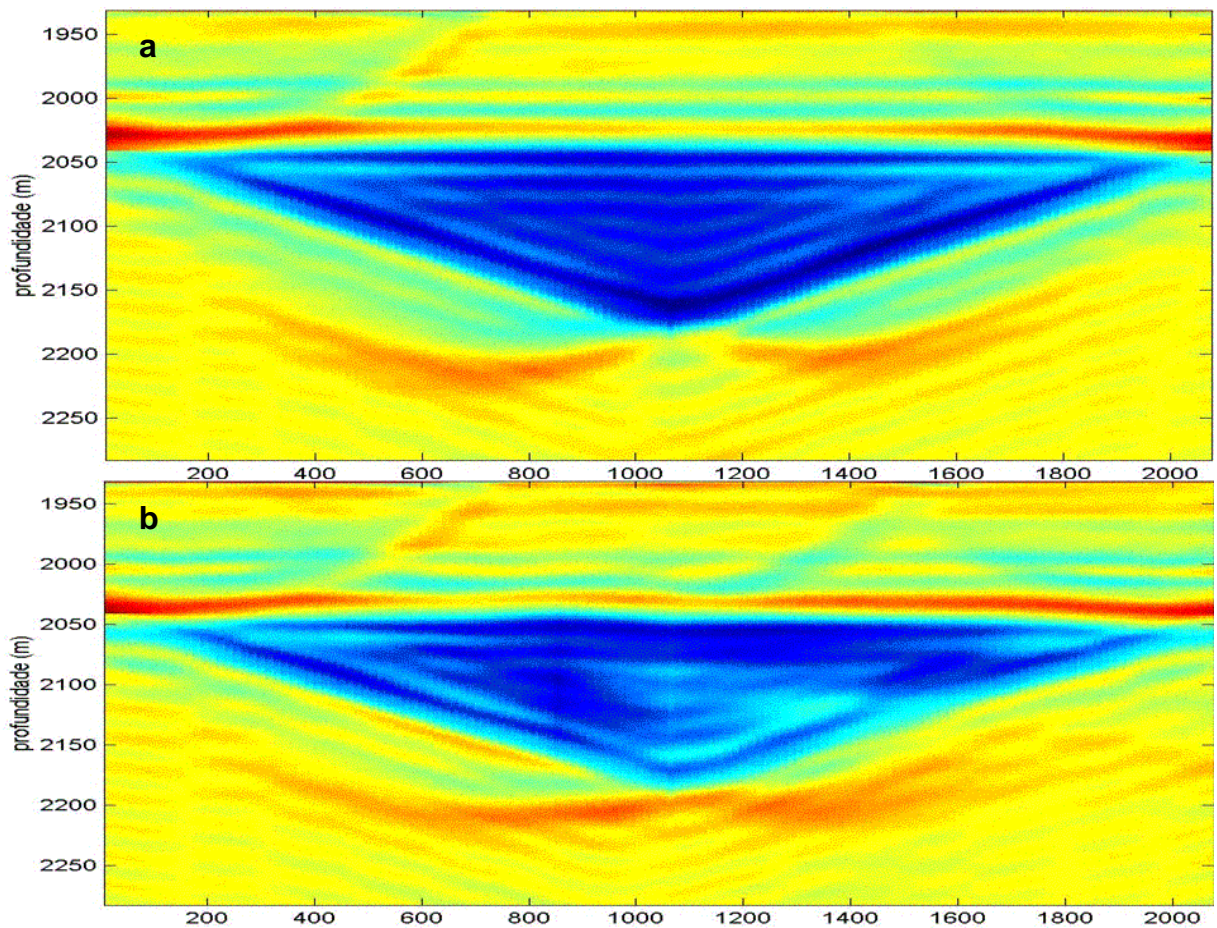


Figura 7.19 – Seção de impedâncias acústicas obtidas para o modelo inicial (a) e produzido (b).

## 7.4 – Inferência das propriedades de saturação e porosidade a partir de dados de impedância 4D

A aplicação do método de inferência das propriedades é realizada considerando-se duas condições distintas de conhecimento do reservatório (Inicial e Produzido). Na primeira condição, assumiremos que existe segurança em que o conjunto de dados sísmicos considerado como base, foi adquirido antes de qualquer processo de produção. De tal forma que, as propriedades de porosidade, pressão e saturação reflitam as condições iniciais do reservatório, já que a produção ainda não teve início. Nesse caso, a inferência das propriedades de porosidade e saturação é realizada em duas etapas distintas. Na primeira, é considerado conhecido o valor de saturação inicial do reservatório ( $S_{wi} = 15\%$ ) e, assim, estima-se os valores de porosidade a partir do conjunto de dados iniciais. Na segunda etapa, utilizando como informação *a priori* a distribuição de porosidade, inferida na primeira etapa, computa-se a distribuição de saturação no reservatório a partir dos dados adquiridos após a produção, assumindo-se para isso que a produção não tenha provocado alterações nos valores de porosidade como, por exemplo, colapso de poros.

A segunda condição, assumida em relação ao reservatório, está relacionada ao fato em que existam dúvidas quanto a distribuição dos valores de saturação no reservatório. Nesse caso é assumido um valor de saturação ( $S_{wi}$ ) como informação *a priori*, e realizada a inferência de porosidade a partir dos dados iniciais e produzidos. Considerando que tenha havido apenas variações nos valores de saturação no reservatório devido a produção, a subtração entre esses dois conjuntos de porosidade, inferidos a partir de dados diferentes, refletirá a perturbação da porosidade devido a alterações ocorridas nos valores de saturação do reservatório, conforme previamente descrito na Seção 6.3. Assim, a seção diferença (“porosidade residual”) estará refletindo conseqüentemente a variação relativa na saturação interna do reservatório.

Nas seções seguintes passamos a detalhar a utilização dos dados de impedância, exatos e acústicos (obtidos a partir da inversão de dados sísmicos), conforme a metodologia de inferência desenvolvida e as duas condições descritas acima. Neste trabalho não será considerada a variação de pressões que tenham ocorrido no modelo.

## 7.4.1 – Inferência das propriedades a partir de dados 4D exatos de impedância

Este experimento visa testar a aplicação da metodologia em dados de impedância sem ruídos, aqui referenciados como dados de impedância exatos. Esses dados foram obtidos através da multiplicação simples entre as propriedades de velocidade e densidade, dos respectivos modelos dos reservatórios (Inicial e produzido) e que foram apresentados na Figura 7.1 (com os parâmetros elásticos da Tabela 7.1) e Figura 7.9, respectivamente. As seções de impedâncias exatas, referente aos Modelos Inicial e Produzido, mostradas nas Figuras 7.20a e 7.21b, são então invertidas segundo as considerações sobre as condições mencionadas na Seção 7.4, e que são discutidas nas Seções 7.4.1.1 e 7.4.1.2.

### 7.4.1.1 – Inferência de porosidade e saturação, assumindo-se conhecida a saturação inicial do reservatório

Utilizando os dados de impedância referentes ao estado inicial do reservatório e considerando conhecido o valor de saturação inicial do reservatório, realiza-se a inferência da porosidade, de tal forma que a distribuição *a posteriori* para a porosidade seja dada por,

$$p(\phi | \mathbf{d}_{IP\_inic}, S_{W_i}, \mathbf{I}) \propto q(\phi | S_{W_i}, \mathbf{I}) l(\mathbf{d}_{IP\_inic} | \phi, S_{W_i}, \mathbf{I}) \quad 7.2$$

Após obter estimar a porosidade ( $\hat{\phi}$ ) a partir dos dados Iniciais utilizando a equação 7.2, o próximo passo consiste em calcular os novos valores de saturação a partir dos dados Produzidos, que deverão refletir a distribuição da saturação no reservatório em consequência da produção de 5 anos do campo. Assim, a distribuição *a posteriori* da saturação é obtida utilizando a equação 7.3.

$$p(S_w | \mathbf{d}_{IP\_prod}, \hat{\phi}, \mathbf{I}) \propto q(S_w | \hat{\phi}, \mathbf{I}) l(\mathbf{d}_{IP\_prod} | \hat{\phi}, S_w, \mathbf{I}) \quad 7.3$$

As figuras 7.20.b e 7.21.b, mostram as seções de porosidade e saturação modal, estimados a partir dos dados inicial e produzido, respectivamente. Conforme podemos observar, os resultados obtidos apresentaram valores de porosidade e saturação semelhantes aos apresentados pelos modelos iniciais e produzidos.

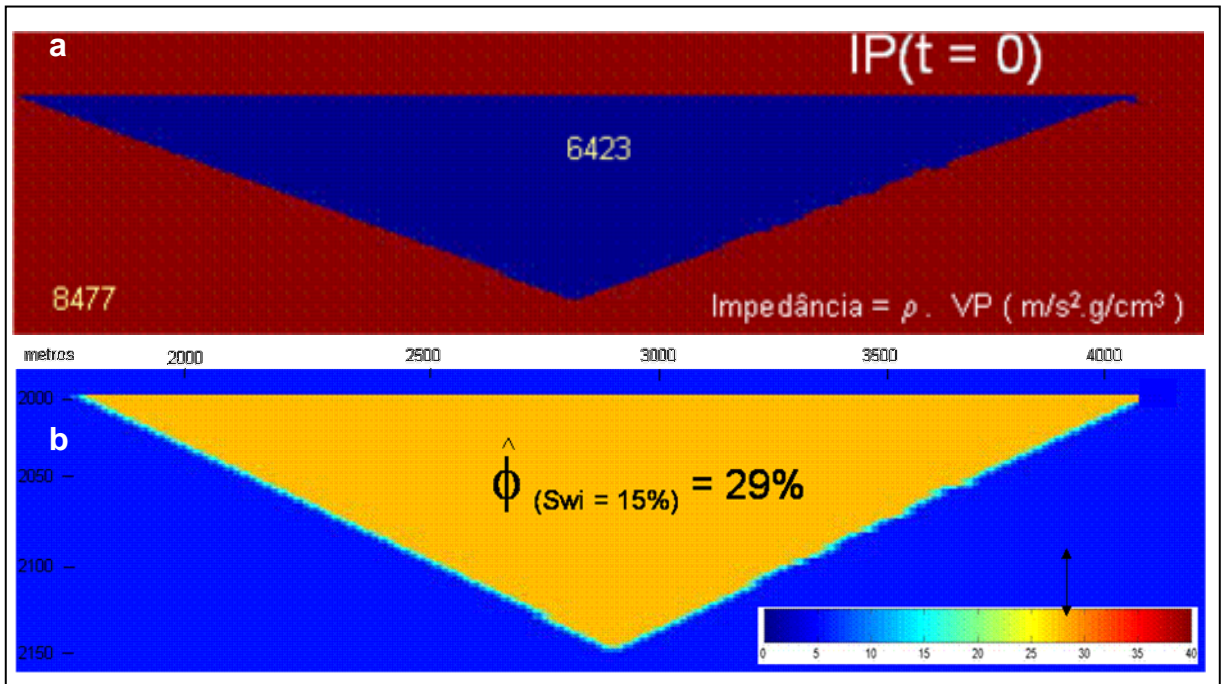


Figura 7.20 – Seção de impedância exata inicial (a) e seção de porosidade modal (b). Observar que o valor de porosidade estimado é idêntico ao apresentado pelo modelo Inicial.

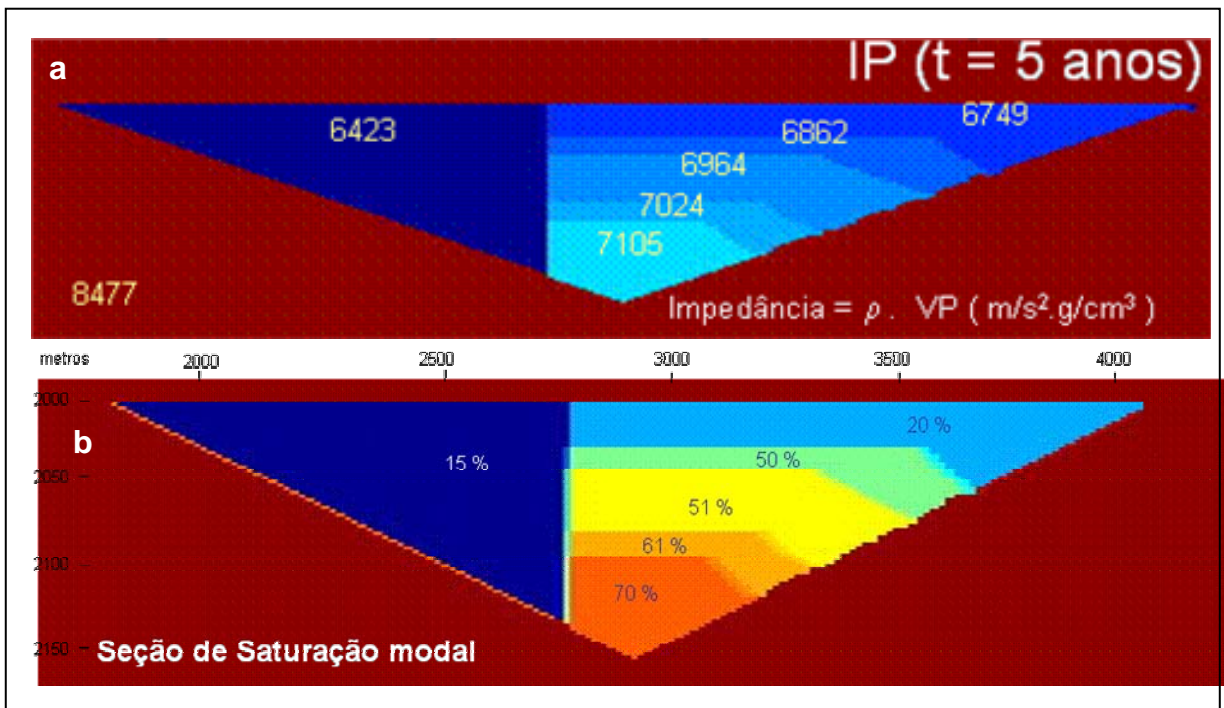


Figura 7.21 – Seção de impedância exata produzida (a) e seção de saturação modal (b). Observar que os valores de saturação estimada são idênticos ao apresentado pelo modelo Produzido.

#### 7.4.1.2 – Obtenção da seção de “porosidade residual”, dado desconhecido o valor de saturação no reservatório

Utilizando o conceito de perturbação da porosidade devido a variação da saturação, conforme previamente descrito na Seção 6.3, obtém-se a seção de “porosidade residual”, que é uma forma qualitativa de se avaliar a variação de saturação ocorrida nos reservatórios devido a produção. Esta metodologia foi desenvolvida visando a aplicação nos casos em que existam dúvidas sobre a distribuição de saturação no reservatório, quando da aquisição dos dados sísmicos iniciais (Modelo Inicial). Como demonstrado em dados de impedância de poço, esta metodologia também pode ser aplicada em dados apresentem um nível de ruído excessivamente elevado e que estejam com magnitude próxima da detectabilidade dos valores de saturação a partir dos parâmetros elásticos (Seção 4.1.3).

Para a obtenção da seção de “porosidade residual”, é realizada a inferência da porosidade a partir de cada conjunto de dados (inicial e produzido), assumindo-se o mesmo valor de saturação para ambos os casos, conforme as equações 7.4 e 7.5. Para esse experimento, assumiu-se o valor de saturação de 15%, como informação a priori de saturação. As seções das porosidades modais referente a inversão dos dados de impedância Inicial e Produzido, além da seção de “porosidade residual”, estão mostradas na Figura 7.22a, 7.22b e 7.22c.

$$p(\phi_{inic} | \mathbf{d}_{IP\_inic}, Sw=15\%, \mathbf{I}) \propto q(\phi_{inic} | Sw=15\%, \mathbf{I}) l(\mathbf{d}_{IP\_inic} | \phi_{inic}, Sw=15\%, \mathbf{I}) \quad 7.4$$

$$p(\phi_{prod} | \mathbf{d}_{IP\_prod}, Sw=15\%, \mathbf{I}) \propto q(\phi_{prod} | Sw=15\%, \mathbf{I}) l(\mathbf{d}_{IP\_prod} | \phi_{prod}, Sw=15\%, \mathbf{I}) \quad 7.5$$

Ao se assumir uma única condição de saturação para inverter ambos os dados (Inicial e Produzido), introduzimos uma perturbação nos valores de porosidade a serem estimados devido a variação de saturação ocorrida no reservatório devido a produção e que é obtida ao subtrairmos as porosidades obtidas ( $\phi_{residual} = \hat{\phi}_{prod} - \hat{\phi}_{inic}$ ). Conforme podemos observar pela Figura 7.22b, a região drenada pela produção apresenta valores de porosidade estimadas diferentes do obtido para a região não drenada e que apresenta os valores estimados corretos (coerente para com a condição inicial do reservatório). Ao realizarmos a diferença entre as seções de porosidade modal (Figura 7.22b e 7.22a), obtêm-se valores de

“porosidades residuais” que estão associados qualitativamente a variação de saturação ocorrida no reservatório.

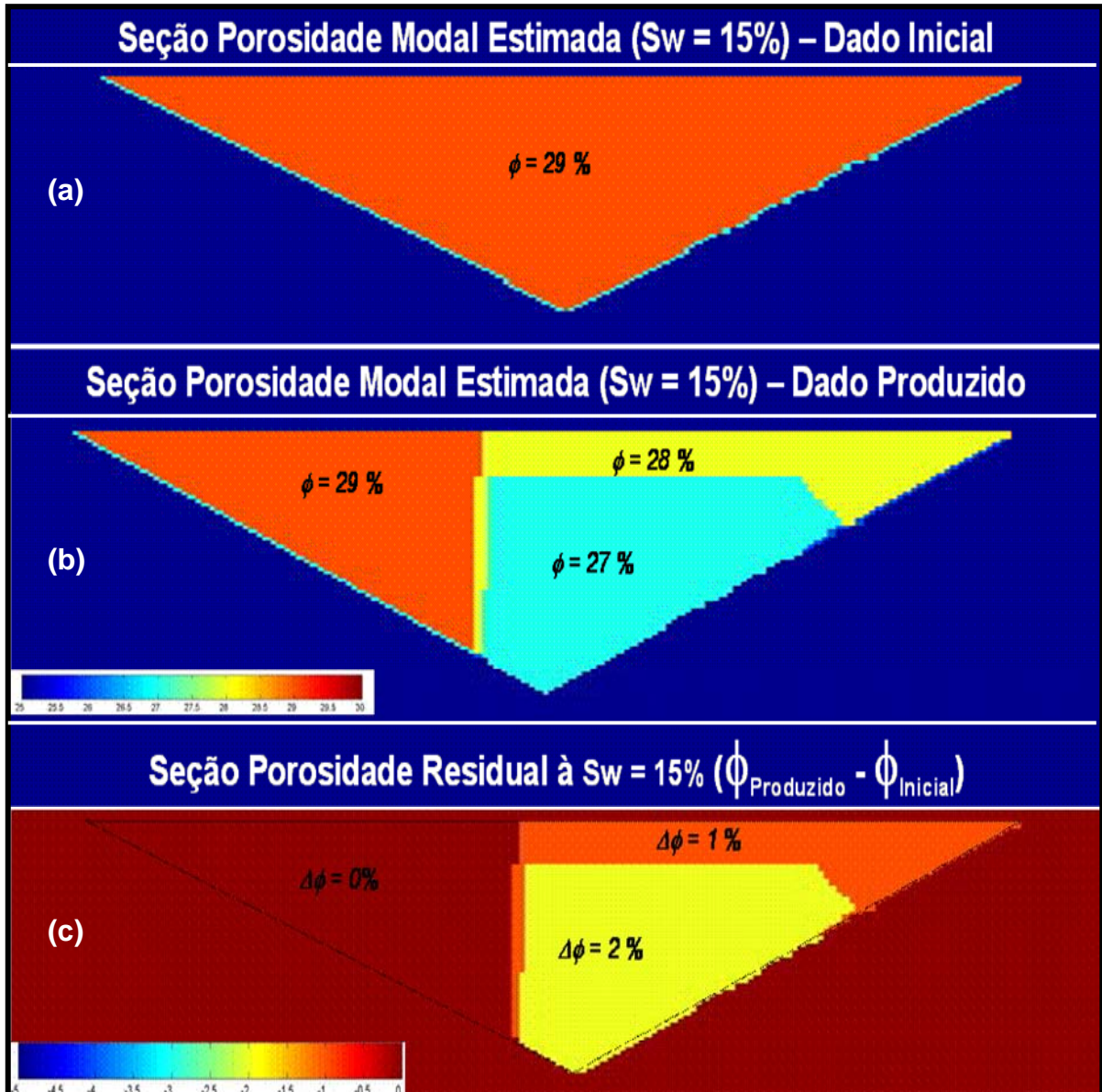


Figura 7.22 – Seção de porosidade modal estimada a partir dos dados iniciais (a), dos dados produzidos (b). Seção de porosidade residual (c), obtido pela subtração entre b e a.

A variação gradual nos valores de saturação na área drenada, 70%, 61%, 51% e 50%, não é suficiente para sensibilizar a estimativa nos valores de porosidade. Portanto, considerando as características elásticas do modelo gerado para esse experimento, apenas duas grandes áreas onde o contraste de saturação é bem marcante foi possível de ser identificadas pela seção de “porosidade residual”.

Assim, qualitativamente, podem ser identificadas três áreas, na seção de porosidade residual (Figura 7.22c), que correspondem a comportamentos distintos de saturação a intensidade na variação de saturação, que definem os seguintes intervalos de variação de saturação 70% à 50% ( $\phi_{residual} = 2\%$ ), 50% à 20% ( $\phi_{residual} = 1\%$ ) e, finalmente, 15% ( $\phi_{residual} = 0\%$ ).

#### **7.4.2 – Inferência das propriedades a partir de dados sísmicos 4D**

Os resultados obtidos com aplicação da técnica de inferência das propriedades de porosidade e saturação a partir de dados de impedância exatos (sem ruídos) e mostrados na Seção 7.4.1, potencializa a sua aplicabilidade da metodologia em dados de impedância sísmica, conforme será mostrado nesta seção. Sendo, portanto, este conjunto de dados sintéticos o ponto de partida para a utilização desta metodologia em dados reais, que apresentam um maior grau de complexidade.

A utilização de dados de impedância sísmica sintéticos inserem por si só, incertezas relacionadas a problemas com a aquisição dos dados (modelagem sísmica), aproximações e parametrizações utilizadas nos algoritmos do processamento e de inversão acústica, bem como, na metodologia a ser utilizada na interpretação de dados 4D. Todas essas incertezas podem ser consideradas fontes de ruídos presentes nos dados, servindo para testar a robustez do método proposto de inferência das propriedades de porosidade e saturação desenvolvidas nesta tese.

Como exemplo de ruídos existentes nos dados sintéticos, podem-se destacar os relacionados aos artefatos gerados pelos operadores de migração e dos lobos laterais da *wavelet* usada (pulso de *ricker* de 40Hz), que estão tanto presentes nos dados de amplitude como nos dados de impedância acústica, conforme mostrados na Figura 7.23, referentes aos modelos (Inicial e Produzido). Similarmente à seqüência apresentada e utilizada no tratamento dos dados exatos (Sub-seções 7.4.1.1 e 7.4.1.2), passamos a descrever a aplicação da metodologia em dados de impedância sísmico nas sub-seções seguintes.



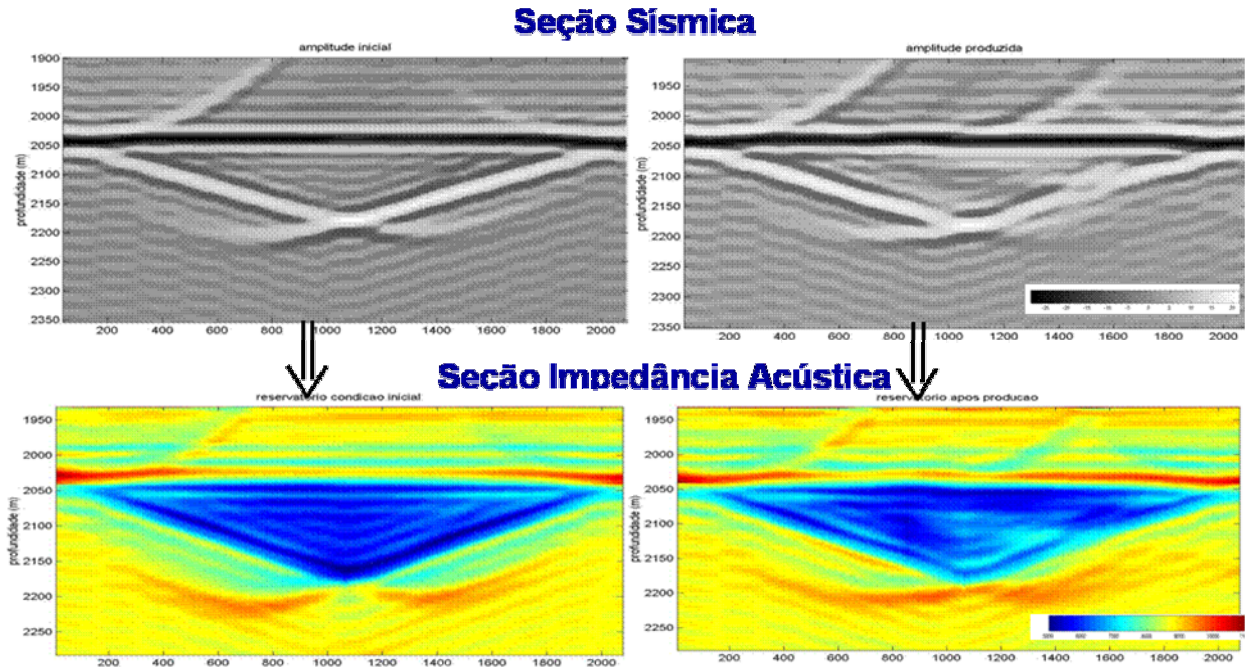


Figura 7.23 – Comparação entre as seções de amplitude e de impedância acústica (Inicial e Produzida). Notar a presença de artefatos de processamento e do efeito dos lobos laterais presente em ambos os dados.

#### 7.4.2.1 – Inferência de porosidade e saturação assumindo-se conhecido a saturação inicial do reservatório

Semelhante ao procedimento apresentado na Seção 7.4.1.1, realiza-se a inferência da porosidade a partir dos dados de impedância referentes à condição inicial do reservatório, considerando valor de saturação inicial como informação *a priori*, segundo a expressão mostrada na equação 7.2. A seção de porosidade modal obtida e que se refere as condições iniciais do reservatório é mostrada na Figura 7.24b.

Uma vez obtida a seção de porosidade modal, referente às condições iniciais do reservatório, Figura 7.24b, e assumindo-se que as mesmas não foram alteradas pela produção, estimaremos a propriedade de saturação considerando a porosidade conhecida (previamente estimada), a partir dos dados de impedância após a produção, segundo a equação 7.3. A Figura 7.25b, mostra a seção de saturação modal, estimada a partir dos dados produzidos, considerando-se inalteradas as porosidades do reservatório durante a produção.

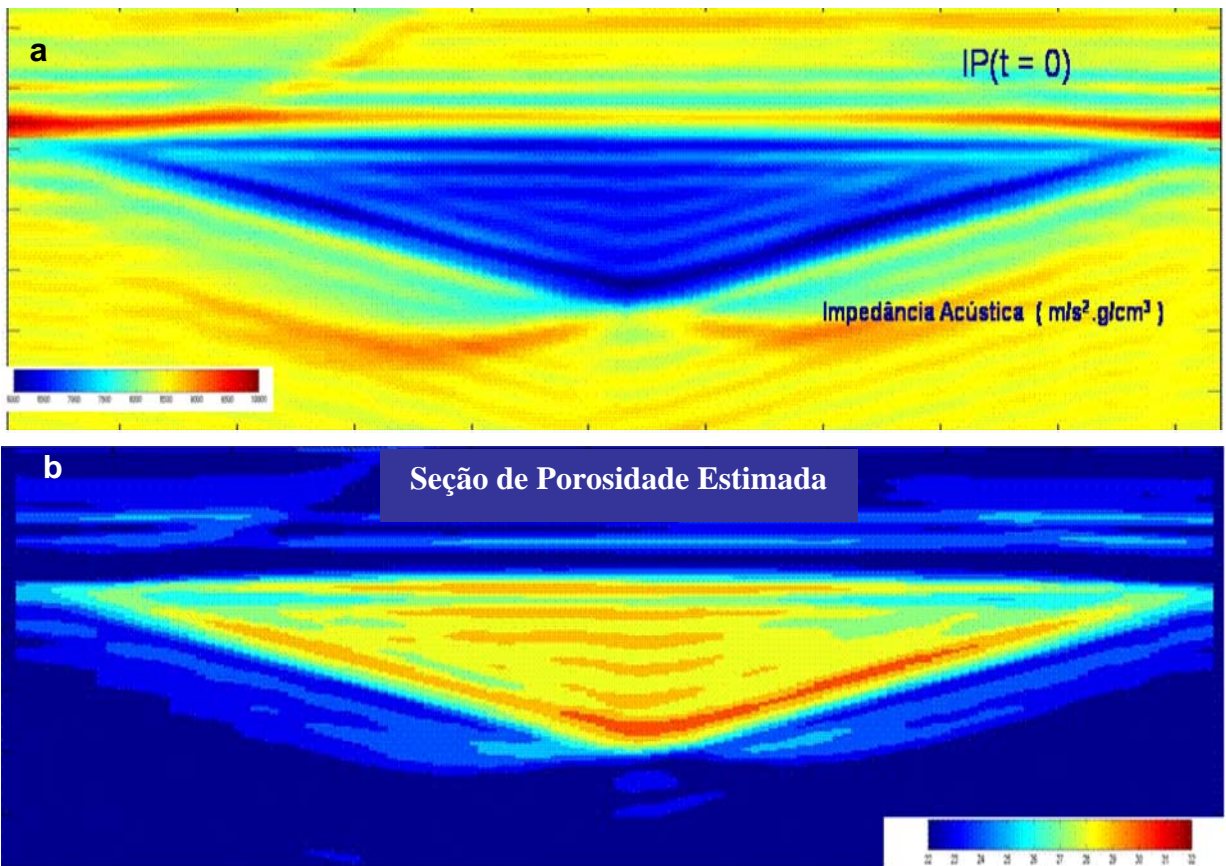


Figura 7.24 – Seção de impedância invertida referente a condição inicial do reservatório (a) e seção de porosidade modal estimada (b).

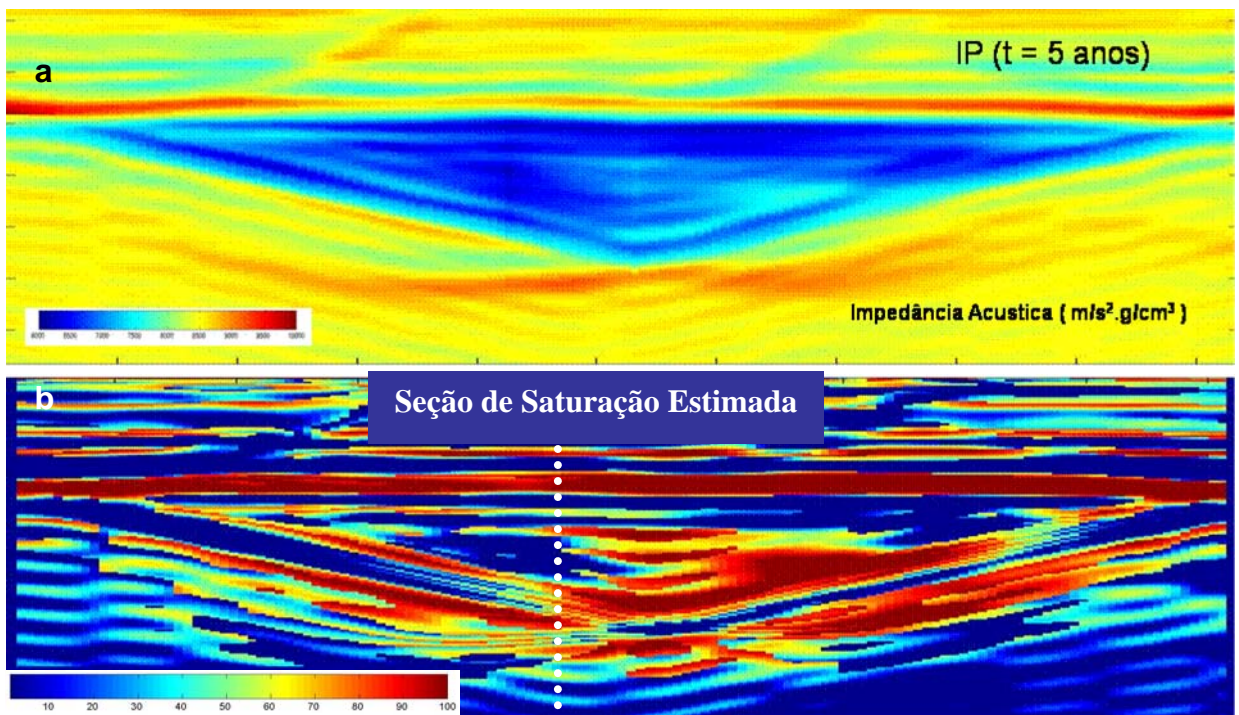


Figura 7.25 – Seção de impedância invertida referente aos dados após a produção (a) e a seção de porosidade modal inferida (b).

Conforme se observa nas seções de porosidade e saturação estimadas (Figuras 7.24b e 7.25b), os ruídos (artefatos) que estão presentes nos dados influenciaram fortemente os resultados obtidos. Mesmo tendo sido utilizado um conjunto de dados sintéticos, este experimento confirma o quanto sensível é a interpretação de dados 4D à qualidade dos dados a serem trabalhados. A utilização de valores de porosidade estimados a partir do volume Inicial quando da estimativa da saturação traz a vantagem de incorporar as incertezas existentes nos dados, possibilitando a quantificação da saturação a partir de dados 4D.

Os valores de porosidade estimados, apesar da presença do ruído, apresentaram uma incerteza de  $\pm 2\%$ , em torno do valor correto de 29%, confirmando a robustez do método de estimar essa propriedade, já que esses valores seriam erros aceitáveis para uma propriedade estimada a partir de dados sísmicos. Porém, essas pequenas oscilações nos valores de porosidade, geradas pelos artefatos criados durante o processamento, foram suficientes para que interferissem na obtenção das estimativas de saturação. Como demonstrado na Seção 4.1.3 a estimativa dos valores de saturação é fortemente dependente do nível de ruído presente nos dados, tendo a presença de artefatos inserido uma perturbação nas estimativas da porosidade, que apesar de pequenas, que se propagam e interferem na obtenção dos valores de saturação (Figura 7.25b).

Em ambos o resultado obtido (Figuras 7.24b e 7.25b), observa-se que os valores das propriedades estimadas apresentam variações fora da área do reservatório, devido as oscilações das amplitudes associadas aos ruídos. Porém, o método desenvolvido conseguiu obter imagens de porosidade e saturação, coerentes com o proposto para o modelo. Principalmente, em relação a seção de saturação, que destaca a região do reservatório onde houve a principal alteração nos valores de saturação devido a produção, da área que não foi drenada, devido a presença da falha e que manteve-se constante.

#### **7.4.2.2 – Obtenção da seção de “porosidade residual”, dado desconhecido o valor de saturação no reservatório**

Como mostrado na seção anterior e discutido na Seção 6.3, a estimativa de porosidade apresenta-se como um processo mais estável do que estimativa de saturação. Apesar das variações apresentadas nos valores de porosidade devido

aos ruídos, estes tiveram uma variação pequena e que, mantidas as condições de repetibilidade, incorporam perturbações devido à variação de saturação, possibilitando assim, a obtenção da seção de “porosidade residual”, Figura 7.26a, conforme a seqüência apresentada na Seção 7.4.1.2, a partir das seções de porosidade modal, Figuras 7.26a e 7.26b, estimadas conforme as equações 7.4 e 7.5.

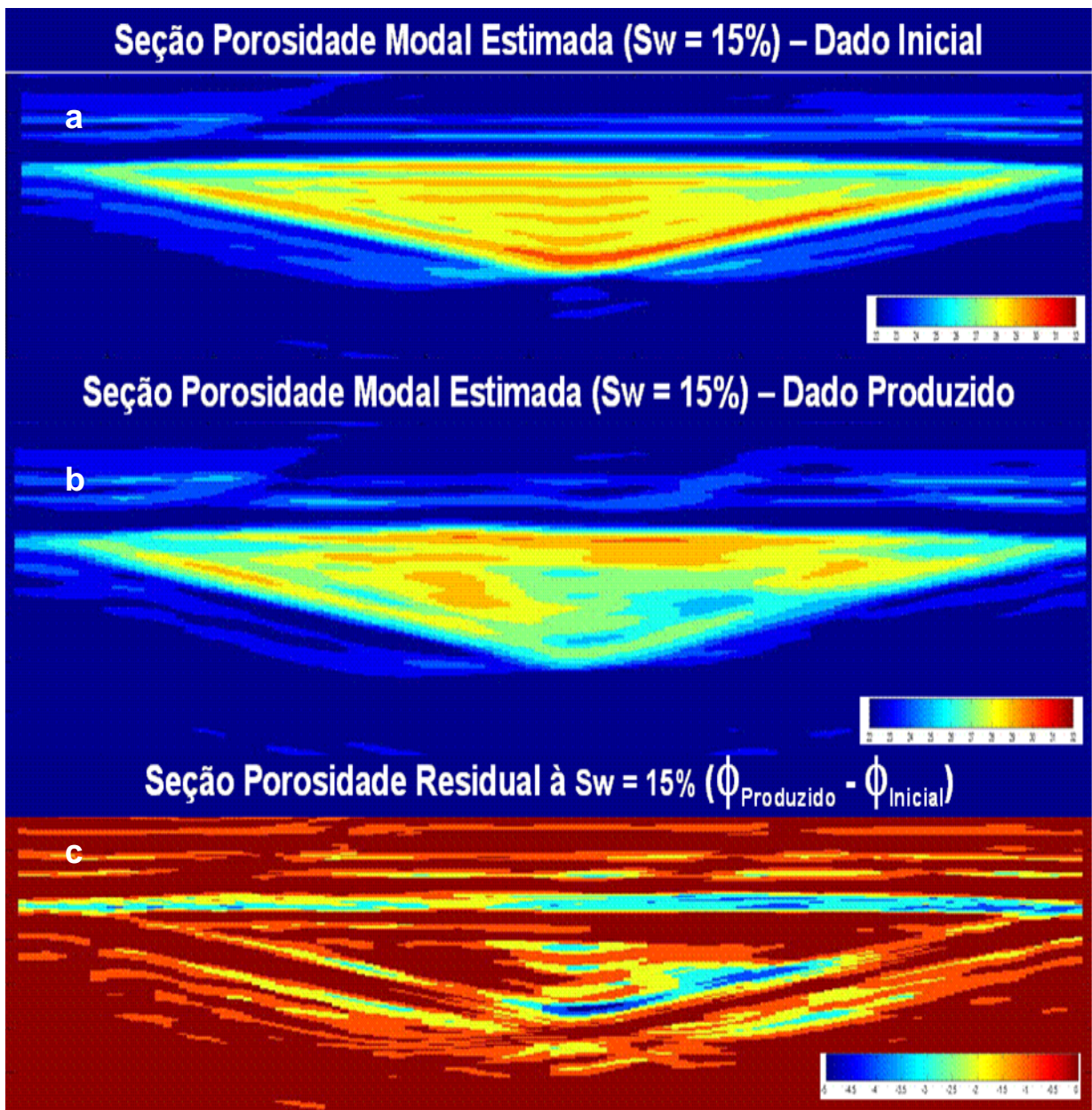


Figura 7.26 – Seção de porosidade modal estimada a partir dos dados iniciais (a), dos dados produzidos (b). Seção de porosidade residual (c), obtida pela subtração entre b e a.

As seções de porosidades, referentes a cada modelo (Inicial e Produzido), foram obtidas considerando o valor de 15% para a saturação (informação *a priori*). Com a subtração destas seções de porosidade ( $\phi_{residual} = \hat{\phi}_{prod} - \hat{\phi}_{inic}$ ), se constrói a seção de “porosidade residual” (Figura 7.26c), que mostra qualitativamente, a variação de saturação ocorrida no reservatório.

Comprando-se a seção de “porosidade residual” 7.26c, com a seção de saturação modal, estimada na Seção 7.4.2.1 (Figura 7.25b), vê-se que o resultado apresentado pela seção de “porosidade residual” é menos ruidoso e, portanto, mais estável do que quando da inferência direta dos valores de saturação. Mesmo não apresentando a variação de quantitativa apresentada pelos valores obtidos na estimativa da saturação (Figura 7.25b), esta permite uma melhor definição da área que sofreu as maiores mudanças nos valores de saturação. Este resultado atesta a aplicabilidade de método desenvolvido na identificação de áreas drenadas a partir de dados sísmicos ruidosos.

## 7.5 – Conclusão

A aplicação da metodologia de inferência das propriedades de porosidade e saturação, num contexto de monitoramento sísmico da produção de um reservatório, mostra que a qualidade do resultado obtido está intimamente relacionada ao nível de ruído presente nos dados e ao grau de compreensão que se tem sobre as propriedades físicas do reservatório, tanto nas condições iniciais, quanto nas condições após a produção.

Neste capítulo desenvolveram-se duas formas diferentes de se obter seções de saturação, que refletem a variação desta propriedade no reservatório devido à produção e que foram estimadas a partir de dados sísmicos (seção de saturação estimada e seção de “porosidade residual”). A primeira seção refere-se a metodologia que possibilita a quantificar a variação dos valores de saturação ocorridas no reservatório e, a segunda, refere-se a uma forma qualitativa de se avaliar a variação de saturação ocorrida. A utilização de uma ou de outra metodologia está diretamente relacionado a qualidade do dado 4D, disponível para os estudos.

Em relação aos nossos dados sintéticos o nível de ruídos, causados pelos artefatos oriundos dos algoritmos de processamento, foi suficiente para inserir uma instabilidade nas inferências das propriedades de porosidade e, principalmente, da saturação. Mesmo assim, ambos os métodos apresentados conseguiram mapear e identificar a região drenada pela produção.

A seção de “porosidade residual”, é um processo que apresenta uma maior estabilidade nos resultados, permitindo mostrar uma melhor visualização da variação de saturação ocorrida, chegando a mostrar uma variação gradual de saturação entre o topo do reservatório, na área drenada pelo produtor, e a base, área onde ocorre a injeção de água, bem como ao longo do topo do reservatório, enfatizando o contraste entre a área drenada e a não drenada. Devemos ressaltar que, independente da condição a ser assumida, a aplicação da metodologia aqui desenvolvida mostrou um grande potencial de aplicação em dados 4D reais.

Em relação a utilização dos dados reais de impedância sísmica pertencentes ao reservatório Mulata, a exemplo do Capítulo 6, foi feita uma extensão da metodologia de inferência das propriedades de porosidade e saturação, visando a aplicação desta em dados exploratórios. Portanto, no Capítulo 8, para avaliar a sensibilidade dos dados desse reservatório à aplicação da técnica de inferência, aqui desenvolvida, realizar-se-á a estimativa de porosidade e de saturação de duas formas: A primeira realiza-se a inferência conjunta das propriedades de porosidade e saturação e, a segunda, estima-se a seção de “porosidade residual”, considerando valores de saturação diferentes para um mesmo dado.

## Capítulo 8

### **Inferência das propriedades de porosidade e saturação dos dados de impedância sísmica, do Campo Mulata**

Este capítulo apresenta a inferência de porosidade e saturação, conduzida a partir de dados sísmicos e de informações dos poços do Campo Mulata, Bacia de Campos. Essa metodologia tem aplicação de cunho exploratórios, não só auxiliando na visualização, como também na delimitação de possíveis *leads* exploratórios. O método proposto consiste na construção de diferentes modelos de inversão, calibrados conforme o objetivo exploratório. Isto é, para um mesmo dado sísmico, realiza-se tantas inversões quanto forem os objetivos a serem estudados, como por exemplo, para os reservatórios do Cretáceo do Campo de Mulata, ou um outro reservatório qualquer (por exemplo, Oligo-Mioceno), bastando para isso, a disponibilização das propriedades de rocha, fluidos e ambientais de reservatórios análogos.

Para a construção dos modelos de inversão temos, de uma forma geral que, a porosidade apresenta uma distribuição areal condicionado pela fácies reservatório e que estão relacionadas aos processos e agentes deposicionais. Já a distribuição de saturação depende das características permo-porosas do reservatório e, conseqüentemente, da pressão capilar. De tal forma que, a saturação de água em um reservatório possa apresentar um comportamento estratificado, onde na parte mais alta estruturalmente apresente uma zona de água irreduzível (nível saturado de óleo), enquanto que na porção mais baixa do reservatório, tem-se a presença de um intervalo contendo água franca (aqüífero). Essa distribuição idealizada para a saturação de água, induz a presença de uma região de contato óleo-água e de uma zona de transição, que tem a sua extensão associada às características permo-porosas da rocha reservatório. Em arenitos com excelentes características permo-porosas, a zona de transição pode ser desprezada e essa região de contato pode ser considerada como uma interface, devido a passagem brusca da zona saturada

com óleo para a zona saturada de água, como mostrada na Figura 8.1, que representa um modelo esquemático para os reservatórios do Campo Mulata.

Já em arenitos com características permo-porosas ruins, como as encontradas em arenitos cimentados de idade Albiano, a passagem entre a zona de óleo e a zona de água, passa a ser gradual e a espessura da zona de transição será maior quanto pior forem essas características permo-porosas. Em carbonatos, por exemplo, é comum encontrarmos espessas zonas de transição e que a depender das heterogeneidades pode chegar tranqüilamente a mais de 100 metros de espessura.

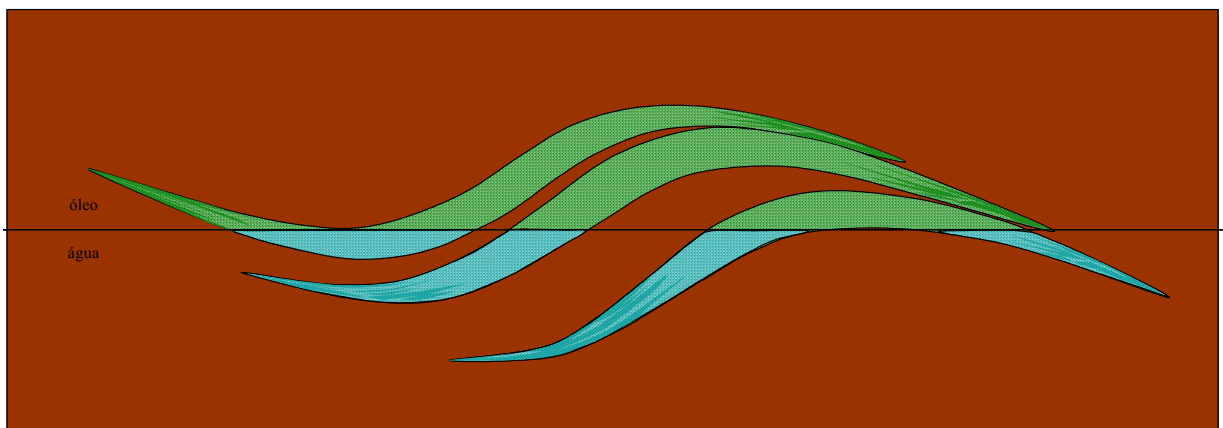


Figura 8.1 – Seção geológica esquemática, mostrando a relação entre a distribuição de porosidade e saturação num reservatório. A porosidade em reservatório areníticos com elementos arquiteturais de lobos apresenta, geralmente, as melhores porosidades no eixo central dos corpos e vai piorando para as bordas. Já a saturação tem sua distribuição dependente da estruturação, ou seja, dos altos e baixos.

A Seção 5.2 descreve a metodologia empregada na obtenção das propriedades conjuntas de porosidade e de saturação, pela aplicação da técnica de inversão por Inferência Bayesiana. Os teste realizados demonstram a importância do controle do nível de ruído presente nos dados. A depender do nível de ruído, a inferência dos valores de saturação fica degradada em função da instabilidade do processo de inversão. Em contraste, a inferência da porosidade é mais estável, sendo menos susceptível aos ruídos.



Objetivando contornar essa propagação de incerteza nos Capítulos 6 e 7, foi apresentado um método de se estimar as propriedades de porosidade e saturação. Tal método consiste em obter a porosidade e saturação em duas etapas. Ou seja, supondo saturações fixas e inferem-se as porosidades a partir dos dados disponíveis e a subtração destes fornece um atributo chamado de “porosidade residual”, que está intimamente ligada à saturação, método esse que se baseia no princípio da perturbação da porosidade pela variação da saturação .

Utilizando como dado de entrada a impedância P, mostrada na Figura 8.2, realizam-se dois experimentos distintos. No primeiro (Seção 8.1), obtém-se a estimativa conjunta das propriedades de porosidade e saturação e no segundo (Seção 8.2) a inferência de porosidade dos dados considerando duas condições de saturação distintas, 15% e 100%, conforme os resultados obtidos previamente com os dados de poços (Capítulos 5 e 6) e que sinalizam para a aplicabilidade dessa metodologia de obtenção da porosidade e saturação em dois passos. A subtração desses valores de porosidades estimadas ( $\phi_{Sw100\%} - \phi_{Sw15\%}$ ), possibilita obter o atributo “porosidade residual”, que sinaliza as áreas do reservatório que encontram-se saturada de óleo e de água.

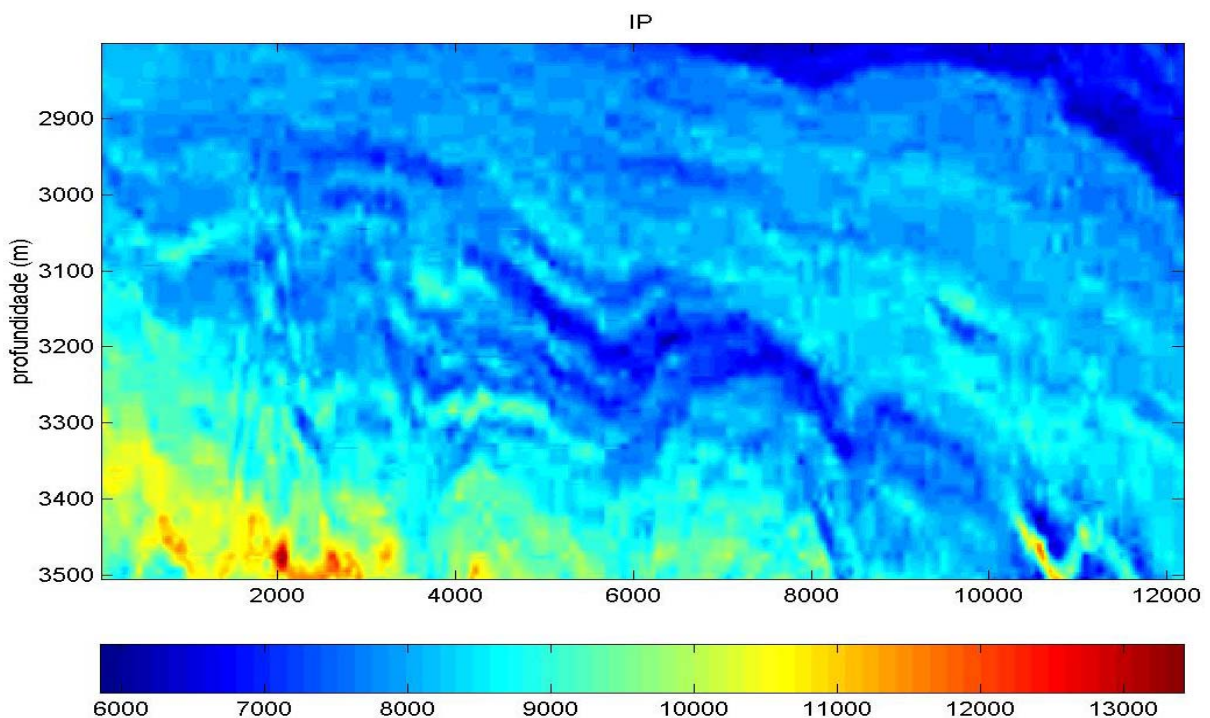


Figura 8.2 – Seção de impedância IP, utilizada como dado de entrada para a inversão conjunta de porosidade e saturação.

## **8.1 Inferência conjunta das propriedades de porosidade e saturação a partir de dados sísmicos reais**

Na implementação da técnica, considera-se um janela horizontal móvel de 5 células, ao longo de tempos constantes. Como resultado, para cada célula será obtida uma função de densidade de probabilidade *a posteriori* 2D, conforme previamente mostrado na Figura 4.19. Onde as seções das propriedades estimadas consistem de valores modais obtidos das distribuições obtida em cada célula.

Apesar dos parâmetros petrofísicos, dos módulos elásticos e das densidades de rochas e fluidos utilizados nas equações constitutivas, refletirem as características do reservatório estudado, a obtenção das propriedades de porosidade e saturação, a partir dos dados IP, dependem também da qualidade dos dados, ou seja, do nível de ruído contido neste.

As seções de porosidade e saturação modais, obtidas na inferência conjunta, estão mostrados nas Figuras 8.3 e 8.4. O resultado apresentado na seção de porosidade modal destaca a geometria apresentada pelos diferentes reservatórios que constituem o Campo Mulata, conforme a interpretação prévia mostrada na Figura 8.1. Pode-se observar também que, ao mesmo tempo cria uma tendência de fundo, constituído por valores anômalos de porosidade, que realçam ainda mais o Campo.

Pode-se observar, na seção de porosidade estimada (Figura 8.3), que as melhores porosidades se concentram na parte central das feições turbidíticas e que podem estar refletindo a presença das porções com as melhores fácies dos arenitos, já estas estão geologicamente dispostas nas posições centrais de cada sistema de areias.

A comparação entre a seção de porosidade modal estimada (Figura 8.3) e a seção de impedância IP (Figura 8.2), fica ainda mais evidente a importância e a aplicação prática dessa metodologia de inversão na delimitação e caracterização do reservatório.

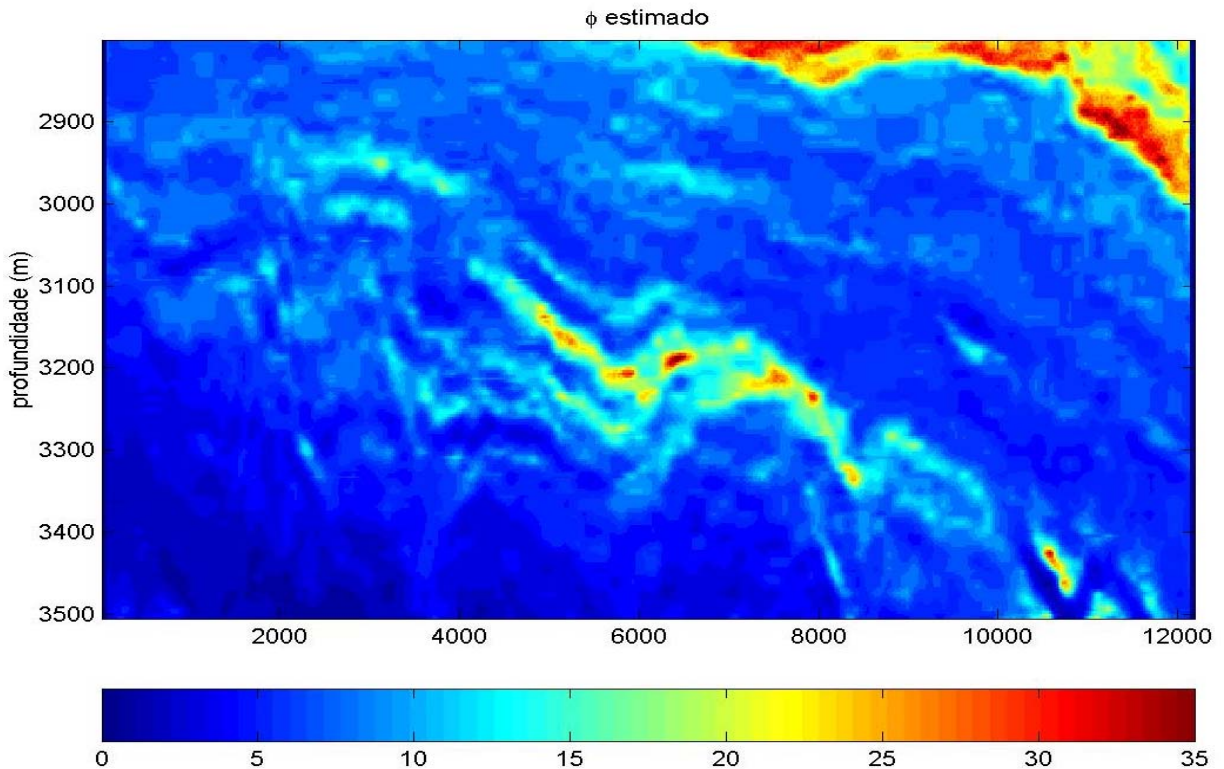


Figura 8.3 – Seção das modas estimadas de porosidade, obtidas simultaneamente com a saturação, a partir da seção sísmica de impedância elástica IP.

Por outro lado, em contraste com a qualidade apresentada pela seção de porosidade, a seção de saturação modal (Figura 8.4), apresenta uma instabilidade que pode ser evidenciada pela alternância entre valores de saturação discrepantes. Essa alternância de valores fica mais evidente ao se observar a região onde predomina os folhelhos (rocha encaixante), que alterna valores entre 1% e 100% de saturação. Porém, apesar do aspecto ruidoso, apresentado por essa seção, pode-se observar que existe uma definição da geometria do reservatório, que está coincidente com o intervalo do reservatório saturado de óleo do Campo Mulata.

O aspecto ruidoso apresentado pela seção de saturação modal está relacionado à instabilidade inerente a obtenção dos valores de saturação, conjuntamente com a estimativa de porosidade. Esta instabilidade, já observada quando da inversão conjunta dessas propriedades com dados de poços (Capítulo 5), é reflexo direto da baixa sensibilidade da sísmica às variações de saturação, associado ainda ao acoplamento entre a porosidade e a saturação, e ao processo de inferência na presença de ruídos.

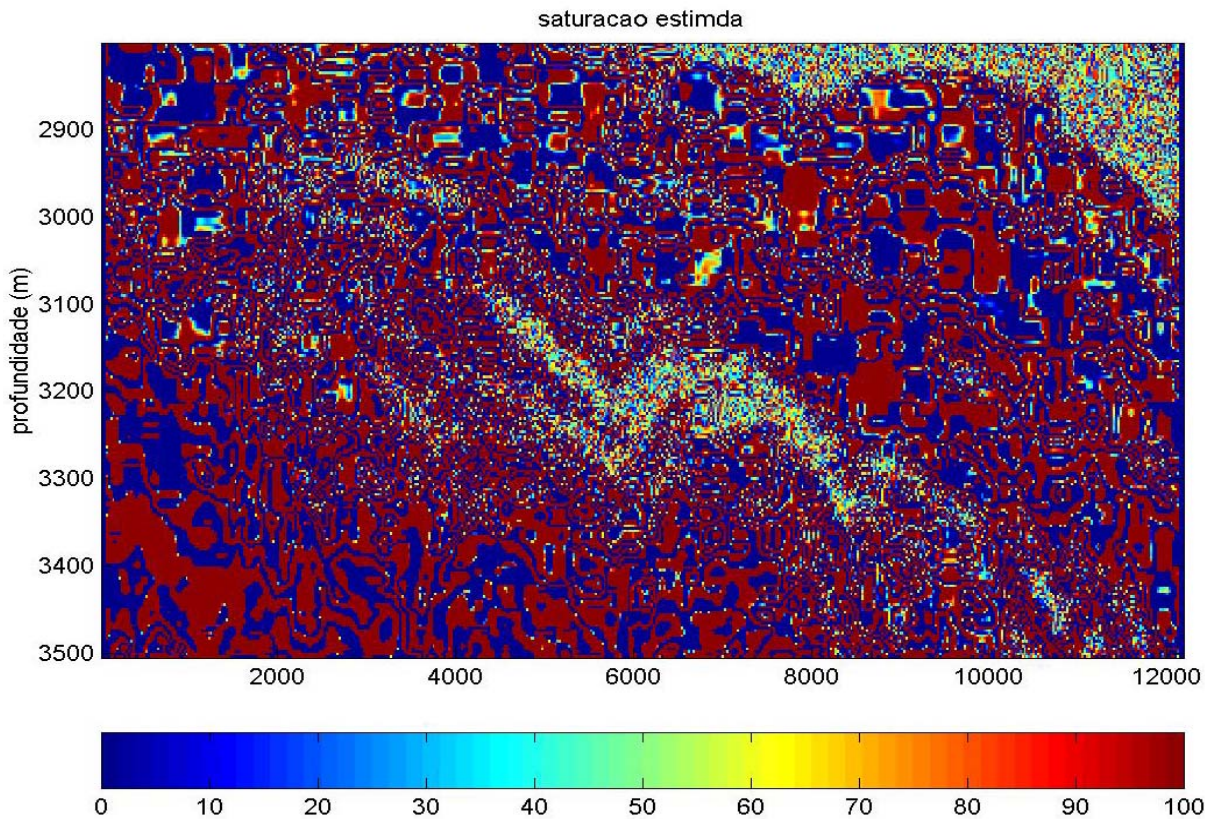


Figura 8.4 – Seção das modas estimadas de saturação, obtidas simultaneamente com a porosidade, a partir da seção sísmica de impedância P.

Essa instabilidade é refletida pelo aspecto multimodal apresentado pelo espaço bidimensional de amostras, isto é, pela função densidade de probabilidade *a posteriori*, dificultando a obtenção dos valores corretos das propriedades de porosidade e saturação. Como já demonstrado no Capítulo 4, devido a baixa sensibilidade demonstrada pela saturação, um erro de 1% na estimativa dos valores de porosidade, extremamente aceitável em nossos processos de obtenção dos mapas desse atributo, acarreta num erro muito alto na estimativa da saturação, e a inclusão de uma variação do nível de ruído tem uma forte influência na estimativa da saturação, ocasionando a instabilidade apresentada.

## **8.2 Inferência das propriedades de porosidade e saturação, em etapas distintas, a partir de dados sísmicos reais (“porosidade residual”)**

Como observado na seção anterior, a instabilidade apresentada na estimativa da saturação e refletida pela multimodalidade da distribuição *a posteriori*, dificulta a aplicação da técnica de inferência conjunta da porosidade e saturação a partir de dados sísmicos de impedância P. Visando contornar esse problema, apresentamos neste capítulo uma variação da metodologia de obtenção da seção de “porosidade residual”, previamente apresentada nos Capítulos 6 e 7. Diferentemente da seqüência utilizada no Capítulo 7, onde a partir de dois volumes sísmicos (Inicial e Produzido) se infere as porosidades considerando um mesmo valor de saturação para ambas as estimativas, nesta seção se estimará a porosidade a partir de um único dado sísmico considerando, porém, duas condições diferentes para a saturação no reservatório, ou seja, que o reservatório esteja plenamente saturado de água ( $S_w = 100\%$ ) ou de óleo ( $S_w = 15\%$ ). O atributo de “porosidade residual” é então computado através da subtração das porosidades.

Para que se possa extrair o atributo de “porosidade residual” a partir do dado sísmico, deve-se primeiramente avaliar se as condições de rocha, fluido e ambiente do reservatório, fornecem as condições necessárias para que a variação de saturação no reservatório possa ser registrada pelos dados sísmico. Esse estudo de sensibilidade é realizado pela aplicação da técnica de substituição de fluidos, dando suporte à aplicação da técnica de monitoramento sísmico 4D e na quantificação da saturação de um reservatório em produção por esta técnica. Portanto, em relação aos dados referentes aos reservatórios do Campo Mulata, conforme demonstrado nos estudos realizados com os perfis de poços e descritos no Capítulo 6, os dados sísmicos do Campo aqui utilizados, apresentam boas condições de uso na caracterização do tipo de fluidos que saturam o reservatório. Neste exemplo, realiza-se as inferências de porosidade assumindo duas condições distintas de saturação para o reservatório, 15% e 100%, onde da subtração entre as seções de porosidade modal ( $\phi_{S_w100\%} - \phi_{S_w15\%}$ ), obtêm-se a seção de porosidade residual, que neste caso irá refletir a o tipo de fluido que estará saturando o reservatório.

As Figuras 8.5a e 8.5b, mostram as seções de porosidade modal, estimadas com as condições de saturação de 100% e 15%, o que mantém a estabilidade no processo de inversão. Como todos os parâmetros elásticos, considerados no modelo de inversão, foram mantidos constantes, variando-se apenas as saturações, existe uma similaridade de imagens.

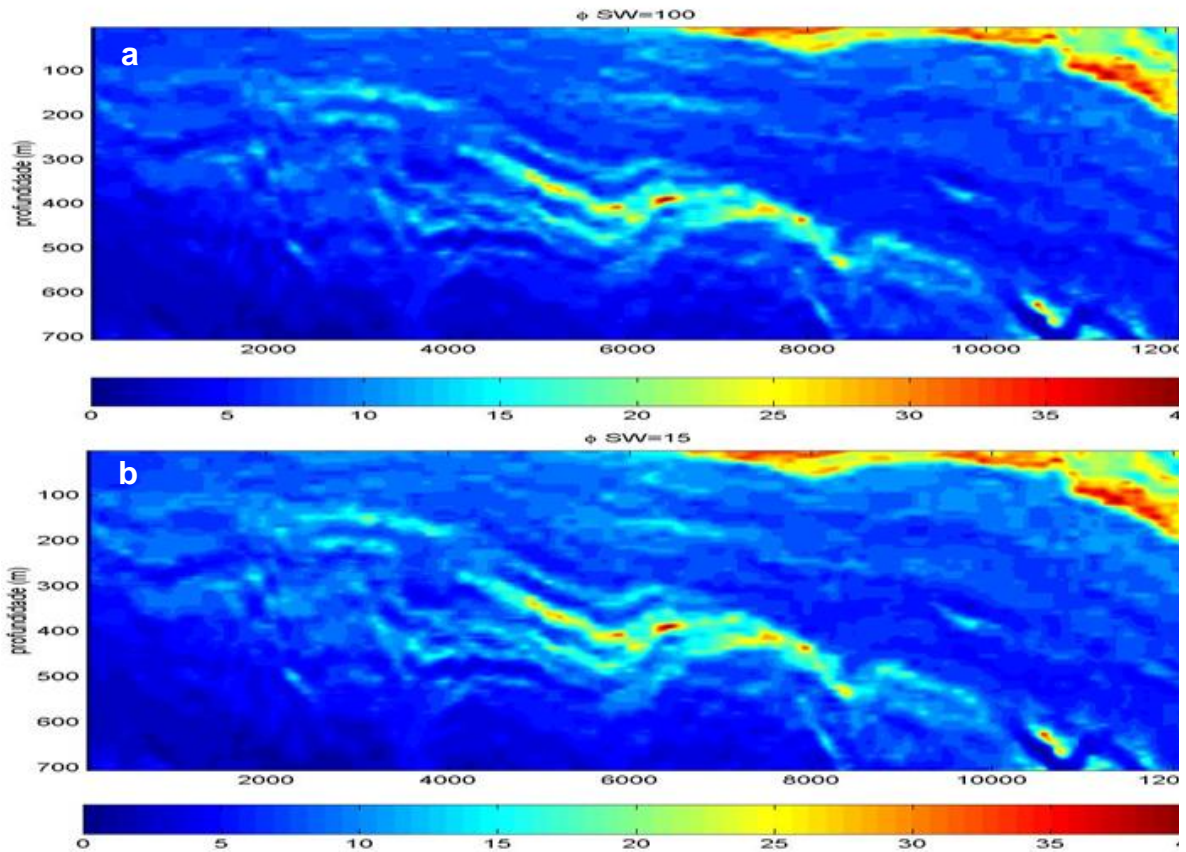


Figura 8.5 – Seções de porosidades modais estimadas considerando valores de saturação de 100% (a) e de 15% (b), para todo o intervalo do reservatório a partir da seção sísmica de impedância

Efetuada-se a subtração entre as duas seções de porosidades, é possível obter uma seção de “porosidade residual”, que estará diretamente relacionada à diferença de saturação entre os dois modelos inferidos (Figura 8.6).

A seção de “porosidade residual”, aparentemente, apresenta a mesma geometria apresentada pelo Campo Mulata, saturado de óleo. Como demonstrado no Capítulo 5, existe uma relação direta entre as porosidades estimadas a partir da sísmica com as estimadas a partir dos poços. Assim, a calibração e a coerência dos

resultados obtidos nos os poços (Seção 6.5) forneceram subsídios para estender a função obtida nos poços para a aplicação em dados sísmicos, correlacionando a porosidade residual com a saturação diferencial. Assim, com essa metodologia de inferir separadamente as propriedades obtemos uma forma qualitativa de se obter indiretamente a Inferência a cerca do tipo de fluido que satura o reservatório. Ou seja, como o dado sísmico disponível pela PETROBRAS, para o estudo foi adquirido antes do início da produção do Campo e que o reservatório encontra-se totalmente saturado de óleo ( $S_{wi} = 15\%$ ), a inferência de porosidade assumindo a condição de saturação inicial, tenderá a fornecer um valor que reflita as condições iniciais para o Campo (Figura 8.5b). Ao se realizar a segunda inferência de porosidade a partir do mesmo dado sísmico, porém, considerando uma condição de saturação de água para o reservatório ( $S_w = 100\%$ ), obtém-se valores de porosidade que terão incorporado a informação *a priori* errada a cerca da saturação, incorporando uma perturbação na porosidade devido a essa nova condição de saturação (Figura 8.5a)

Quando se realiza a inferência de porosidade, de um reservatório saturado de óleo, assumindo uma premissa errada de que o reservatório estaria saturado de água, a porosidade obtida irá “compensar” a maior densidade do fluido, convergindo para um valor de porosidade maior que o real. De tal forma que, a seção de “porosidade residual” ( $\phi_{S_w100} - \phi_{S_w15\%}$ ) irá mostrar valores positivos na zona saturada de óleo, conforme mostra a Figura 8.6. Confirmando o potencial uso desse atributo na identificação do tipo de fluido que satura o reservatório estudado.

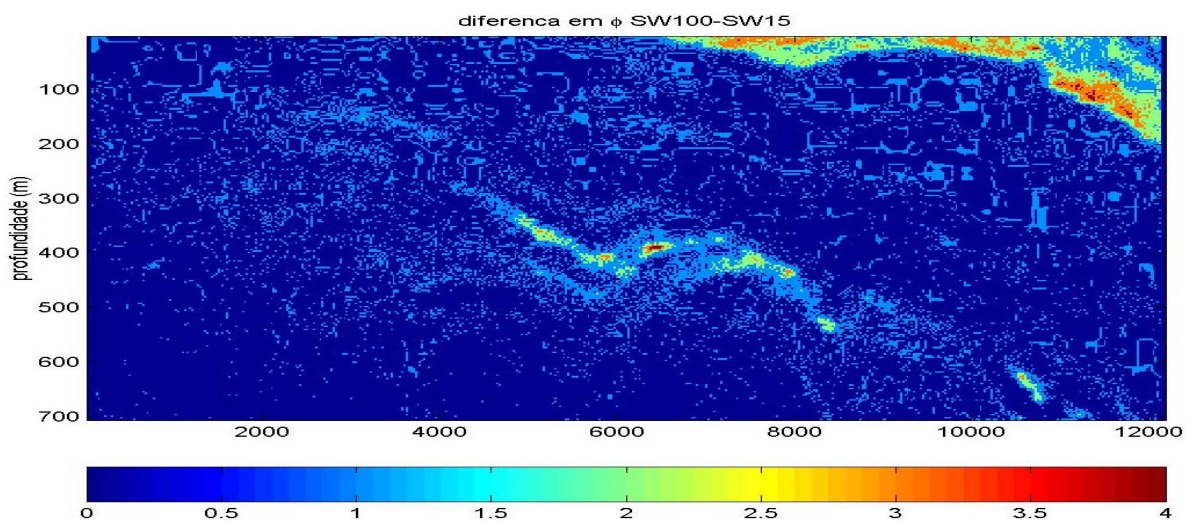


Figura 8.6 – Seção de porosidade residual, obtida pela diferença entre as seções de porosidades estimadas, com diferentes saturações ( $S_w = 100\%$  e  $S_w = 15\%$ ). Esta seção reflete uma saturação diferencial de 85%.

Para uma melhor compreensão de como a inversão focada no objetivo Cretáceo do dado destaca o reservatório, as Figuras 8.7a e 8.7b mostram visualizações do cubo de porosidade estimado, através da técnica desenvolvida. Na Figura 8.7a temos a visualização do volume de porosidade de forma opaca, sem a aplicação do recurso de transparência, conforme mostrado na Figura 8.7b. Em ambas as visualizações o reservatório encontra-se realçado, contrastando com o *background* de valores de porosidade anômalos.

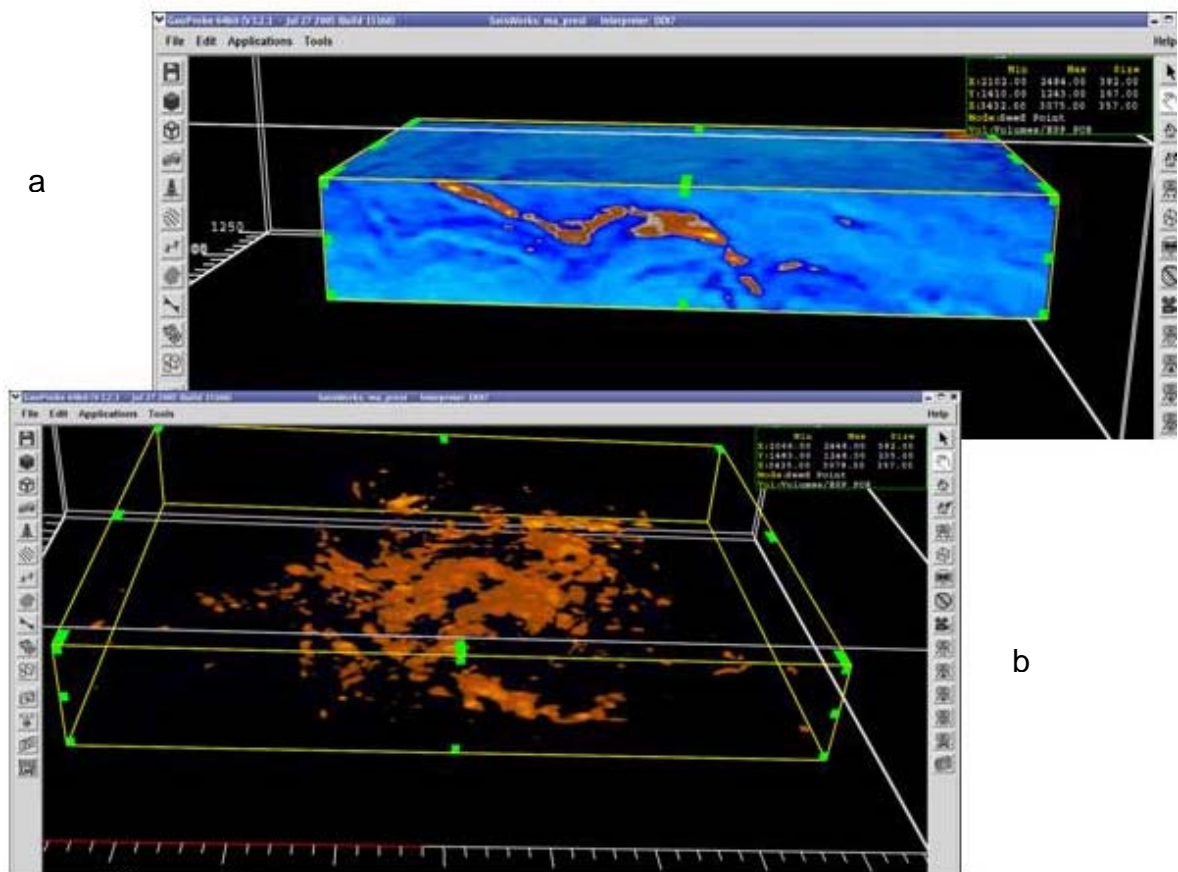


Figura 8.7 – Visualização 3D do cubo de porosidade. Observar o reservatório destacado, no volume de porosidade opaco, isto é, sem transparência (a). Abaixo (b), o volume de porosidade encontra-se com transparência aplicada, ressaltado ainda mais a geometria do reservatório.

O mesmo efeito pode ser conseguido com o cubo de “porosidade residual”, Figuras 8.8a e 8.8b. Como esse atributo pode ser considerado como uma avaliação qualitativa do tipo de fluido que satura o reservatório, temos que as cores mais fortes estariam destacando as áreas com maiores valores de saturação de óleo no Reservatório Mulata. Segundo informações obtidas com o geólogo do Campo,



devido a dificuldade de caracterização do aquífero do reservatório e a complexidade na distribuição das fácies reservatório, o resultado obtido com o atributo “porosidade residual” é consistente com o esperado para o modelo do Campo.

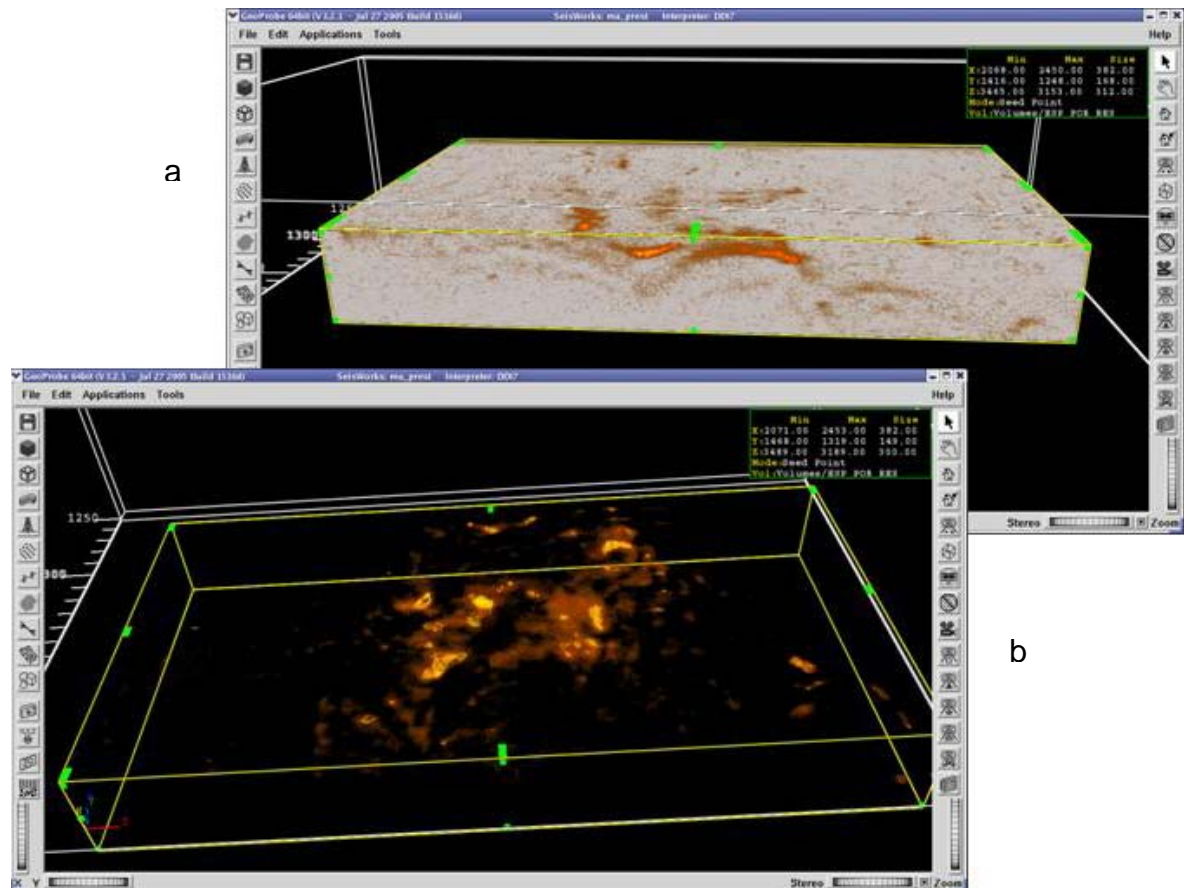


Figura 8.8 – Visualização 3D do cubo de “porosidade residual”. Observar que o reservatório também encontra-se destacado, no “volume de porosidade”, tanto na visualização em opaco isto é, sem transparência (a), quanto no com a transparência aplicada (b). Similar ao apresentado na Figura 8.7.

### 8.3 – Conclusão

A metodologia apresentada neste capítulo demonstra o seu potencial uso como ferramenta não só de caráter exploratório, mas também cunho exploratório delimitando e definindo a geometria do reservatório.

Em relação a estimativa conjunta da porosidade e saturação, apesar da diferença de sensibilidade apresentada por esses atributos nos parâmetros elásticos, pode-se obter uma definição da geometria do reservatório, principalmente, em

relação a seção de porosidade. Mesmo apresentando um resultado ruidoso, a seção de saturação obtida identifica o fluido que satura o reservatório (óleo).

A aplicação da técnica de obtenção do atributo de “porosidade residual”, a partir de um único dado sísmico, assumindo-se duas condições de saturação para o reservatório, mostrou ser um processo mais estável de identificação do tipo de fluido que satura o reservatório, bem com a sua distribuição ao longo do reservatório.

O procedimento apresentado neste capítulo e que teve enfoque em obter a geometria e caracterizar o tipo de fluido que satura o reservatório do Cretáceo, referente ao Campo Mulata, pode ser estendida para outros objetivos exploratórios da área, como por exemplo, reservatórios do Oligo Mioceno. Para tal, é fundamental que estejam disponíveis informações de rocha, fluido e ambiente de reservatório análogos.

## Capítulo 9

### Conclusões finais

O método proposto de caracterização das propriedades de reservatório utiliza múltiplas fontes de informação independentes e pode ser aplicado em dados de diferentes escalas, tais como, de testemunho (*logs*), de perfis de poços, de dado sísmico e, até mesmo, de dados com escalas apresentadas pelos modelos numéricos utilizados nos simuladores de fluxo, permitindo a propagação das incertezas existentes em cada uma delas.

A técnica de inferência das propriedades de porosidade e saturação desenvolvida está fundamentada na teoria de modelagem das propriedades dos fluidos, segundo o Modelo Baztle & Wang (1992) e dos seus efeitos sobre a saturação do meio poroso, conforme o Modelo de Gassmann (segundo Mavko *et al.*, 1998). Esta abordagem permitiu o controle das relações entre as propriedades que constituem o meio poroso saturado (porosidade, módulos de *bulk* e de cisalhamento, densidade, composição mineralógica, pressão, temperatura, e etc.) e os parâmetros elásticos (velocidades P e S, e densidade) e, conseqüentemente, com os dados adquiridos de forma indireta (sísmico e perfis de poços).

A diferença na intensidade com que cada uma das propriedades estudadas (porosidade e saturação) sensibiliza as constantes elásticas do meio e, conseqüentemente, os atributos sísmicos, influencia diferentemente na estabilidade do método e na qualidade da propriedade estimada, a depender do nível de ruído contido nos dados. Teste demonstram que a estimativa de porosidade mostra-se muito mais estável do que a estimativa de saturação, considerando que pequenos níveis de ruídos nos dados comprometem a qualidade do valor de saturação estimado. Essa diferença na sensibilidade dos atributos sísmicos à variações de porosidade e saturação, e o acoplamento entre as mesmas, faz com que um pequeno erro obtido na estimativa da porosidade gere grandes erros na saturação.

A instabilidade, quando da estimativa as propriedades porosidade e saturação a partir de perfis de poços individuais, pode ser reduzida pela combinação de múltiplos conjuntos de dados. Essa combinação se dá pela multiplicação de diferentes funções verossimilhanças relativas aos diferentes dados de perfis independentes. Tornando estável as estimativas de porosidade e, principalmente, saturação, que convergiram para valores corretos. A utilização de dados de poços reais permitiu a comparação entre os resultados obtidos pela técnica de Inferência Bayesiana com os obtidos pelos técnicos da PETROBRAS, garantindo a confiabilidade dos valores das propriedades de porosidade e saturação estimadas, apesar de em nosso teste ter-se utilizado dados de perfis brutos, sem nenhum tratamento ou correção.

Aproveitando a estabilidade que existe na determinação da porosidade e trabalhando-se a sensibilidade e a interdependência (acoplamento) que existe entre as propriedades de porosidade e saturação, desenvolveu-se um método de obter a estimativa de saturação a partir de dados sísmicos 4D invertidos. Esse método, que tem como base o princípio da perturbação da porosidade pela variação da saturação, tem como resultado final um atributo novo que foi denominado de “porosidade residual”. Assim, a instabilidade demonstrada quando da estimativa da saturação de forma direta é minimizada utilizando-se o atributo de “porosidade residual” que se relaciona à variação da saturação.

Utilizando dados de impedância de poço, obtido a partir dos perfis de densidade e sônico, mostrou que um estudo prévio de substituição de fluidos, em dados de poços, é fundamental no processo de obtenção da saturação a partir de dados de impedância de poços, possibilitando a parametrização e a calibração do modelo utilizado para a inversão de dados sísmicos. A confrontação entre os resultados obtidos a partir dos perfis de poços filtrados com o obtido com o traço de impedância sísmica nas posições dos poços (MU17 e MU99), permitiu gerar um modelo confiável para ser utilizado na inversão sísmica e validar a perturbação da porosidade como um atributo de obtenção da variação da saturação. Possibilitando a adequação dos parâmetros do modelo utilizado na inversão dos dados de impedância sísmica, através da inversão de perfis de impedância de poços filtrados e amostrados para a escala da sísmica.

A extrapolação da técnica de estimativa das propriedades de porosidade e saturação a partir de dados de monitoramento sísmico foi conseguida através da construção de dados sísmicos 4D sintéticos que simulavam duas condições distintas de produção, inicial e após 5 anos de produção.

Foram desenvolvidos dois processos de inferência de saturação a partir de dados 4D, a depender da relação entre os dados sísmicos iniciais e a condição do reservatório. Na primeira assumiu-se que a condição de saturação inicial do reservatório era conhecida e a segunda é que existiam incertezas a cerca desses valores. No primeiro caso, conhecendo-se a saturação inicial, estimou-se a porosidade a partir do dado inicial. Essa porosidade estimada é então assumida constante, possibilitando a estimativa das novas condições de saturação a partir do dado sísmico após a produção. Apesar do total controle sobre o processo de geração dos dados sintéticos, estes apresentaram ruídos, de processamento, que interferiram na qualidade da seção de porosidade e, conseqüentemente, da saturação estimada. Apesar da instabilidade, foi possível obter um mapeamento da região do reservatório drenado. No segundo método, foi estimada a porosidade a partir de cada volume sísmico, considerando-se uma mesma condição de saturação, no caso  $Sw = 15\%$ . Assim, ao subtrairmos as duas seções de porosidade foi obtida uma seção de porosidade perturbada pela saturação, que refletiu a área do reservatório onde ocorreu a principal variação de saturação, seção esta denominada de “seção de porosidade residual”. Por ser mais estável do que o obtido quando se estima diretamente a saturação, o resultado apresenta-se menos ruidoso. Assim, também foi obtida uma identificação das zonas drenadas e não drenadas do reservatório a partir de dados sísmicos 4D, mostrando o potencial do método no mapeamento da variação de saturação em dados sísmicos 4D reais, tanto em seção de saturação, quanto em seção de “porosidade residual”.

A técnica de inferência de porosidade e saturação desenvolvida, quando aplicada em caráter exploratório possibilita a obtenção de seções de porosidade e saturação, que estariam calibradas para reservatórios de determinadas idades. No caso dos dados sísmicos disponibilizados pela PETROBRAS, esses se referem a um reservatório turbidítico de idade Cretáceo, contendo certas características de rocha, ambiente e fluido. Uma vez ajustado o modelo para essas condições de

reservatório, as seções de porosidade e saturação obtidas a partir de dados sísmicos reais, evidenciaram de forma clara a presença do reservatório.

Em relação ao fluido que satura o reservatório, foi inferida a porosidade a partir do dado de impedância, considerando duas condições de saturação ( $S_w = 15\%$  e  $S_w = 100\%$ ) e subtraído a segunda seção da primeira. Como o reservatório, está saturado de óleo (Campo Mulata), ao considerarmos a condição de saturação errada de salmoura, o programa fornece um valor de porosidade maior que o verdadeiro, para satisfazer o valor de impedância. Desta forma, “seção de porosidade residual” obtida apresentou valores positivos, confirmando a possibilidade de aplicação dessa técnica na identificação do tipo de fluido, quando em caráter exploratório.

## Referências Bibliográficas

- Aki, K. and Richards, P.G., 1980. Quantitative seismology: Theory and methods. W.H.Freeman & Company.
- Albright, J., Dangerfield, J., Johnstad, S., Cassel, B., Deflandre, J. and Withers, R., 1994. Seismic surveillance for monitoring reservoir changes. Oilfield Review. January, pp. 4 – 14.
- Anderson, R. N. Boulanger, A., He, W., Teng, Y. C. and Xu, L., 1997. 4-D Seismic: The fourth dimension in reservoir management. Part 1: What is 4-D and how does it improve recovery efficiency? World Oil, vol. 218, pp 43-46.
- Ariffin, T., Bée, M., Corbert, C., Dorn, G., Özdemir, H. and Pearse, C., 1995. Seismic tools for reservoir management. Oilfield Review, March , pp. 4 - 17.
- Bachrach, R. and Dutta, N., 2004. Joint estimation of porosity and saturation using stochastic rock physics. 69<sup>th</sup> ann. Internat. Mtg SEG. Expanded abstract.
- Batzle, M. and Wang, Z., 1992. Seismic properties of pore fluid. Geophysics, vol. 57, pp. 1396 – 1408.
- Berryman, J. G., 1999. Tutorial: Origin of Gassmann's equations. Geophysics, vol. 64, pp. 1627 - 1629.
- Biondi, B., G. Mavko, T. Mukerji, J. Rickett, D. Lumley, C. Deutsch, R. Gundersen and M. Thiele, 1998. Reservoir monitoring: A multidisciplinary feasibility study. The Leading Edge, vol. 17, pp. 1404 – 1414.
- Biot, M.A., 1956. Theory of propagation of elastic waves in a fluid-saturated porous solid. Journal of Acoustic Society of America, vol. 28, pp. 168 – 191.
- Bretthorst, G. L., 1998. Bayesian spectrum analysis and parameter estimation – Lecture notes in statistics. Springer-Verlag Berlin Heidelberg, Germany.

- Bulloch, T.E., 1999. The investigation of fluid properties and seismic attributes for reservoir characterization – Master Thesis. Michigan Technological University, USA.
- Capello de P., M.A. and M. Batzle, 1997. Rock physics in seismic monitoring. *The Leading Edge*, vol. 16, pp. 1255 – 1260.
- Carcione, J. M., Gurevich, B. and Cavallini, F., 2000. A generalized Biot-Gassmann model for the acoustic properties of shaley sandstones. *Geophysical Prospecting*. vol. 48, pp. 539 – 552.
- Castagna, J. P., 1985. Shear-wave time average equation for sandstone. In *Annual Meeting Abstracts SEG*, Houston, USA.
- Castagna, J. P., Batzle, M. L. and Eastwood, R. L., 1985. Relationships between compressional wave and shear wave velocities in clastic silicate rocks. *Geophysics*, vol. 50, pp. 571-581.
- da Costa, E. F., Moraes, F. S. and Filho, N. P F., 2004. Joint inference of porosity and saturation from multiples well logs. *EAGE 66th Conference & Exhibition*, Paris, France.
- da Costa, E. F., Moraes, F. S. and Loure, L. G. C. L., 2005. Porosity and saturation estimation from 4D seismic P wave impedance. *EAGE 67th Conference & Exhibition*, Madrid, Spain.
- Dillon, L., Schwedersky, G., Vasquez, G., Velloso, R. and Nunes, C., 2003. A multiscale DHI elastic attributes evaluation. *The Leading Edge*, pp. 1024-1029.
- Dolberg, D.M., Helgesen, J., Hanssen, T.H., Magnus, I., Saigal, G. and Pedersen, S., 2000. Porosity prediction from seismic inversion, Lavrans Field, Halten Terrace, Norway. *The Leading Edge*, pp. 392-399.
- Domenico, S. N., 1984. Rock lithology and porosity determination from shear and compressional wave velocity. *Geophysics*, vol. 49, N. 8, pp. 1188 – 1195.



- Doyen, P. M., 1988. Porosity from seismic data: A geostatistical approach. *Geophysics*, vol. 53, pp. 1263-1275.
- Dumay, J. and Fournier, F., 1998. Multivariate statistical analyses applied to seismic facies recognition. *Geophysics*, vol. 53, pp. 1151-1159.
- Duijindam, A. J. W., 1988a. Bayesian estimation in seismic inversion. Part I: Principles. *Geophysical Prospecting*, vol. 36, pp. 878-898.
- Duijindam, A. J. W., 1988b. Bayesian estimation in seismic inversion. Part II: Uncertainty analysis. *Geophysical Prospecting*, vol. 36, pp. 878-898.
- Eberhart-Phillips, D., Han, D. H. and Zoback, M. D., 1989. Empirical relationships among seismic velocity, effective pressure, porosity and clay content in sandstone. *Geophysics*, vol. 54, pp. 82-89.
- Etnyre, L. M., 1992. Estimation of petrophysical parameters using a robust Levenberg-Marquardt procedure. The log analysis. vol. 33, pp. 373 - 389.
- Fanchi, J.R., 2001. Time-lapse seismic monitoring in reservoir management. *The Leading Edge*, vol 20, pp. 1140-1147
- Gabriels, P. W., Horvei, N. A., Koster, J. K. Onstein, A. and Staples, R., 1999. Time-lapse seismic monitoring of the Draugen Field. 69<sup>th</sup> ann. Internat. Mtg SEG. Expanded abstract, pp 2035 – 2037.
- Gassmann, F., 1951. Elastic waves through a packing of spheres. *Geophysics*, vol. 16, pp. 673 - 685.
- Geertsma, J. and Smit, D. C., 1961. Some aspects of wave propagation in fluid-saturated porous solids. *Geophysics*, vol. 26, n. 2, pp. 169 - 181.
- Geertsma, J., 1957. The effect of fluid pressure decline on volumetric changes of porous rocks. *Petroleum Transaction, AIME*, vol. 210, pp. 331 - 340.
- Geertsma, J., 1961. Velocity log interpretation: The effect of rock *bulk* compressibility. *Soc. Petr. Eng. J.* vol. I, pp. 235 – 248.

- Gibson, R. L. and Toksoz, M. N., 1990. Permeability estimation from velocity anisotropy in fractured rocks. *J. Geophysics Res.*, pp. 15643 - 15655.
- Gouveia, W., 1996. Bayesian seismic waveform data inversion: Parameter estimation and uncertainty analysis. PhD Thesis. Colorado School of Mines, Golden, CO.
- Gouveia, W., David, H. J., Arne, S. and Morten, L., 2004. Joint 4D: Characterization of fluid contact movement from time-lapse seismic and production logging tool data. *The Leading Edge*, November, pp. 1187 – 1194.
- Goodway, W. Chen, T. and Downton, J., 1997. Improved AVO fluid detection and lithology discrimination using lame petrophysical parameters. *Soc. Expl. Geophys 67<sup>th</sup> Ann. Internat. Mtg., Expanded Abstracts*, pp. 183-186.
- Greaves, R. J. and Fulp, T. J., 1987. Three-dimensional seismic monitoring of an enhance oil recovery process. *Geophysics*, vol. 52, N. 9, pp. 1175 - 1187.
- Han D., Nur, A. and Morgan, D., 1986. Effects of porosity and clay content on wave velocities in sandstones. *Geophysics* , vol. 51, pp. 2093-2107.
- Han, D., 1992. Fluid saturation effect in rock velocities in seismic frequencies. Presented at SEG summer Reseach workshop, Big Sky Montana, EUA.
- Han, D. and Batzle, M., 2004. Gassmann´s equation and fluid effects on seismic velocities, *Geophysics*, Vol. 69, pp. 398 – 405.
- He, N., Inderweisen, P. and Condon, P., 2004. Pressure and saturation inversion from 4D seismic constrained by production data. *EAGE 66<sup>th</sup> conference & exhibition expanded abstract*. Paris.
- Hilterman, F. J., 2001. Seismic amplitude interpretation. Distinguished Instructor Short Course notes, SEG-EAGE.
- Hirsche, W. K., Mewhorth, L. E., Porter, J. L. and Davis, R., 1996. The need for physical constraints in geostatistical modeling or the use and abuse of geostatistics. *SEG 66th Ann. Int MTG - Expanded Abstr. Biogr.*, vol. 2, pp 2099.

- Hogg, R. V. and Tanis, E. A., 1977. Probability and statistical inference. Collier Macmillan International Editions. Macmillan Publishing Co., Inc. New York, N.Y., USA.
- Johann, P., Fournier, F., Souza, O., Eschard, R. and Beucher, H., 1996. 3-D stochastic reservoir modeling constrained by well and seismic data on turbidite field. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Denver, pp. 51-66.
- Jaynes, E.T., 1994. Probability theory: The logic of science. Cambridge University Press, USA.
- Jeffreys, H., 1939. Theory of probability. Clarendon Press, Oxford.
- Kalkomey, C. T., 1996. Use of seismic attributes as predictor of reservoir properties: Potential risks. 66th. Ann. International Mtg., SEG. Expanded abstract.
- King, M. S., Marsden, J. R. and Dennis, J. W. 2000. Biot dispersion for P and S wave velocities in partially and fully saturated sandstone. Geophysical Prospecting. vol. 48, pp. 1075 – 1089.
- Klimentos, T. and McCann, C., 1990. Relationships among compressional wave attenuation, porosity, clay content, and permeability in sandstones. Geophysics, vol. 55, pp. 998-1014.
- Koesoemadinata, A. P. and McMechan, G. A., 2001. Empirical estimation of viscoelastic seismic parameters from petrophysical properties of sandstone. Geophysics, vol 66, pp. 1457-1470.
- Kovallis, B., Jones, L. E. A., and Wang, H. F., 1984. Velocity-porosity-clay content systematics of poorly consolidated sandstone. J. Geophys. Res., vol. 89, pp. 10355 – 10364.
- Kovács, Z., L., 1996. Teoria da probabilidade e processos estocásticos – Com aplicações em engenharia de sistemas e processamento de sinais. Edição Acadêmica- USP, São Paulo.

- Kreyszig, E., 1988. Advanced engineering mathematics. Sixth edition. John Wiley & Sons, Inc., New York, N. Y., USA.
- Krief, M., Garat, J. and Ventre, J., 1990. A petrophysical interpretation using the velocities of P and S waves (full wave-form sonic). The Log Analyst, vol. 31, pp. 335 - 369.
- Kuster, G. T., and Toksoz, M. N, 1974. Velocity and attenuation of seismic waves in two-phase media – Part I: Theoretical formulations. Geophysics, vol. 39, pp. 587-606.
- Landrø, M., Veire, H. H., Duffaut, K., and Najjar, N., 2003. Discrimination between pressure and fluid saturation changes from marine multicomponent time-lapse seismic data. Geophysics , vol. 68, pp. 1592-1599.
- Landrø, M., Solheim, O. A., Hilde, E., Ekren, B. O. and Stronen, L. K., 1999. The Gulfaks 4D seismic study. Petroleum Geoscience, vol. 5, pp. 213 – 226.
- Log Interpretation Principles/Applications, 1987. Schlumberger Educational Services, Houston, Texas.
- Log Interpretation – Principles/Applications, 1989. Schlumberger wireline and testing. Schlumberger Educational Services, Houston, Texas.
- Loures, L.G., 2001. Inferência Bayesiana de porosidade em reservatório. Tese de Doutorado, Universidade Estadual do Norte Fluminense - Macaé/RJ.
- Loures, L.G., and Moraes, F., 2001. Local porosity inversion of multiple geophysical data sets. Part I: Using rock physics and geostatistical modeling. Sociedade Brasileira de Geofísica, Annual Meeting Abstracts.
- Lumley, D.E., Behrens R.A. and Wang, Z. 1997. Assessing the technical risk of a 4-D seismic project. The Leading Edge, Vol 16, pp. 1287 – 1292.
- Lumley, D. E., and Behrens, R. A., 1998. Practical issues of 4D seismic reservoir monitoring: What an engineer needs to know. SPE reservoir evaluation and engineering, December, pp. 528 – 538.

- Mavko, G. and Mukerji, T., 1995. Pore space compressibility and gassmann's relations. *Geophysics*, vol. 60., pp. 1743 – 1749.
- Mavko, G., Christina, C. and Mukerji, T., 1995. Fluid substitution: Estimating changes in Vp without knowing Vs. *geophysics*, vol. 60, pp. 1750 – 1755.
- Mavko, G., Mukerji, T. and Dvorkin, J., 1998. *The rock physics handbook – Tools for seismic analysis in porous media*. Cambridge University Press.
- Moraes, F. S., 1996. The application of marginalization and local distribution to multidimensional bayesian inverse problems. PhD.Thesis, Colorado School of Mines, Golden, CO, USA.
- Moraes, F. S. and Scales, J. A., 2000. Local bayesian inversion: Theoretical developments. *Geophys. J. Int.*, vol. 141, pp. 713-723.
- Müller, G. 1985. The reflectivity method: A tutorial. *J. Geophysics*, n. 58, pp. 153 – 174.
- Murphy, W. R. and Hsu, K, 1993. Modulus decomposition of compressional and shear velocities in sand bodies. *Geophysics*, vol. 58, pp. 227 – 239.
- Nelson, P.H. 1994. Permeability-porosity relationship in sedimentary rocks. *The log analyst*, vol..35, pp. 38 – 62.
- Nolen-Hoekema, R. C., 2000. Modulus-porosity relation, Gassmann's equation and the low frequency elastic-wave response to fluids. *Geophysics*, vol. 65, pp. 1355-1363.
- Nur, A., Marion, D. Yin, H., 1991. Wave velocities in sediments, in Hovem, J. M., Richardson, M. D. and Stoll, R. D., eds, *Shear Waves in Marine Sediments*, Kluwer Academic Publishers, pp. 131 – 140, Dordrecht, Netherland,
- Nur, A., Mavko, G., Dvorkin, J. and Galmudi, D., 1998. Critical porosity: A key to relating physical properties to porosity in rocks. *The Leading Edge*. March, pp. 357 – 362.

- Parra, J. O., 1997. The transversely isotropic poroelastic wave equation including the Biot and the squirt mechanisms: Theory and application. *Geophysics*, vol 62, pp.309-318.
- Parker, R.L., 1994. *Geophysical inverse theory*. Princeton University Press, Princeton, USA.
- Pedersen, L., Ryan, S. and Sonneland, L., 1996. Seismic snapshots for reservoir monitoring. *Oilfield Review*, vol. 8, pp 37 - 43.
- Pennington, W. D., Acevedo, H., Haataja, J. I., and Minaeva, A., 2001. Seismic time-lapse surprise at Teal South: That little neighbor reservoir is leaking. *The Leading Edge*. October, pp. 357 – 362.
- Phillips, D. H., Sondergeld, C., Sigal, R. F., Larese, R. E., Lewis, E. S. and Hannoogin, P. R., 1996. Seismic response to porosity and permeability variations at Priobskoye Field, Western Siberia. *SEG 66th Ann. Int MTG - Expanded Abstr. Biogr.*, vol.1, pp 1041 – 1042.
- Raymer, L. L., Hunter, E. R. and Gardner, G. H. F., 1980. An improved sonic transient-time porosity transform. In 21<sup>st</sup>. Annual logging symposium transactions. Soc. Prof. Well Log Analysts.
- Rubin, Y, Mavko, G. and Harris, j., 1992. Mapping Permeability in Heterogeneous Aquifers Using Hydrologic and Seismic Data. *Water Resources Research WRERAQ*, vol. 28, n. 7, pp. 1809-1816.
- Russell, B. H., Hedlin, K. , Hilterman, F. J. and Lines, L. R., 2003. Fluid-property discrimination with AVO : a Biot-Gassmann perspective. *Geophysics*, vol. 68, pp. 29-39.
- Schlumberger Catalog - Element Mineral Rock, 1989.
- Sherlock , D. H., Mckenna, J. and Evans, B. J., 2001. Time-lapse monitoring of immiscible fluid-flow models. *The Leading Edge*. March, pp. 300 – 307.
- Soares, A. C., 2000. Definição de colapso de poros em reservatórios carbonáticos de petróleo utilizando curvas de fechamento de envoltória através de ensaios

em laboratório de mecânica de rochas. Tese de Mestrado. Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro.

Sengupta, M. and Mavko, G., 1999. Sensitivity analysis of seismic fluid detection: SEG 69<sup>th</sup> Annual meeting, Expanded abstract paper RP 3.2.

Sonneland, L., Reymond, B. and Thorsteinsen, H. H., 1996. Reservoir monitoring: Fluid fronts classification from seismic and well log data. SEG 66th Ann. Int MTG - Expanded Abstr. vol. 2, pp 1779 - 1780.

Sonneland, L., Reymond, B., and Thorsteinsen, H. H., 1996. Classification of fluid fronts in 4D seismic. EAGE 58th Conf., Expanded Abstr., vol2, pap n. L039.

Takahashi, I., 2000. Quantifying information and uncertainty of rock property estimation from seismic data. PhD Thesis. Department of Geophysics, Stanford University, Stanford, Ca

Tatham, R.H., 1982. VP/VS and lithology. Geophysics, vol. 47, pp. 336-344.

Tarantola, A., 1987. Inverse problem theory – Methods for data fitting and model parameters estimation. Elsevier science publ. Co. Inc. Amsterdam.

Ulrych, T. J. and Li, X. G., 1996. Multi-scale attribute analysis and trace decomposition. SEG 66th Ann. Int MTG - Expanded Abstracts. vol.2, pp 1634 - 1637.

Ushirobira, C. A., 2004. Construção do modelo de porosidade de reservatório com dados reais através da inferência bayesiana. Tese de Mestrado. Universidade Estadual do Norte Fluminense- Macaé-RJ,.

Varela, I., Castagna, J. and Lamb, W., 2004. Stochastic pore fluid modulus inversion from seismic and rock physics data: A case study. EAGE 66<sup>th</sup> conference & exhibition expanded abstract. Paris.

Wang, Z., Hirsche, W. K. and Sedgwick, G. 1991, Seismic monitoring of water floods - A petrophysical study. Geophysics, Vol. 56, pp. 1614 -1623.

Wang, Z., 2001. Y2K Tutorial – Fundamentals of seismic rock physics. Geophysics, vol. 66, pp. 398 - 412.

- Watts, G. F. T., Jizba, D., Gawith, D. E. and Gutteridge, P., 1996. Reservoir monitoring of the Magnus Field through 4D time-lapse seismic analysis: *Petroleum Geoscience*, vol 2, pp. 361 – 372.
- White, L. E. and Castagna, J., 2002. Stochastic fluid modulus inversion.. *Geophysics*, Vol 67, pp 1835 – 1843.
- White, R. E., 1995 Properties of instantaneous seismic attributes. *Geophysics*, vol. 10, pp. 26 - 32.
- Winkler, K. W., 1986. Estimates of velocity dispersion between seismic and ultrasonic frequencies. *Geophysics*, vol. 51, pp. 183 – 189.
- Wyllie, M. R. J., Gregory, A. R. and Gardner, G. H. F., 1956. Elastic wave velocities in heterogeneous and porous media. *Geophysics*, vol. 21, pp. 41-70.
- Wyllie, M. R. J., Gregory, A. R. and Gardner, G. H. F., 1958. An experimental investigation of factors affecting elastic wave velocities in porous media. *Geophysics*, vol. 23, pp. 459 - 493.
- Yamamoto, T., Nye, T. and Kuru, M., 1995. Imaging the permeability structure of a limestone aquifer by crosswell acoustic tomography. *Geophysics*, vol 60, pp. 1634-1645.
- Zellner, A., 1996. An introduction to bayesian inference in econometrics. A Wiley-Interscience Publication.



## **ANEXOS**

## Anexo A

### Modelo de Batzle & Wang para as propriedades dos fluidos

(Batzle, M. and Wang, Z., 1992. Seismic properties of pore fluid. Geophysics, vol. 57, N. 11, pp. 1396 – 1408)

Usando combinações das relações da termodinâmica, relações empíricas e suporte de dados de laboratórios foram estudados os efeitos da pressão, temperatura e composição dos fluidos que saturam os poros. Desta forma, foi desenvolvido uma teoria capaz de estudar o efeito que tais variações exercem sobre a resposta sísmica dos gases, óleo e salmoura.

Os fluidos dos poros tem propriedades que variam substancialmente, mas de forma sistemática, com a composição, a pressão e a temperatura. A densidade e os módulos de *bulk* (incompressibilidade) do gás e do óleo, bem como, a viscosidade aumenta com o peso molecular e a pressão, e diminuem com a temperatura.

A viscosidade dos gases apresenta um comportamento similar, exceto quando submetido a altas temperaturas e baixas pressões, onde a viscosidade irá aumentar levemente com o incremento da temperatura. Grande quantidade de gás pode estar dissolvida em óleos leves, diminuindo o seu módulo elástico e a sua viscosidade.

O módulo de *bulk* (incompressibilidade), a densidade e viscosidade da salmoura aumentam com o incremento da salinidade e a pressão. A salmoura tem um comportamento peculiar devido ao seu módulo elástico atingir valor máximo nas temperaturas de 40 °C à 80 °C.

#### Fase gás

A fase gasosa é a mais fácil de ser caracterizada, já que é constituída de compostos relativamente simples facilitando a aplicação das propriedades termodinâmicas.

Os gases de hidrocarbonetos consistem de alcanos leves (metano, etano, propano e etc.). Outros gases adicionais, tais como, vapor de água e hidrocarbonetos pesados, também podem ocorrer a depender das condições de pressão, temperatura e histórico do depósito. As misturas gasosas são

caracterizadas pela sua gravidade específica  $G$ , que é a razão entre as densidades do gás e do ar a 15,6 °C, na pressão atmosférica. Gases típicos tem valores de  $G$  que variam de 0,56, para metanos puros, a valores maiores que 1,8 para gases com componentes pesados, elevado números de átomos de carbono na estrutura.

As características sísmicas mais importantes de um fluido (o módulo de *bulk*, densidade e velocidade sônica) são propriedades relacionadas às propriedades termodinâmicas. Desta forma, para os gases, começa-se naturalmente pelas leis dos gases ideais,

$$\bar{v} = \frac{RT_a}{P}, \quad \text{A.1}$$

onde,  $P$  é a pressão,  $\bar{v}$  é o volume molar,  $R$  é a constante do gás ideal e  $T_a$  é a temperatura absoluta, onde  $T_a = T(^{\circ}C) + 273,15$ . Esta equação fornecerá a densidade  $\rho$ , dada por

$$\rho = \frac{M}{\bar{v}} = \frac{MP}{RT_a}, \quad \text{A.2}$$

onde  $M$  é o peso molecular. A compressibilidade isothermal  $\beta_T$  é dada por,

$$\beta_T = -\frac{1}{\bar{v}} \left( \frac{\partial \bar{v}}{\partial P} \right)_T, \quad \text{A.3}$$

sendo o subscrito  $T$  a condição isothermal.

Se for computada a velocidade da onda compressional isothermal  $V_T$ , teremos que

$$V_T^2 = \frac{1}{\beta_T \rho} = \frac{RT_a}{M}. \quad \text{A.4}$$

Desta forma, para um gás ideal, a velocidade aumenta com a temperatura, sendo dependente da pressão.

De uma forma geral, a passagem de uma onda acústica através de um fluido é considerado um processo adiabático não isothermal e em muitos materiais sólidos a diferença entre as compressibilidades adiabáticas e isothermal podem ser

negligenciadas. Entretanto, devido ao grande coeficiente de expansão isothermal dos fluidos, as trocas de temperaturas associadas com a compressão e a dilatação de uma onda acústica tem um efeito substancial.

A compressibilidade adiabática  $\beta_S$  está relacionada com a compressibilidade isothermal  $\beta_T$  através de  $\gamma$ , que é a razão entre a capacidade calorífica, à pressão constante e a capacidade calorífica a volume constante. Desse modo é possível escrever que

$$\beta_T = \gamma \beta_S. \quad \text{A.5}$$

A razão entre as capacidades caloríficas é difícil de ser medida diretamente, podendo ser escrita em termos de constantes mais comumente medidas. Tais constantes são a capacidade calorífica da pressão  $C_p$ , a expansão termal  $\alpha$ , a compressibilidade isothermal  $\beta_T$  e o volume, que fornecem  $\gamma$  através de.

$$\frac{1}{\gamma} = 1 - \frac{T_a \bar{v} \alpha^2}{C_p \beta_T}. \quad \text{A.6}$$

Como o fator de compressibilidade  $Z$ , é dado por

$$\bar{v} = \frac{ZRT_a}{P}, \quad \text{A.7}$$

é possível obter, seguindo o mesmo procedimento utilizado nas equações A.3 e A.5, a seguinte relação para o módulo de *bulk* adiabático  $\kappa_S$ :

$$\kappa_S = \frac{1}{\beta_S} = \frac{\gamma P}{\left(1 - \frac{P}{Z} \frac{\partial Z}{\partial P}\right)_T}. \quad \text{A.8}$$

Assim, o módulo de *bulk* (incompressibilidade) poderá ser obtido se o fator de compressibilidade ( $Z$ ) puder ser adequadamente descrito.

À tendência natural dos gases naturais de apresentarem uma composição variável, somam-se complicações devidas às tentativas de descrever suas propriedades. Para componentes puros (com um único elemento) a fase líquida e a fase gasosa apresentam um equilíbrio ao longo de uma curva pressão-temperatura

específica. Conforme a pressão e a temperatura aumentam, as propriedades das fases líquida e gasosa, aproximam-se até se igualarem num determinado ponto crítico. Para misturas, este ponto de homogeneização das fases depende de suas composições e passa a ser referido como ponto pseudocrítico, em que ocorre uma temperatura pseudocrítico ( $T_{pc}$ ) e uma pressão pseudocrítico ( $P_{pc}$ ).

Essa temperatura e pressão pseudocríticas são geralmente usadas para normalizar as propriedades das misturas, sistematizando as análises à valores “pseudoproduzidas”, de tal forma que

$$P_{pr} = \frac{P}{P_{pc}} = \frac{P}{(4,892 - 04048G)}, \quad \text{A.9}$$

$$T_{pr} = \frac{T_a}{T_{pc}} = \frac{T_a}{(94,72 + 170,75G)}, \quad \text{A.10}$$

onde,  $P$  é a pressão em MPa.

Essas pressões e temperaturas pseudo-reduzidas, na equação de estado, são então usadas para calcular as velocidades. Essa equação é uma expressão algébrica que pode ser resolvida iterativamente para volume molar, módulo de *bulk* e a densidade.

Para as pressões e temperaturas tipicamente encontradas na exploração de petróleo, pode-se usar a expressão,

$$\rho \cong \frac{28,8GP}{ZRT_a} \quad \text{A.11}$$

onde,

$$Z = [0,03 + 0,00527(3,5 - T_{pr})^3]P_{pr} + (0,642T_{pr} - 0,007T_{pr}^4 - 0,52) + E \quad \text{A.12}$$

e

$$E = 0,109(3,85 - T_{pr})^2 \exp \left\{ - \left[ 0,45 + 8 \left( 0,56 - \frac{1}{T_{pr}} \right)^2 \right] \frac{P_{pr}^2}{T_{pr}} \right\}. \quad \text{A.13}$$

O módulo de *bulk* adiabático  $\kappa_s$  é também, fortemente, dependente da composição. Como a densidade, o módulo aumenta com a pressão e diminui com a temperatura, sendo que o impacto da variação da composição é particularmente dinâmico a baixas temperaturas. Em condições encontradas na exploração de hidrocarbonetos o módulo adiabático pode ser aproximado, resultando na expressão,

$$\kappa_s \cong \frac{P}{\left(1 - \frac{P_{pr}}{Z} \frac{\partial Z}{P_{pr}}\right)_T} \gamma_0, \quad \text{A.14}$$

onde

$$\gamma_0 = 0,85 + \frac{5,6}{(P_{pr} + 2)} + \frac{27,1}{(P_{pr} + 3,5)^2} - 8,7 \exp[-0,65(P_{pr} + 1)]. \quad \text{A.15}$$

Os valores para  $\partial Z / \partial P_{pr}$ , podem ser obtidos a partir da expressão A.14.

Para computar a viscosidade dos gases, utiliza-se a teoria cinemática do movimento molecular. Tal procedimento deve ser similar à derivação dos módulos a partir da lei dos gases ideais, conforme descritos na teoria da termodinâmica. Quando a composição dos gases começa a se tornar complexa, outros métodos empíricos passam a serem usados.

A viscosidade de um gás ideal é controlada pelo momento de transferência fornecida pelo movimento molecular entre as regiões do movimento cisalhante. A teoria cinemática prevê uma dependência desprezível da viscosidade, em relação à pressão. Por outro lado, essa mesma teoria, mostra que existe um aumento da viscosidade com o aumento da temperatura.

Na pressão atmosférica (1 atm), a viscosidade do gás pode ser descrita por,

$$\eta_1 = 0,0001 \left[ T_{pr} (28 + 48G - 5G^2) - 6,47G^{-2} + 35G^{-1} + 1,14G - 15,55 \right], \quad \text{A.16}$$

onde  $\eta_1$  é a viscosidade dada em *centipoise*. A viscosidade  $\eta$  de um gás, a uma determinada pressão, é então relacionada com a viscosidade do gás  $\eta_1$  a baixa pressão, através da expressão,

$$\frac{\eta}{\eta_1} = 0,001P_{pr} \left[ \frac{1057 - 8,08T_{pr}}{P_{pr}} + \frac{796P_{pr}^{1/2} - 704}{(T_{pr} - 1)^{0,7}(P_{pr} + 1)} - 3,24T_{pr} - 38 \right]. \quad A.17$$

### Fase óleo

Óleos crus são misturas de componentes orgânicos extremamente complexos. O intervalo dos óleos ditos naturais varia desde líquidos leves, com pequeno número de átomos carbono, à muito pesados. No extremo dos óleos pesados, estão os betumes e os querogêneos, que podem ser mais densos que a água, agindo essencialmente como sólidos. No outro limite dos leves, estão os condensados, que se transformaram em fase líquida como resultado das trocas de pressão e temperatura durante a produção. Adicionalmente, sobre pressão, as fases constituídas de óleos leves, podem absorver grandes quantidades de gases de hidrocarbonetos, implicando numa significativa redução de seu módulo e sua densidade.

Uma classificação largamente usada para definir a qualidade dos óleos crus, é a da *American Petroleum Institute gravity* (API) e que é definida por,

$$API = \frac{141,5}{\rho_0} - 131,5. \quad A.18$$

Esta classificação resulta num intervalo de valores que vai de 5, para óleos muito pesados, até 100, para condensados leves. A composição variável e a habilidade de absorver gases produzem uma larga variação nas propriedades sísmicas dos óleos.

O estudo dos alcanos leves, alcenos e cicloparafinas fornece relações entre densidade, módulo de *bulk*, temperatura e número de carbono ou peso molecular desses elementos. A velocidade a uma dada temperatura,  $V(T)$ , varia linearmente com a variação de temperatura  $\Delta T = T - T_0$ , onde  $T_0$  é a temperatura de referência. Desta forma, podemos escrever que,

$$V(T) = V_0 - b\Delta T, \quad A.19$$

onde  $V_0$  é a velocidade inicial na temperatura de referência e  $b$  é a constante para cada componente de peso molecular  $M$ .

Explicitando de uma forma mais clara a relação da velocidade com o peso molecular, temos que,

$$V(T, M) = V_0 - b\Delta T - a_m \left( \frac{I}{M} - \frac{I}{M_0} \right), \quad \text{A.20}$$

onde  $V(T, M)$  é a velocidade do óleo, como função da temperatura  $T$  e do peso molecular  $M$ ,  $V_0$  é a velocidade de um óleo de referência, com peso molecular  $M_0$  e a temperatura  $T_0$ . A variável  $a_m$  é uma função positiva de temperatura. Assim, a velocidade do óleo aumenta conforme aumenta o seu peso molecular.

Para um óleo cuja composição permanece constante, os efeitos da temperatura e da pressão são largamente independentes. A dependência da pressão é comparativamente pequena. Dados publicados de densidade a determinada pressão ( $\rho_p$ ), pode ser descrita pelo polinômio,

$$\rho_p = \rho_0 + (0,00277P - 1,71 \times 10^{-7} P^3) (\rho_0 - 1,15)^2 + 3,49 \times 10^{-4} P. \quad \text{A.21}$$

O efeito da temperatura é grande, sendo uma das expressões mais comuns usadas para calcular o valor da densidade *in-situ* dada por

$$\rho = \frac{\rho_p}{[0,972 + 3,81 \times 10^{-4} (T + 17,78)^{1,175}]} \cdot \quad \text{A.22}$$

Também se observa que as velocidades ultra-sônicas, de uma determinada variedade de óleo, diminui rapidamente com o aumento da densidade API. A forma simplificada da relação de velocidade em relação a cada tipo de óleo é dada por

$$V = 2096 \left( \frac{\rho_0}{2,6 - \rho_0} \right)^{1/2} - 3,7T + 4,64P + 0,0115 [4,12(1,08\rho_0^{-1} - 1)^{1/2} - 1] TP, \quad \text{A.23}$$

ou em termos de *API* por

$$V = 15450(77,1 + API)^{-1/2} - 3,7T + 4,64P + 0,0115 [0,36 API^{1/2} - 1] TP, \quad \text{A.24}$$

onde  $V$  é a velocidade expressa em m/s.



Uma solução de óleo cru pode absorver grande quantidade de gás ou componentes de hidrocarbonetos leves. Devemos esperar que óleos saturados de gás (óleos vivos) tenham propriedades significativamente diferentes daqueles óleos que não apresentam gás dissolvido (óleos mortos).

Conforme o óleo vai sendo produzido, uma fase gasosa vai se separando da fase óleo. O fluido original *in-situ* é usualmente caracterizado por sua *RGO*, razão gás-óleo, isto é, a razão de volume entre o gás liberado e a quantidade de gás que fica retido no óleo, em condições de pressão atmosférica a 15,6 °C. A máxima quantidade de gás que pode ser dissolvida em um óleo é função da pressão, temperatura e da composição de ambos (gás e óleo), sendo dada por

$$R_G = 0,02123G \left[ P \exp \left( \frac{4,072}{\rho_0} - 0,00377T \right) \right]^{1,205}, \quad \text{A.25}$$

ou em termos de *API*, por

$$R_G = 2,03G [P \exp(0,02878 API - 0,00377T)]^{1,205}, \quad \text{A.26}$$

onde  $R_G$ , é dado em litros/litros e  $G$  é a gravidade do gás.

As propriedades sísmicas de um óleo vivo são estimadas considerando-o como uma mistura do óleo original livre de gás com um líquido leve, representando a componente gasosa. As velocidades podem então ser calculadas usando as equações A.23 e A.24, pela substituição da pseudodensidade  $\rho'$ . A pseudovelocidade é causada pela expansão de um gás, sendo expressa como,

$$\rho' = \frac{\rho_0}{B_0} (1 + 0,001R_G)^{-1}, \quad \text{A.27}$$

onde  $B_0$  é o fator volume de formação, representado por

$$B_0 = 0,972 + 0,00038 \left[ 2,4R_G \left( \frac{G}{\rho_0} \right)^{1/2} + T + 17,8 \right]^{1,175}. \quad \text{A.28}$$

A densidade verdadeira de um óleo vivo, também pode ser calculada usando o fator volume de formação, mas a massa dissolvida de gás deverá também ser incluída, o que fornece,

$$\rho_G = \frac{(\rho_0 + 0,0012GR_G)}{B_0}, \quad \text{A.29}$$

onde  $\rho_G$  é a densidade do óleo saturado.

### 2.2.1.3 – Fase salmoura

A salmoura é o fluido mais comum no meio poroso e sua composição pode variar desde a água pura a soluções saturadas de sal. A densidade da salmoura, em função de temperatura, pressão e salinidade, pode ser representada pela expressão polinomial dada por,

$$\rho_B = \rho_W + S\{0,668 + 0,44S + 1 \times 10^{-6}[300P - 2400PS + T(80 + 3T - 3300S - 13P + 47PS)]\}, \quad \text{A.30}$$

onde  $\rho_W$  representa a densidade da água pura, sendo dada por

$$\rho_B = \rho_W + S\{0,668 + 0,44S + 1 \times 10^{-6}[300P - 2400PS + T(80 + 3T - 3300S - 13P + 47PS)]\}. \quad \text{A.31}$$

As densidades  $\rho_W$  e  $\rho_B$  expressa  $\text{g/cm}^3$  e  $S$  é a fração peso (ppm/1000000) de cloreto de sódio. Uma relação para a velocidade da água pura  $V_W$ , a  $100^\circ\text{C}$  de temperatura e 100 Mpa de pressão, é dada por,

$$V_W = \sum_{i=0}^4 \sum_{j=0}^3 W_{ij} T^i P^j, \quad \text{A.32}$$

onde as constantes  $W_{ij}$  são os coeficientes polinomiais apresentados na tabela a.1.

Assim como nos gases, desde que tenha uma estimativa da razão entre a capacidade calorífica e a equação do estado, obtida a partir das equações de densidade da água pura e salmoura, é possível calcular a velocidade e o módulo de *bulk* para qualquer condição de pressão, temperatura e salinidade.

$W_{00} = 1402,85$	$W_{02} = 3,437 \times 10^{-3}$
$W_{10} = 4,871$	$W_{12} = 1,739 \times 10^{-4}$
$W_{20} = -0,04783$	$W_{22} = -2,135 \times 10^{-6}$
$W_{30} = 1,487 \times 10^{-4}$	$W_{32} = -1,455 \times 10^{-8}$
$W_{40} = -2,197 \times 10^{-7}$	$W_{42} = 5,230 \times 10^{-11}$
$W_{01} = 1,524$	$W_{03} = -1,197 \times 10^{-5}$
$W_{11} = -0,0111$	$W_{13} = -1,628 \times 10^{-6}$
$W_{21} = 2,747 \times 10^{-4}$	$W_{23} = 1,237 \times 10^{-8}$
$W_{31} = -6,503 \times 10^{-7}$	$W_{33} = 1,327 \times 10^{-10}$
$W_{41} = 7,987 \times 10^{-10}$	$W_{43} = -4,614 \times 10^{-13}$

Tabela a.1: Coeficientes polinomiais utilizados para a computação da velocidade da água doce, através da equação A.32.

Uma forma simplificada função de velocidade é dada pela seguinte expressão,

$$V_B = V_w + S(1170 - 9,6T + 0,055T^2 - 8,5 \times 10^{-5}T^3 + 2,6P - 0,0029TP - 0,0476P^2) + S^{1.5}(780 - 10P + 0.16P^2) - 820S^2 \quad A.33$$

### Mistura dos fluidos

Normalmente, um reservatório de óleo ou gás acima do contato com a água, tem uma quantidade substancial de água aprisionada nos poros. Adicionalmente, durante a produção o gás é freqüentemente liberado, passando a ocorrer em fase independente, devido à queda de pressão. Nesse caso, a característica sísmica do fluido pode mudar significativamente com o tempo.

Mudanças similares nas características dos óleos também podem ocorrer em inúmeros processos de recuperação secundária e terciária. Desta forma a compreensão das características sísmicas das mudanças desses óleos passa a ser fundamental em processos de monitoramento sísmico.

A mistura de fluidos com densidades diferentes é um processo direto. Esta equação de balanço de massa requer uma média aritmética entre as diferentes fases que compõem a mistura,

$$\rho_m = \varphi_A \rho_A + \varphi_B \rho_B, \quad \text{A.34}$$

onde  $\rho_m$  é a densidade da mistura,  $\rho_A$  e  $\rho_B$  são as densidades de cada fase e  $\varphi_A$  e  $\varphi_B$  representam as respectivas frações de volume das fases  $A$  e  $B$ . O volume total da mistura  $\bar{V}_M$ , é justamente a soma dos componentes de volume de cada fase  $\bar{V}_A$  e  $\bar{V}_B$ .

O módulo de *bulk* efetivo da mistura pode ser facilmente calculado se assumirmos que a pressão em cada fase é a mesma. Devemos considerar que não existe troca de massa entre as fases que compõem a mistura durante a passagem de uma onda sísmica. Assim, devemos obter o respectivo módulo da mistura, através de médias ponderadas das respectivas saturações. Esse processo é similar ao utilizado na obtenção da parte sólida da rocha, mostrada na Seção 2.2.2.

Caso haja variação na pressão entre as fases, devemos obter a variação de volume em cada componente, através da expressão,

$$d\bar{V}_A = (-\bar{V}_A \beta_A \partial P)_S = \left( \frac{\bar{V}_A}{K_A} \partial P \right)_S, \quad \text{A.35}$$

onde  $K_A$  é o módulo de *bulk* adiabático e  $\beta_A$  é a compressibilidade do componente  $A$ . A variação total no volume para a mistura, será então a soma dessas mudanças ocorridas em cada fase,

$$\frac{1}{K_A} = \frac{1}{\bar{V}_A + \bar{V}_B} \frac{1}{\partial P} \left( \frac{\bar{V}_A}{K_A} \partial P + \frac{\bar{V}_B}{K_B} \partial P \right) = \frac{\varphi_A}{K_A} + \frac{\varphi_B}{K_B}. \quad \text{2.54}$$

Desta forma, se soubermos as propriedades de cada fase individual, facilmente poderemos obter a propriedade da mistura.

As duas últimas expressões acima mostram claramente o efeito da queda dramática das velocidades, devida a pequenas quantidades de gás livre num reservatório. Para pequenas quantidades de gás presente numa mistura, a

densidade da mistura passa a ser dominada pelo líquido. Entretanto, como o módulo do gás é pequeno, mesmo uma pequena quantidade de gás irá afetar dramaticamente o inverso do módulo de compressibilidade, como mostrado na equação A.36 .

## Anexo B

### Marginalização da Variância

$$p(\phi | d) \propto \sigma^{-(N+1)} \exp\left\{-\frac{1}{2\sigma^2}[d - f(\phi)]^T [d - f(\phi)]\right\}, \quad \text{B.1}$$

$$\propto \sigma^{-(N+1)} \exp\left\{-\frac{1}{2\sigma^2} \sum_{i=1}^N [d_i - f_i(\phi)]^2\right\}, \text{ fazendo } a = \sum_{i=1}^N [d_i - f_i(\phi)]^2, \quad \text{B.2}$$

$$\propto \sigma^{-(N+1)} \exp\left\{-\frac{a}{2\sigma^2}\right\}, \quad \text{B.3}$$

Como a variância da distribuição é desconhecida e a condição de que a amostra é obtida a partir de uma distribuição gaussiana, podemos eliminá-la através de um processo chamado marginalização da variância, que dada por,

$$\int_0^{\infty} \sigma^{-(N+1)} \exp\left\{-\frac{a}{2\sigma^2}\right\} d\sigma, \quad \text{B.4}$$

$$\int_0^{\infty} \exp\left\{-\frac{a}{2\sigma^2}\right\} \sigma^{-(N+1)} d\sigma = \int_0^{\infty} \exp\left\{-\frac{a}{2\sigma^2}\right\} \sigma^{-(N+2)} \sigma d\sigma, \quad \text{B.5}$$

$$\begin{cases} x = \frac{a}{2\sigma^2} \Leftrightarrow \sigma^2 = \frac{a}{2x} \Leftrightarrow \sigma = \left(\frac{a}{2x}\right)^{\frac{1}{2}} \Leftrightarrow \sigma^N = \left(\frac{a}{2x}\right)^{\frac{N}{2}}, \\ 2\sigma d\sigma = -\frac{a}{x^2} dx \Leftrightarrow \sigma d\sigma = -\frac{a}{2x^2} dx \end{cases}, \quad \text{B.6}$$

$$\int_0^{\infty} \exp\{-x\} \left(\frac{a}{2x}\right)^{\frac{N+2}{2}} \left(-\frac{a}{2x^2} dx\right), \quad \text{B.7}$$

$$\int_0^{\infty} \exp\{-x\} \frac{-\frac{a}{2x^2}}{\left(\frac{a}{2x}\right)^{\frac{N+2}{2}}} dx, \quad \text{B.8}$$

$$\int_0^{\infty} \exp\{-x\} \left(-\frac{\frac{N}{2}}{a^{\frac{N}{2}}}\right) x^{\frac{N-2}{2}} dx = \left(-\frac{\frac{N}{2}}{a^{\frac{N}{2}}}\right) \int_0^{\infty} \exp\{-x\} x^{\frac{N-2}{2}} dx, \quad \text{B.9}$$

$$\left(-\frac{\frac{N}{2}}{a^{\frac{N}{2}}}\right) \int_0^{\infty} \exp\{-x\} x^{\frac{N-2}{2}} dx, \quad \text{B.10}$$

Onde a função de Euler é expressa por,

$$\int_0^{\infty} \exp\{-x\} x^{n-1} dx = \Gamma(n) = g(n-1), \quad \text{B.11}$$

$\Gamma(n) = (n-1)!$ , para todo  $n$  inteiro e positivo

$$\left(-\frac{\frac{N}{2}}{a^{\frac{N}{2}}}\right) \int_0^{\infty} \exp\{-x\} x^{\frac{N-2}{2}} dx = \left(-\frac{\frac{N}{2}}{a^{\frac{N}{2}}}\right) \Gamma\left(\frac{N-2}{2}\right), \quad \text{B.12}$$

$$= - 2^{\frac{N}{2}} \Gamma\left(\frac{N-2}{2}\right) a^{-\frac{N}{2}} \propto \text{Cte } a^{-\frac{N}{2}} \Rightarrow [d - f(\phi)]^T [d - f(\phi)]^{-\frac{N}{2}}, \quad \text{B.13}$$



## **Anexo C**

### **Artigos publicados**

da Costa, E. F., Moraes, F. S. and Filho, N. P F., 2004. Joint inference of porosity and saturation from multiples well logs. 66th EAGE Conference & Exhibition, Paris, France

da Costa, E. F., Moraes, F. S. and Loure, L. G. C. L., 2005. Porosity and saturation estimation from 4D seismic P wave impedance. 67th EAGE Conference & Exhibition, Madrid, Spain

da Costa, E. F., Grell, A. P, Moraes, F. S. and Loure, L. G. C. L., 2006. Porosity Volume Attribute by Bayesian Estimation Porosity and saturation estimation from 4D seismic P wave impedance. 68th EAGE Conference & Exhibition, Vienna, Austria (Accepted)

# Z-99 Joint inference of porosity and saturation from multiple well logs

AUTHOR(S)

E. F. DA COSTA<sup>1,2</sup>, F. S. MORAES<sup>1</sup>, N. P. F. FILHO<sup>2</sup>

Address

1 - Universidade Estadual do Norte Fluminense, Rod. Amaral Peixoto, km 163 - Av. Brenand s/no.,  
Imboacica - 27.925-310 Macaé, RJ

2- Petrobras-UM-BC  
ecosta@lenp.unef.br

## Abstract

We present a methodology for simultaneous inference of porosity and saturation based on the Bayesian probability theory. The methodology is used to invert a set of wireline logs consisting of porosity ( $\phi$ ), density ( $\rho$ ), P-wave ( $\alpha$ ) and S-wave ( $\beta$ ) velocity and resistivity ( $R$ ) logs. The formal solution of a Bayesian calculation is a joint posterior distribution for porosity and saturation, which takes into account data uncertainties and prior information from rock physics, including clay content, matrix mineralogy and pressure. Synthetic and real data examples show how the methodology works.

## Introduction

Conventional reservoir characterization workflow involves using multiple data sets coming from different sources and methods. Reservoir properties are first determined at well locations, using wireline logs and core measurements. Conventional analysis of well data is mostly based on empirical or semi-empirical formulae, such as given by Willie et. al. (1956), Raymer et. al. (1980) and Han et. al. (1986).

Porosity and water saturation are, however, highly coupled parameters. After a porosity determination, saturation is computed based mainly on resistivity logs. This saturation is used to recalculate porosity, which is then used to obtain a final saturation. This approach normally involves using core data to calibrate logs and to obtain petrophysical model parameters from multivariate analysis.

In this work, we propose a methodology which explores the availability of independent data sources for redundancy. Porosity and saturation changes influences, in a different way and intensity, values of neutron porosity, density, P-wave and S-wave velocity and resistivity logs. The idea is to formulate the problem of joint estimation of porosity and saturation along the well as an inference problem. We follow the work of Loures and Moraes (2001, 2004) to solve the problem using the Bayesian methodology as presented in Bretthorst (1990). The goal here is to obtain a joint distribution for porosity and saturation at each depth based on a series of logs, petrophysical models and information derived from core analysis. Then inferences, such as porosity and saturation estimates or the respective levels of uncertainty, can be obtained from the joint distribution. In addition, independence of data sources allows for measuring the contribution of each piece of information in increasing the confidence of the estimates. Another advantage of this approach is that it provides a unified framework to include inversion of surface data, such as seismic data.

## Methodology

The Bayesian inversion methodology is based on the use of probability theory to describe states of knowledge about unknown model parameters. In this framework, the solution is given by a probability distribution (the *posterior* distribution), assimilating two kinds of information: from data-fitting and prior information on models.

We closely follow the work of Loures and Moraes (2001, 2004), to derive a joint posterior distribution for porosity and saturation, respectively given by  $\phi$  and  $S_w$ , given neutron porosity, density, P- and S-wave velocity ratio and resistivity logs, respectively represented by the data vectors  $\mathbf{d}_\phi$ ,  $\mathbf{d}_\rho$ ,  $\mathbf{d}_{\alpha/\beta}$  and  $\mathbf{d}_R$ . Application of Bayes' Theorem yields

$$p(\phi, S_w | \mathbf{d}_\phi, \mathbf{d}_\rho, \mathbf{d}_{\alpha/\beta}, \mathbf{d}_R) = \frac{q(\phi, S_w) l(\mathbf{d}_\phi, \mathbf{d}_\rho, \mathbf{d}_{\alpha/\beta}, \mathbf{d}_R | \phi, S_w)}{h(\mathbf{d}_\phi, \mathbf{d}_\rho, \mathbf{d}_{\alpha/\beta}, \mathbf{d}_R)}, \quad (1)$$

where,  $p$  and  $q$  are respectively the posterior and the prior distributions,  $l$  is the likelihood function and  $h$  is the normalizing distribution, which guarantees the posteriori distribution integrates to unity.

Following standard steps in the Bayesian methodology, it is first necessary to define the mathematical relations between data and parameters. For notational convenience, let the subscripts  $i = 1, \dots, 4$  be used respectively to replace the subscripts  $\phi$ ,  $\rho$ ,  $\alpha/\beta$  and  $R$ . Then, assuming additive noise, the data vectors can be expressed in the usual form by

$$\mathbf{d}_i = \mathbf{f}_i(\phi, S_w) + \mathbf{e}_i, \quad \text{for } i = 1, \dots, 4, \quad (2)$$

where  $\mathbf{f}_i$  represent vector valued functions constructed from rock physics models and  $\mathbf{e}_i$  represent the error vectors. For  $i = 1$ , we have the neutron porosity which is related to porosity alone by the identity function. Bulk density  $\rho$  ( $i = 2$ ) of saturated rock is described by,

$$\rho = (1 - \phi)\rho_m + \phi[(1 - S_w)\rho_o + S_w\rho_w], \quad (3)$$

where,  $\rho_m$ ,  $\rho_o$  and  $\rho_w$  are respectively matrix, oil and water densities.

Expressions relating  $\alpha$  and  $\beta$  ( $i = 3$ ) are based on Gassmann equations, which are given by

$$\frac{\alpha^2}{\beta^2} = \frac{1}{G_d} \left[ \left( \kappa_d + \frac{4}{3} G_d \right) + \frac{\left( 1 - \frac{\kappa_d}{\kappa_m} \right)^2}{\left( 1 - \frac{\kappa_d}{\kappa_m} \right) \frac{1}{\kappa_m} + \phi \left( \frac{1}{\kappa_f} - \frac{1}{\kappa_d} \right)} \right], \quad (4)$$

where  $\kappa$  and  $G$  are respectively the bulk and shear moduli and subscripts  $d$ ,  $m$  and  $f$  stand for drained rock, matrix (solid part) and the mixture of fluids, respectively.

Finally, we use the modified Simandoux equation to model the resistivity log ( $i = 4$ ). For subsurface formations resistivity are, mainly, due to water in pore space, wetting grains or adsorbed into clay structure, which can be expressed by

$$\frac{1}{R} = \frac{\phi_e^m (S_w)^n}{a R_w (1 - V_{sh})} + \frac{V_{sh} S_w}{R_{sh}}, \quad (5)$$

where  $V_{sh}$  the shale content,  $R_{sh}$  the shale resistivity,  $m$  the cementation exponent,  $a$  the formation factor,  $R_w$  the resistivity of water at formation temperature,  $\phi$  effective porosity and  $n$  the saturation exponent.

Our next task is to specify statistical models describing data uncertainties and prior information. We follow the same arguments described in Loures and Moraes (2004) to obtain a joint posterior distribution given in the form of

$$p(\phi, S_w | \mathbf{d}_1, \dots, \mathbf{d}_4) \propto \prod_{i=1}^4 \left\{ [\mathbf{d}_i - \mathbf{f}_i(\phi, S_w)]^T [\mathbf{d}_i - \mathbf{f}_i(\phi, S_w)] \right\}^{-\frac{N_i}{2}} \quad (6)$$

This is the final expression for the posterior distribution used in the calculations.

### Synthetic data example

We created a hypothetical 70 m reservoir model composed by two sandstones layers with the same mineralogical composition, but varying porosity of 20% and 28%, respectively. An aquifer was inserted at depth of 60 m.

A set of gamma ray, porosity, density, P- and S-wave velocities and resistivity logs were simulated, using 20 cm sample interval. All logs were corrupted with pseudo-random Gaussian noise. In addition the porosity log was shifted by 10 % from the correct value to simulate a calibration error.

The inversion procedure is implemented by applying equation (6) in a 3m moving window. Here we present the posterior modes of the joint distribution. Figure 1 show the resulting modes for logs inverted separately and combined (MIX). Notice that although the result of each data inverted seems a

high frequency behavior, when all the data information were combined the results gives a stable estimated porosity and saturation modes.

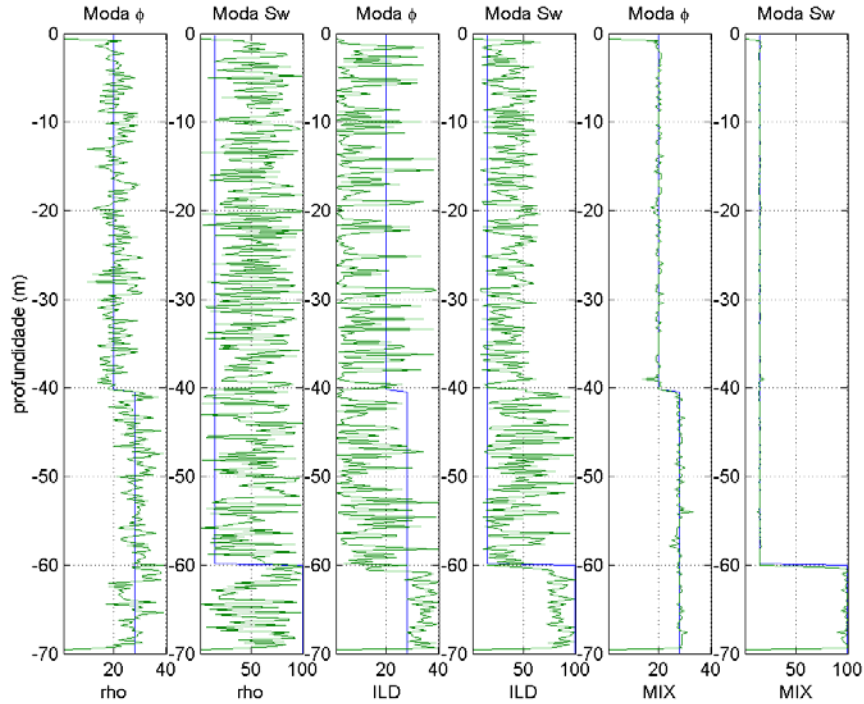


Figure 1: Posteriori distribution modal value, obtained as Bayesian Inference inversion results. The porosity and saturation true value are represented by continuous blue line and estimated values are represented by green nervous line. The final result is shown at the MIX graphics where all the information is combined.

### Real data example

PETROBRAS kindly provided data from a high porosity sandstone reservoir from the Campos Basin. Our inversion results are confronted with the porosity and saturation values obtained by conventional workflow currently well accepted by the company. The logs data from two wells are shown on figure 2 the respective inversion results are showed on figures 3.

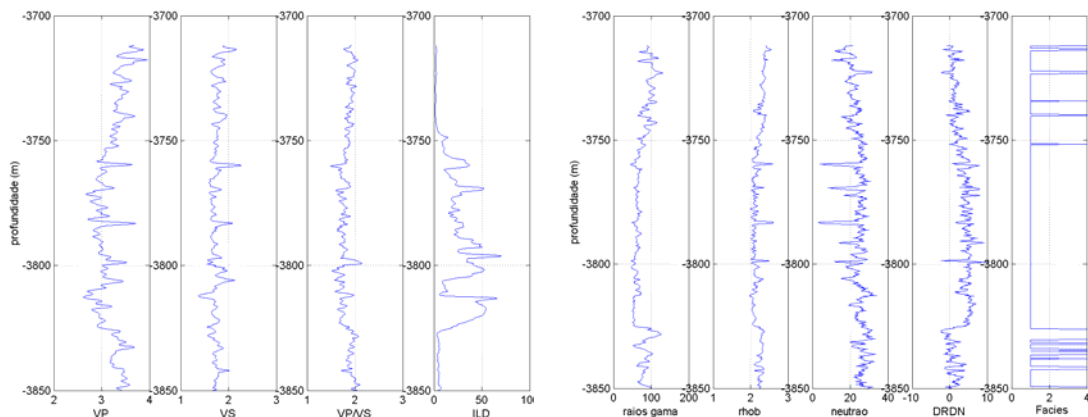


Figure 2 : Set of logs of well 1. The DRDN and facies log were used to define the interest interval, helping defining the facies reservoir and not reservoir.

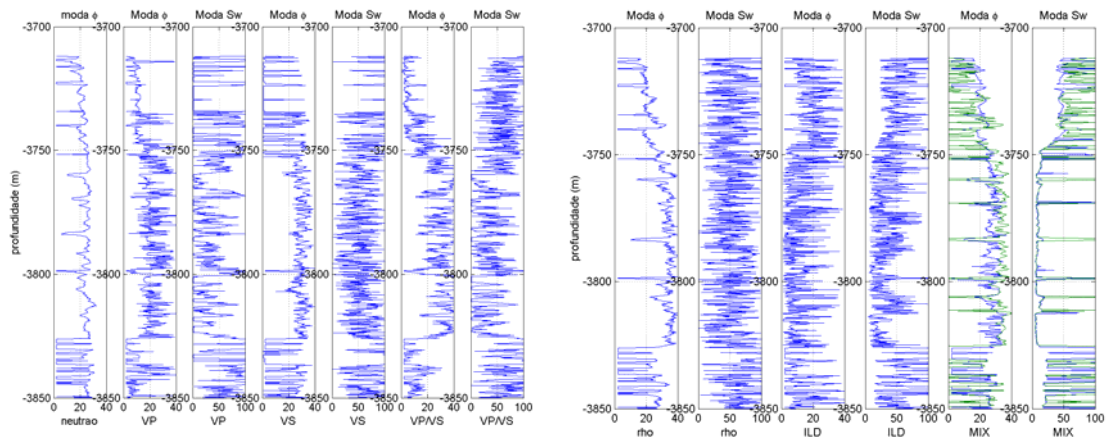


Figure 3: porosity and saturation estimated modal value, from well 1 set of log. The final results are showed at the MIX graphics. The blue lines are the results obtained by the inference methodology and the green one are the value computed by PETROBRAS Petrophysicist, so the desired values.

## Conclusion

The porosity Bayesian inference is a robust process, even when dealing with different noise levels. On the other hands, the water saturation inference is very sensitive to the noise. Due its low influence to the final values of saturated rock elastic properties, the inference of the saturation values is strongly dependent on noise level. As we are interested on a simultaneously porosity and saturation Bayesian inference, we must work with a moderated level of noise (5%). So we impose a maximum noise limitation controlled by the influence on the properties by changing saturation values

## Acknowledgements

## References

- Bretthorst, L.G., 1990.** An introduction to parameter estimation using Bayesian probability theory. In Maximum Entropy and Bayesian Methods, P.F. Fougère (ed.), Kluwer Academic Publishers, The Netherlands, p. 53-79.
- Han, D. H., Nur, A. & Morgan, D., 1986.** Effects of porosity and clay content on wave velocities in sandstone. *Geophysics*, v. 51, pp. 2093 – 2107.
- Loures, L.G.C.L. & Moraes, F. S., 2001.** Local porosity inversion of multiple data sets: Part I: using rock physics and geostatistical modeling. 7th International Congress of the Brazilian Geophysical Society, Salvador. Expanded Abstracts, 4 pp.
- Loures, L.G.C.L. & Moraes, F. S., 2004.** Bayesian porosity inference from multiple well-log data. *Submitted to Geophysics*.
- MacBeth, C., 2003.** A classification for the pressure-sensitivity properties of a sandstone rockframe. Herriot University, UK, *Submitted to Geophysics*.
- Raymer, L. L., Hunter, E. R. & Gardner, G. H. F., 1980.** An Improved Sonic Transient-Time porosity Transform. In 21<sup>st</sup>. Annual Logging Symposium Transactions. Soc. Prof. Well Log Analysts.
- Wyllie, M. R. J., Gregory, A. R. & Gardner, L. W., 1956.** Elastic wave velocities in heterogeneous and porous media. *Geophysics*, v. 21, pp. 41 - 70.
- Wang, Z., 2001.** Y2K Tutorial – Fundamentals of Seismic Rock Physics. *Geophysics*, v. 66, pp. 398 - 412.

## Z-99 Porosity and saturation estimation from 4D seismic $P$ wave impedance

EMANUEL F. DA COSTA<sup>1,2</sup>, FERNANDO S. MORAES<sup>1</sup> and LUIZ G. C. L. LOURES<sup>1</sup>

<sup>1</sup>*Laboratório de Engenharia e Exploração de Petróleo*

*Universidade Estadual do Norte Fluminense*

*27925-310 Macaé, Brazil*

<sup>2</sup>*PETROBRAS/UN-BC, Macaé, Brazil*

### Abstract

We present a methodology for porosity and saturation estimation from a 4D  $P$  wave impedance data developed using Bayesian probability theory. The proposed methodology is tested on synthetic data, considering two different states of knowledge about the reservoir at legacy data acquisition time (pre production). We first assume that the initial saturation ( $S_{wi}$ ) of reservoir is well known. In this case we can infer the porosity values from the legacy data and water saturation from the monitor data, assuming that porosity is not changed due to production. In the second case, we assume that there exists some degree of uncertainty about the initial saturation. For this case, introduce an attribute called “porosity perturbation”, exploring the strong coupling which exists between porosity and saturation. Porosity perturbations can be computed using any reasonable reference state of initial saturation to yield an indirect measure of saturation changes over the reservoir. This approach is applicable to situations where both porosity and pressure do not vary significantly.

### Introduction

Seismic reservoir monitoring has become an important tool for reservoir management, because it can, under favorable conditions, be related to the movement of the fluids and identification of areas of non-drained oil. This allows, among others actions, the control of the production rate to avoid premature water breakthrough in wells, optimization of in fill well positioning and to guide the implementation of secondary recovery projects.

Feasibility of a 4 D project is given by a balance between the level of changes in seismic attributes generated by production and the quality of the seismic data across available time-lapse surveys. But even after passing feasibility thresholds, interpretation of a 4 D project remains a challenge due to the subtle nature of the 4 D signal and the inherent non-uniqueness of the dynamic process linking reservoir properties and 4 D seismic attributes. This is a non-trivial problem since same amplitude values can be obtained through different combinations of the physical properties of rocks and fluids within production zones.

Using the Bayesian inference and the concept of porosity perturbation, we propose an alternative way of interpreting 4D  $P$  wave impedance data. The porosity perturbation concept can be established due to the strong coupling of porosity and saturation. It can be observed, that saturation estimation is generally an unstable process, whereas porosity estimation is generally stable. Small perturbations in porosity can generate large perturbations in saturation. For example, previous results on well log data inversion (da Costa et al. 2004) show that porosity perturbations on the order of only a few percents are responsible for perturbations ten times greater in saturation, leading to misidentification of fluid content; e.g., identification of oil for water and vice-versa.

On the other hand, when the effect of saturation changes is seen as a perturbation of porosity it becomes a stable process. This gives us the motivation to develop a procedure for computing porosity perturbations as a 4 D attribute related to saturation changes over the reservoir. In the next section, we describe this inversion methodology, which is based on application of Bayes' Theorem in conjunction

with rock physics models relating  $P$  wave impedance to the reservoir parameters. An application to synthetic data illustrates how the methodology works.

## Methodology

The basic inversion methodology has been previously presented by da Costa et al. (2004). The formulation is derived using Bayesian probability theory to obtain a collection of joint posterior distributions for porosity and saturation covering each cell of the reservoir. The homogeneous cell porosity and saturation are respectively represented by  $\phi$  and  $S_w$ , which can be inferred given the knowledge of seismic  $P$  impedance data ( $IP$ ), represented by the data vectors  $\mathbf{d} = (d_1, \dots, d_N)^T \in R^N$ . The joint posterior distribution for porosity and saturation can be computed as an application of Bayes' Theorem given by

$$p(\phi, S_w | \mathbf{d}) = \frac{q(\phi, S_w) l(\mathbf{d} | \phi, S_w)}{h(\mathbf{d})}, \quad (1)$$

where,  $p$  and  $q$  are respectively the posterior and the prior distributions,  $l$  is the likelihood function and  $h$  is the normalizing distribution, which guarantees the posteriori distribution integrates to unity.

As the data considered in this work is  $P$  wave impedance ( $IP$ ), the modeling equation is obtained by combining Gassmann and density equations as given by,

$$IP = \left\{ \left[ (1 - \phi) \rho_m + \phi \rho_f \right] \left[ \left( \kappa_d + \frac{4}{3} \mu_d \right) + \frac{\left( 1 - \frac{\kappa_m}{\kappa_d} \right)^2}{\left( 1 - \frac{\kappa_m}{\kappa_d} \right) \frac{1}{\kappa_m} + \phi \left( \frac{1}{\kappa_f} - \frac{1}{\kappa_d} \right)} \right] \right\}^{1/2}, \quad (2)$$

where  $\kappa$  and  $\mu$  are respectively the bulk and shear moduli and subscripts  $d$ ,  $m$  and  $f$  stand for drained rock, matrix (solid part) and the mixture of fluids, respectively.

After specification of the statistical models in equation (1) and a marginalization step, we obtain the joint posterior distribution for porosity and saturation in the form of

$$p(\phi, S_w | \mathbf{d}) \propto \left\{ [\mathbf{d} - \mathbf{f}(\phi, S_w)]^T [\mathbf{d} - \mathbf{f}(\phi, S_w)] \right\}^{-\frac{N}{2}}. \quad (3)$$

See da Costa et al. (2004) and da Costa (2005) for a more detailed explanation of the derivations. The computation of the posterior distributions is performed in a moving window scheme described by Loures and Moraes (2001).

Using  $\mathbf{d}_L \equiv IP_L$  and  $\mathbf{d}_M \equiv IP_M$  to respectively represent impedances derived from the legacy (pre production) and monitor data, we investigate the two scenarios of known and unknown initial saturation. In the first case, we perform a porosity inference using the legacy data ( $IP_L$ ), at the given initial saturation. Then saturation is obtained from the monitor data, assuming that there is no porosity variation due to production. For the sake of computational efficiency, all investigations are performed by computing conditional distributions. For this case, these distributions are given by

$$\begin{aligned} \text{a.1) } & p_\phi(\phi_1 | \mathbf{d}_L, S_{wi}), \quad \text{for known initial saturation } S_{wi}; \\ \text{a.2) } & p_{S_w}(S_w | \mathbf{d}_M, \phi_1), \quad \text{using porosity estimates from a.1.} \end{aligned} \quad (4)$$

Sensitivity analysis of the joint inference problem of porosity and saturation (da Costa, 2005) has shown that inferences are affected by both noise and propagation of error from one parameter to the other. Due to porosity and saturation coupling any error in saturation will affect the porosity estimative and vice-versa. Using Gassmann equation, it can be demonstrated that, for a given pair of porosity and saturation perturbations (da Costa, 2005), represented by  $(d\phi, d\kappa)$ , the bulk modulus  $\kappa_{\text{sat}}$  is given by

$$\kappa_{\text{sat}}(\phi + d\phi, \kappa_f) = \kappa_{\text{sat}}(\phi, \kappa_f + d\kappa_f). \quad (5)$$

In this way, by assuming that saturation remains unchanged from a legacy data ( $IP_L$ ) to the monitor data ( $IP_M$ ), we expect that any error in such an assumption (real saturation changes) will be completely transferred to porosity in the form of a porosity perturbation. Following this idea, the same reference value for the initial saturation value  $S_{wr}$  is used for porosity inversion of both legacy and monitor data sets. Then porosity resulting from both inversions is subtracted to yield the porosity perturbation, which can be related to saturation changes in a reservoir. This process can be represented by

- b.1)  $p_\phi(\phi_L | \mathbf{d}_L, S_{wr})$  , using a reference saturation  $S_{wr}$ ;
  - b.2)  $p_\phi(\phi_M | \mathbf{d}_M, S_{wr})$  , using the same reference saturation  $S_{wr}$ ,
  - b.3)  $d\phi \equiv \phi_L - \phi_M$  , porosity perturbation defined.
- (6)

The porosity perturbation, as defined above, has proven to be a more stable approach to identify and quantify the saturation changes. This is described by da Costa (2005) and in the example below.

### Synthetic data example

To test the proposed methodology, we employ a hypothetical reservoir model composed by oil saturated canalized homogeneous sandstone, with length of 2100 m and total thickness of 140 m. Porosity, water saturation and permeability are respectively given by  $\phi = 29\%$ ,  $S_{wi} = 15\%$  and  $k = 1000$  mD. Using a specific mineralogical composition and appropriate rock physics property values and equations, we obtain the following initial elastic properties values for the reservoir: density = 2.19 g/cm<sup>3</sup>,  $VP = 2.934$  m/s and  $VS = 1.720$  m/s.

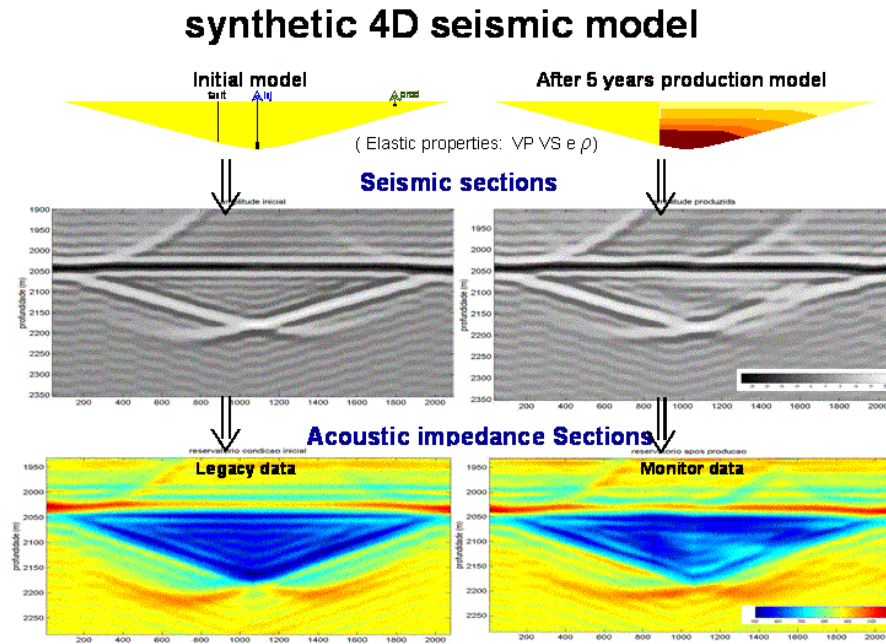


Figure 1: Set of sections showing the synthetic data generation, including initial and final saturation models (top) for a 5 year production period. Processed stacked sections and inverted P wave impedance are also shown in the middle and bottom rows, respectively.

To model the reservoir response after 5 years production period, we used a numerical flow simulator to simulate a production and injection wells. A fault is imposed on the model to generate a lateral contrast between drained and non-drained areas. A pressure is kept constant during production period, since our rock physics models include only the effect of saturation.

Seismic data, corresponding to initial and produced models, are modeled using ray tracing and processed by pre-stack depth migration. Near and far stacks are then inverted for P wave



impedance. All these steps are performed using standard commercial software packages and the results are shown in Figure 1.

The inversion procedure is implemented by computing the conditional distributions and porosity perturbation, as indicated in equations (4) and (6). In Figure 2, we present the modes of resulting porosity and saturation conditional distributions. Figure 2 a.1, shows the porosity obtained from the conditional distribution (4) a.1 using impedances obtained from legacy data (Figure 1). As can be verified in Figure 1, input impedances are contaminated by processing artifacts, which influence the resulting porosity estimates. These errors are further propagated to the saturation section (Figure 2 a.2), obtained from (4) a.2 using monitor data.

In Figure 2 b, we show how to compute the porosity perturbation, as defined in equation (6) b.3. We first compute porosity estimates from the conditional distribution of (6) b.1, using legacy data and a reference saturation  $S_{wr}$ . Figure 2 b.1, shows the resulting porosity for a reference saturation of 15 %. In fact, it is reasonable to use any saturation from 0 to 20 %. This process is repeated using the monitor data, according to equation (6) b.2. The same conditioning saturation value of 15 % is used, but model saturation and, consequently, the input impedance data have changed due to 5 years of production (see Figure 1). As result, we obtain an additional porosity model from the monitor data, which is perturbed with respect to porosity at legacy data reservoir conditions. The perturbation is explicitly computed and shown in Figure 2 b.3 (see also equation (6) b.3). The porosity perturbation (Figure 2 b.3) can be contrasted with saturation estimates (Figure 2 a.2).

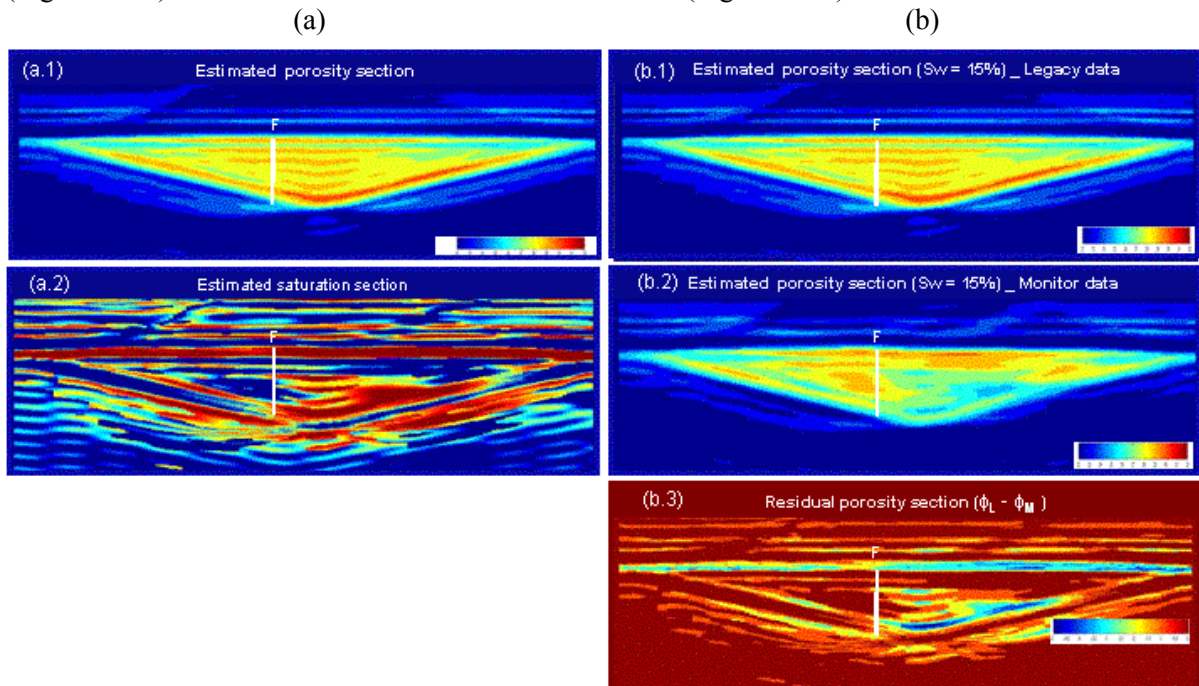


Figure 2: Porosity and saturation computed considering different states of knowledge about initial saturation in the reservoir. When initial saturation is known, porosity is obtained from legacy data (a.1) and saturation is obtained from monitor data (a.2). When initial saturation is unknown, perturbed porosity is obtained from both legacy and monitor data (a.2 and b.2). Then porosity perturbation can be explicitly computed (b.3) as a measure of saturation changes in a reservoir.

## Conclusion

The proposed porosity a saturation estimation methodology allows for the quantification of the saturation changes in a reservoir requiring only P impedance and some knowledge about the initial saturation. Direct attempt to make inferences about saturation requires very good data quality and knowledge of porosity. The “porosity perturbation” approach allows for lowering these requirements to obtain more stable quantification of saturation changes in a reservoir.

## References

**da Costa, E.F., Moraes, F.S. and Filho, N.P.F., 2004.** Joint inference of porosity and saturation from multiple well logs. EAGE 66<sup>th</sup> Conference & Exhibition, Paris, France, Expanded abstract, 4 pp.

**da Costa, E.F., 2005.** Inferência de porosidade e saturação aplicada no monitoramento sísmico de reservatório. Tese de doutorado, Universidade Estadual Norte Fluminense, Macaé, Brasil.

**Loures, L.G.C.L. and Moraes, F. S., 2001.** Local porosity inversion of multiple data sets: Part I: using rock physics and geostatistical modeling. 7th International Congress of the Brazilian Geophysical Society, Salvador. Expanded Abstracts, 4 pp.



## Porosity Volume Attribute by Bayesian Estimation

EMANUEL F. DA COSTA<sup>1,2</sup>, ALFREDO P. GRELL<sup>2</sup>, FERNANDO S. MORAES<sup>1</sup> AND LUIZ G. C. L. LOURES<sup>1</sup>

<sup>1</sup>Laboratório de Engenharia e Exploração de Petróleo  
Universidade Estadual do Norte Fluminense  
27925-310 Macaé, Brazil

<sup>2</sup>PETROBRAS/UN-BC, Macaé, Brazil

### Abstract

We propose a new volume attribute (*residual porosity*), consisting of a porosity perturbation generated from different saturation assumptions in a Bayesian porosity estimation framework. This idea explores the strong coupling existing between porosity and saturation. Using Bayesian inference and Gassmann model, porosity may be estimated using two different conditions for the reservoir water saturation: initial water saturation (e.g.,  $S_{wi} = 15\%$ ) and fully water saturated ( $S_w = 100\%$ ). The residual porosity volume attribute is further obtained by subtracting the two porosity volumes. This attribute should highlight the oil region of the reservoir, once the parameters for the Gassmann model are calibrated for oil reservoir condition from well-log data. We present an application to real data sets from Campos Basin, Brazil. A comparison of seismic volume inversion with well-log data inversion shows the usefulness of this approach for highlighting oil-saturated intervals.

### Introduction

The Bayesian Inference Methodology is based on probability theory used to describe the state of knowledge state about unknown model parameters. In this work, we closely follow the Bayesian derivation presented by Loures and Moraes (2001) to derive a *posterior distribution* for porosity ( $\phi$ ), given P-wave impedance from seismic and well-log data. We want to combine multiple data sets, information derived from core analysis and rock physics data models. Once the goal of computing the posterior distribution is achieved, all inferences can be obtained by computing statistics relative to individual parameters (e.g., marginal distribution). This methodology gives not only porosity estimative, but also the uncertainty associated with this estimates. It is possible to measure the contribution of each piece of information increasing the confidence of the estimates (Loures and Moraes, 2001).

Here we extend the work presented by da Costa et al. (2004) to incorporate volume seismic attribute and the residual porosity concept first presented by da Costa (2005), in the context of 4D seismic attributes. Using the Bayesian inference methodology and Gassmann model, we estimate a porosity volume attribute from P wave seismic impedance. The porosity volume simplifies the interpretation process due to fact that the reservoir is highlighted by the inversion. The quality of the result is intrinsically related to the signal noise ratio and by how reliable are the rock physics relations and corresponding parameters as determined by well data and PVT analysis of fluids. Porosity is also highly coupled with saturation. Wrong saturation assumptions will impact porosity estimate in a slowly varying dependence, as demonstrated by da Costa (2005). We explore this, by proposing to use the porosity perturbation generated from different saturation conditions, which are known to exist in the reservoir, as discussed in the next sections.

### Methodology

Consider a homogeneous cell of the reservoir with porosity  $\phi$ . We want to estimate porosity from the knowledge of seismic data, represented by a data vector  $\mathbf{d} = (d_1, \dots, d_N)^T \in R^N$ . The formulation is derived using Bayesian probability theory to obtain a collection of posterior distributions for porosity

covering each cell of the model. The posterior distribution for porosity can be computed as an application of Bayes' Theorem, which is given by

$$p(\phi | \mathbf{d}) = \frac{q(\phi) l(\mathbf{d} | \phi)}{h(\mathbf{d})}, \quad (1)$$

where,  $p$  and  $q$  are respectively the posterior and prior distributions,  $l$  is the likelihood function and  $h$  is the normalizing distribution, which guarantees that the posterior distribution integrates to unity. After specification of the statistical distributions for the above equation (1) and a marginalization step, we obtain a new expression for the *a posteriori distribution* for porosity in the form of

$$p(\phi | \mathbf{d}) \propto \left\{ [\mathbf{d} - \mathbf{f}(\phi)]^T [\mathbf{d} - \mathbf{f}(\phi)] \right\}^{-\frac{N}{2}}, \quad (2)$$

where  $\mathbf{f}(\phi)$  represents a vector valued function for data modeling. See da Costa et al. (2004 and 2005) and da Costa (2005) for more detailed explanation of the derivations. This formulation assumes that the seismic data is previously inverted to P wave impedance. Then, the data modeling function  $\mathbf{f}(\phi)$  can be obtained from a combination of Gassmann and density equations, which yield

$$IP = \left\{ \left[ (1-\phi)\rho_m + \phi\rho_f \right] \left[ \left( \kappa_d + \frac{4}{3}\mu_d \right) + \frac{\left( 1 - \frac{\kappa_m}{\kappa_d} \right)^2}{\left( 1 - \frac{\kappa_m}{\kappa_d} \right) \frac{1}{\kappa_m} + \phi \left( \frac{1}{\kappa_f} - \frac{1}{\kappa_m} \right)} \right] \right\}^{1/2}, \quad (3)$$

where  $\kappa$  and  $\mu$  are respectively the bulk and shear moduli and subscripts  $d$ ,  $m$  and  $f$  stand for drained rock, matrix (solid part) and the mixture of fluids, respectively.

The first step consists in a well data porosity evaluation aiming for the calibration all auxiliary parameters required by the above models. For that, we use a set of well logs (gamma ray, resistivity, neutron porosity, density and VP and VS sonic logs), as presented in Figure 1 (a). The reservoir is well defined by the resistivity logs. It consists of 3 sands layers separated by shales, respectively found on depth the intervals ranging 3135–3145 m, 3150–3159 m and 3165–3210 m. Note the intervals of high resistivity, denoting oil saturated reservoir levels covering the complete range of sands. The calibration procedure is validated by da Costa et al. (2004) by showing that porosity values estimated from the multiple well-log data inversion closely agrees with the porosities calculated by PETROBRAS well-log data analysts. We use calibrated parameters, including mineralogical composition, rock and fluid properties, to invert the P impedance log.

In Figure 1 (b), dotted red lines identify top and base reservoir. We compute P impedance log, which is then filtered and resampled to comply with seismic frequency. The blue and green lines of the second plot, in Figure 1 (b), respectively represent both original and filtered impedance logs. In the first plot of Figure 1 (b), we plot the filtered P impedance log from well-log data (black line) and P impedance from seismic data (red line), at the well location. Note that the well impedance still shows more reservoir information than the seismic trace, but in general there is good agreement between the seismic and well-log data.

We invert both (well and seismic) impedance traces for porosity, assuming two different saturation scenarios. In the first case, we perform a porosity inference assuming that the reservoir is oil saturated, where its initial water saturation is given by  $S_{wi} = 15\%$ . In the second one, we estimate the porosity assuming that model are fully water saturated ( $S_w = 100\%$ ). For both cases the posterior distributions can be represented by

- 1)  $p_{\phi_1}(\phi_1 | \mathbf{d}, S_{wi})$ , for initial saturation  $S_{wi}$ .
- 2)  $p_{\phi_2}(\phi_2 | \mathbf{d}, S_w)$ , for full water saturation  $S_w$ .

$$(4)$$

The main objective is to estimate porosity at oil saturated intervals using full coverage seismic data. Consequently, we retain porosity estimates for inference 1, assuming the initial water saturation

condition to avoid bias. Next, we perform a porosity inference assuming that there is no oil layer, implying wrong saturation value ( $S_w = 100\%$ ), the porosity obtained will be over estimated to compensate excess water in the reservoir.

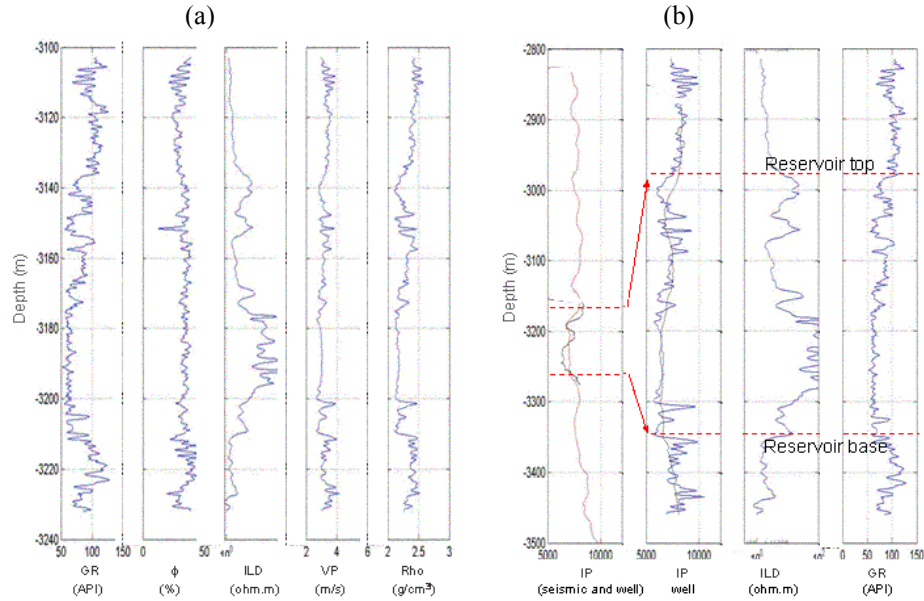


Figure 1: (a) Set of real well logs, consisting of gamma ray, porosity, resistivity, VP and density. (b) the top and base reservoir marked by dotted red line, on a series of plots, consisting of, from left to right, seismic (red) and filtered well-log P impedance (black), original (blue) and filtered P impedance logs, followed by resistivity and gamma ray logs.

In these way, when we subtract estimated porosities produced by both assumptions (equation (4)), we are in fact obtaining a porosity perturbation due to the saturation changes (residual porosity). In this way, when the reservoir is oil saturated the residual porosity will be positive. On the other hand, when reservoir is water saturated, the residual porosity will be represented by negative values.

$$d\phi \equiv \phi_2 - \phi_1, \quad \text{porosity perturbation definition.} \quad (5)$$

In Figure 2, we plotted the estimated porosities and residual porosity obtained from well and seismic P impedance data. At column 2.c and 2.b are plotted the estimated porosity, considering the initial water saturation condition and fully water saturated for well data (black line) and seismic data (red line), respectively. The difference between these two estimated porosities, according equation 5, are showed in column 2.a. Note that even the difference in porosities values and in the curves frequency content, the residual porosity value obtained for both data are very similar, showing the consistence in the methodology for different scales.

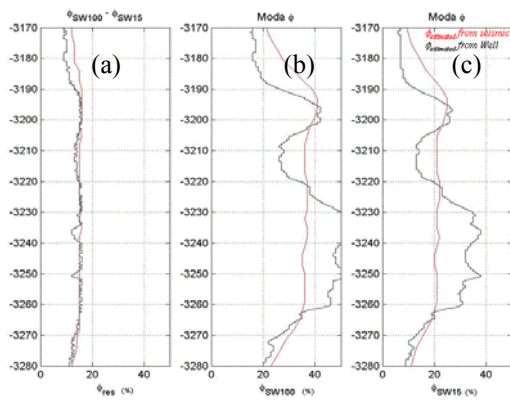


Figure 2: Estimated porosities and residual porosity obtained from well and seismic P impedance data. (c) and (b) respectively present estimated porosity considering the initial water saturation condition (c) and fully water saturated (b) for well data (black line) and seismic data (red line). The difference between these two estimated porosities are presented in (a).

Once calibrated the model through well data, the next step consists in apply the methodology in P impedance seismic volume. As shows in figure 3, the porosity section and the residual porosity, as defined above, has proven to be a good to identify and qualify the reservoir and where the reservoir is oil saturated.

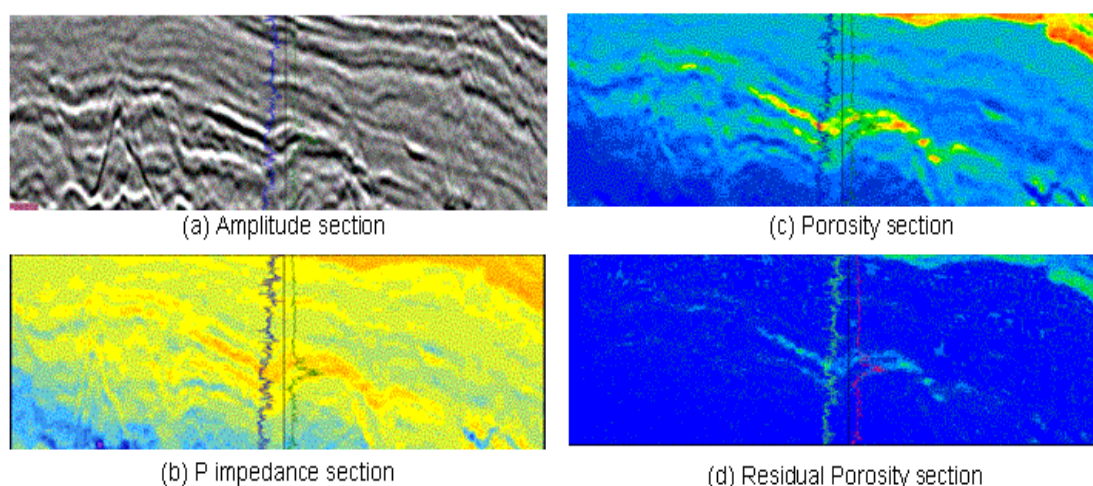


Figure 3: Four different attributes section to represent an oil saturated reservoir. The reservoir is better represented by the porosity section (c) than impedance data. The residual porosity section (d) shows where the reservoir is oil saturated..

### Conclusion

The proposed porosity estimation methodology allows a better identification of the reservoir, than compared with the amplitude and P impedance data. The porosity perturbation approach can be a fast and practical for evaluating oil saturated reservoirs.

### References

- da Costa, E. F., Moraes, F. S. and Filho, N. P. F., 2004.** Joint inference of porosity and saturation from multiple well logs. EAGE 66<sup>th</sup> Conference & Exhibition, Paris, France, Expanded abstract, 4 pp.
- da Costa, E. F., Moraes, F. S. and Loures, L. G. C. L., 2005.** Porosity and saturation estimation from 4D seismic P wave impedance. EAGE 67<sup>th</sup> Conference & Exhibition, Madrid, Spain, Expanded abstract, 4 pp.
- da Costa, E. F., 2005.** Inferência de porosidade e saturação aplicada ao monitoramento sísmico de reservatório. Tese de doutorado, Universidade Estadual Norte Fluminense, Macaé, Brasil.
- Loures, L. G. C. L. & Moraes, F. S., 2001.** Local porosity inversion of multiple data sets: Part I: using rock physics and geostatistical modeling. 7th International Congress of the Brazilian Geophysical Society, Salvador. Expanded Abstracts, 4 pp.

### Acknowledgments

The authors would like to thank PETROBRAS for providing the data used in the thesis and in this work.

# Livros Grátis

( <http://www.livrosgratis.com.br> )

Milhares de Livros para Download:

[Baixar livros de Administração](#)

[Baixar livros de Agronomia](#)

[Baixar livros de Arquitetura](#)

[Baixar livros de Artes](#)

[Baixar livros de Astronomia](#)

[Baixar livros de Biologia Geral](#)

[Baixar livros de Ciência da Computação](#)

[Baixar livros de Ciência da Informação](#)

[Baixar livros de Ciência Política](#)

[Baixar livros de Ciências da Saúde](#)

[Baixar livros de Comunicação](#)

[Baixar livros do Conselho Nacional de Educação - CNE](#)

[Baixar livros de Defesa civil](#)

[Baixar livros de Direito](#)

[Baixar livros de Direitos humanos](#)

[Baixar livros de Economia](#)

[Baixar livros de Economia Doméstica](#)

[Baixar livros de Educação](#)

[Baixar livros de Educação - Trânsito](#)

[Baixar livros de Educação Física](#)

[Baixar livros de Engenharia Aeroespacial](#)

[Baixar livros de Farmácia](#)

[Baixar livros de Filosofia](#)

[Baixar livros de Física](#)

[Baixar livros de Geociências](#)

[Baixar livros de Geografia](#)

[Baixar livros de História](#)

[Baixar livros de Línguas](#)

[Baixar livros de Literatura](#)  
[Baixar livros de Literatura de Cordel](#)  
[Baixar livros de Literatura Infantil](#)  
[Baixar livros de Matemática](#)  
[Baixar livros de Medicina](#)  
[Baixar livros de Medicina Veterinária](#)  
[Baixar livros de Meio Ambiente](#)  
[Baixar livros de Meteorologia](#)  
[Baixar Monografias e TCC](#)  
[Baixar livros Multidisciplinar](#)  
[Baixar livros de Música](#)  
[Baixar livros de Psicologia](#)  
[Baixar livros de Química](#)  
[Baixar livros de Saúde Coletiva](#)  
[Baixar livros de Serviço Social](#)  
[Baixar livros de Sociologia](#)  
[Baixar livros de Teologia](#)  
[Baixar livros de Trabalho](#)  
[Baixar livros de Turismo](#)