



**Bruno Broesigke Holzberg**

**Previsão Probabilística de Pressão de Poros  
em Rochas Reservatório através de Velocidades  
Compressionais e Cisalhantes**

**Tese de Doutorado**

Tese apresentada como requisito parcial para obtenção do título de Doutor pelo Programa de Pós-Graduação em Engenharia Civil da PUC-Rio.

Orientador: Sergio Augusto Barreto da Fontoura

Rio de Janeiro, agosto de 2005



Bruno Broesigke Holzberg

**Previsão Probabilística de Pressão de Poros em Rochas  
Reservatório através de Velocidades Compressionais e Cisalhantes**

Tese apresentada como requisito parcial para obtenção do título de Doutor pelo Programa de Pós-Graduação em Engenharia Civil da PUC-Rio. Aprovado pela Comissão Examinadora abaixo assinada.

**Prof. Sergio Augusto Barreto da Fontoura  
Orientador**

Departamento de Engenharia Civil – PUC-Rio

**Prof. Luiz Geraldo do Carmo Lucchesi Loures**  
UENF

**Prof. Wilson Mouzer Figueiró**  
UFBA

**Prof. Celso Romanel**  
Departamento de Engenharia Civil – PUC-Rio

**Prof. Reinaldo Castro Souza**  
Departamento de Engenharia Elétrica – PUC-Rio

Rio de Janeiro, 20 de agosto de 2005

Todos os direitos reservados. É proibida a reprodução total ou parcial do trabalho sem autorização da universidade, do autor e do orientador.

### **Bruno Broesigke Holzberg**

Graduou-se em Engenharia Civil pela UERJ (Universidade do Estado do Rio de Janeiro) em 1998, onde participou de diversas atividades acadêmicas relacionadas a Geotecnia. Obteve seu título de Mestre em Geotecnia pela PUC-Rio em 2001, tendo como tema da dissertação a análise de estabilidade de poços de petróleo. Em seguida, iniciou o doutorado e motivou-se com a o tema previsão de pressão de poros em bacias sedimentares, o que culminou no desenvolvimento desta tese.

#### Ficha Catalográfica

Holzberg, Bruno B.

Previsão Probabilística de Pressão de Poros em Rochas-Reservatório através de Velocidades Compressionais e Cisalhantes. / Bruno Broesigke Holzberg; orientador: Sergio Augusto Barreto da Fontoura. – Rio de Janeiro: PUC, Departamento de Engenharia Civil, 2005.

118 fl. Il. ; 30 cm

Tese (doutorado) – Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Departamento de Engenharia Civil.

Inclui referências bibliográficas.

1. Engenharia civil – Teses. 2. Previsão de Pressão de Poros. 3. Compartimentos de Pressão. 4. Inversão Bayesiana. 5. Algoritmo de Metropolis-Hastings. 6. Velocidade Cisalhante. I. Fontoura, Sergio Augusto Barreto. II Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro. Departamento de Engenharia Civil. III Título.

Aos meus Pais, Gerhard e Doti,  
pelo amor eterno.

## **Agradecimentos**

Ao professor Sérgio A. B. da Fontoura, orientador da tese, pelo apoio e confiança depositada.

À Ricardo Leiderman, pela amizade e pelo apoio fundamental na concepção da tese.

À Fredy Artola, pela paciência nas inúmeras discussões à respeito de física de rochas.

Aos funcionários e alunos que tive a oportunidade de conviver no Grupo de Tecnologia e Engenharia de Petróleo, em especial Suzana Santos, Mércia Betânia, Rafael Santos, e Nelly Piedade, com os quais desenvolvi relações de verdadeira amizade.

Aos companheiros Ewerton Araújo, Jorge Pastor, Cláudio Rabe e Adriano, com os quais tive a oportunidade de aprender bastante, e sempre de forma descontraída.

À ANP pelo apoio financeiro recebido durante o curso.

Ao departamento de Engenharia Civil/PUC-Rio, em especial para a Ana Roxo.

## Resumo

Holzberg, Bruno Broesigke; Fontoura, Sergio Augusto Barreto. **Previsão Probabilística de Pressão de Poros em Rochas-reservatório através de Velocidades Compressionais e Cisalhantes**. Rio de Janeiro, 2005. 118p. Tese de Doutorado - Departamento de Engenharia Civil, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

Esta tese propõe uma metodologia de estimativa de pressão de poros em rochas-reservatório através dos atributos sísmicos velocidade compressional ( $V_p$ ) e velocidade cisalhante ( $V_s$ ). Na metodologia, os atributos são encarados como observações realizadas sobre um sistema físico, cujo comportamento depende de um determinado número de grandezas não observáveis, dentre as quais a pressão de poros é apenas uma delas. Para estimar a pressão de poros, adota-se uma abordagem Bayesiana de inversão. Através de uma função de verossimilhança, estabelecida através de um modelo de física de rochas calibrável para a região, e do teorema de Bayes, combina-se as informações pré-existentes sobre os parâmetros de rocha, fluido e estado de tensões com os atributos sísmicos observados, inferindo probabilisticamente a pressão de poros. Devido a não linearidade do problema e ao interesse de se realizar uma rigorosa análise de incertezas, um algoritmo baseado em simulações de Monte Carlo (um caso especial do algoritmo de Metropolis-Hastings) é utilizado para realizar a inversão. Exemplos de aplicação da metodologia proposta são simulados em reservatórios criados sinteticamente. Através dos exemplos, demonstra-se que o sucesso da previsão de pressão de poros depende da combinação de diferentes fatores, como o grau de conhecimento prévio sobre os parâmetros de rocha e fluido, a sensibilidade da rocha perante a variação de pressões diferenciais e a qualidade dos atributos sísmicos. Visto que os métodos existentes para previsão de pressão de poros utilizam somente o atributo  $V_p$ , a contribuição do atributo  $V_s$  na previsão é avaliada. Em um cenário de rochas pouco consolidadas (ou em areias), demonstra-se que o atributo  $V_s$  pode contribuir significativamente na previsão, mesmo apresentando grandes incertezas associadas. Já para um cenário de rochas consolidadas, demonstra-se que as incertezas associadas às pressões previstas são maiores, e que a contribuição do atributo  $V_s$  na previsão não é tão significativa quanto nos casos de rochas pouco consolidadas.

## Palavras-chave

Previsão de Pressão de Poros; Compartimentos de Pressão; Inversão Bayesiana; Algoritmo de Metropolis-Hastings, Velocidade Cisalhante.

## Abstract

Holzberg, Bruno Broesigke; Fontoura, Sergio Augusto Barreto. **Probabilistic Pore Pressure Prediction in Reservoir Rocks Through Compressional and Shear Velocities**. Rio de Janeiro, 2005. 118p. D.Sc. Dissertation. Department of Civil Engineering, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

This work proposes a method for pore pressure prediction in reservoir rocks through compressional- and shear-velocity data (seismic attributes). In the method, the attributes are considered observations of a physic system, which behavior depends on a several not-observable parameters, where the pore pressure is only one of these parameters. To estimate the pore pressure, a Bayesian inversion approach is adopted. Through the use of a likelihood function, settled through a calibrated rock physics model, and through the Bayes theorem, the *a priori* information about the not-observable parameters (fluid and rock parameters and stress state) is combined with the seismic attributes, inferring probabilistically the pore pressure. Due the non-linearity of the problem, and due the uncertainties analysis demanding, an algorithm based on Monte Carlo simulations (a special case of the Metropolis-Hastings algorithm) is used to solve the inverse problem. The application of the proposed method is simulated through some synthetic examples. It is shown that a successfully pore pressure prediction in reservoir rocks depends on a set of factors, as how sensitive are the rock velocities to pore pressure changes, the *a priori* information about rock and fluid parameters and the uncertainties associates to the seismic attributes. Since the current methods for pore pressure prediction use exclusively the attribute compressional velocity ( $V_p$ ), the contribution of the attribute shear velocity ( $V_s$ ) on prediction is evaluated. In a poorly consolidated rock scenario (or in sands), the  $V_s$  data, even with great uncertainties associated, can significantly contribute to a better pore pressure prediction. In a consolidated rock scenario, the uncertainties associated to pore pressure estimates are higher, and the  $V_s$  data does not contribute to pore pressure prediction as it contributes in a poorly consolidated rock scenario.

## Keywords

Pore Pressure Prediction; Pore Pressure Compartments; Bayesian Inversion; Metropolis-Hastings algorithm, Shear Velocity.

## Sumário

1	Introdução	16
1.1.	Histórico sobre a estimativa de pressão de poros	16
1.2.	Objetivos	18
1.3.	Resumo da metodologia	19
1.4.	Contribuições	19
1.5.	Escopo da tese	20
2	Revisão Bibliográfica	22
2.1.	Pressão de poros anormal	22
2.2.	Compartimentos de pressão	22
2.3.	Influência da pressão diferencial nas propriedades da rocha	25
2.4.	Métodos de previsão de pressão de poros em rochas-reservatório	30
3	Formulação do problema direto	35
3.1.	Desenvolvimento do modelo de física de rochas	35
4	Modelos para rochas consolidadas e não consolidadas	45
4.1.	Modelo para rocha não consolidada (ou pouco consolidada)	45
4.2.	Modelo para rocha consolidada	47
5	Análise dos modelos	52
5.1.	Análise paramétrica	52
5.2.	Análise de sensibilidade	59
6	Metodologia de inversão	62
6.1.	Inversão Bayesiana	62
6.2.	Solução através de Simulações de Monte Carlo	65
7	Procedimentos para previsão de pressão de poros	71



7.1. Calibração do modelo de física de rochas	71
7.2. Obtenção de informações <i>a priori</i>	74
7.3. Obtenção de velocidades P e S no campo	76
7.4. Aplicação do algoritmo de Metropolis-Hastings	77
8 Exemplos	81
8.1. Características gerais do reservatório	81
8.2. Caso 1: Arenitos não consolidados	83
8.3. Caso 2: Arenitos consolidados	97
9 Conclusões e Sugestões	105
9.1. Conclusões	105
9.2. Sugestões para trabalhos futuros	107
10 Referências bibliográficas	108
11 Anexo 1: Métrica para quantificação de incertezas associadas aos atributos sísmicos	115
12 Anexo 2: Amostras sintéticas	116

## Lista de Figuras

- Figura 1. Mapa estrutural do reservatório Tarbert. O poço 1 encontrou uma pressão totalmente diferente daquelas encontradas nos poços 2 e 3. A linha azul localiza a seção sísmica apresentada na Figura 2. (Carcione et al., 2003). 24
- Figura 2. Seção sísmica entre os poços da Figura 1. Linha verde clara (não a verde escura, que se refere à base do Cretáceo) localiza o topo do reservatório Tarbert. A falha selante que divide os compartimentos de pressão é indicada. (Carcione et al., 2003). 24
- Figura 3. Variação de velocidades sobre a variação de pressão diferencial para diferentes arenitos. A variação é maior em uma situação de baixas pressões diferenciais. (Ensaios apresentados em Han et al., 1986). 25
- Figura 4. As informações contidas em uma curva velocidade *vs* pressão diferencial, segundo Mavko (2003). 26
- Figura 5. Variação de velocidades sobre a variação de pressão diferencial, considerando diferentes porosidades ( $f_i$ , na figura). Resultados obtidos com as relações de Eberhart-Phillips et al. (1989). Conteúdo de argila fixo em 0.2. 27
- Figura 6. Variação de velocidades sobre a variação de pressão diferencial, considerando diferentes conteúdos de argila ( $C$ , na figura). Resultados obtidos com as relações de Eberhart-Phillips et al. (1989). Porosidade fixa em 0.2. 27
- Figura 7. Ensaios em areias saturadas. Quando a pressão diferencial se aproxima de zero, as velocidades compressionais tendem para a velocidade da suspensão formada entre partículas sólidas e o fluido, enquanto que as velocidades cisalhantes tendem para zero (Huffman e Castagna, 2001). Ao se plotar os resultados em termos de  $V_p/V_s$ , essa diferença de comportamento perante a variação de pressão diferencial é evidenciada. 28
- Figura 8. Ensaios em diferentes arenitos saturados em água, apresentados nos planos razão de Poisson (e  $V_p/V_s$ ) *vs* pressão diferencial ( $P_d$ ) (dados de Han et al., 1986). Ao se comparar essa figura com a Figura 3, observa-se que existe uma menor diferença entre os resultados dos ensaios quando estes são plotados nos planos da Figura 8. 29
- Figura 9. Resultados de ensaios em rochas secas demonstram que existe uma

uniformidade na relação entre razão de Poisson  $\nu$  e pressão diferencial para diferentes tipos de rocha (Dvorkin, 2002). (Nas figuras, a unidade da pressão diferencial é MPa). 34

Figura 10. Comparação das relações  $V_p$   $\nu$   $P_d$  e  $V_s$   $\nu$   $P_d$  para os estados de rocha consolidado e não consolidado. Nas figuras superiores, comparação em termos absolutos. Nas figuras inferiores, comparação através de curvas normalizadas pelos respectivos valores máximos de velocidades. A variação de  $V_p$  com  $P_d$  é semelhante para os estados de rocha consolidada e não consolidada. Já a variação de  $V_s$  com  $P_d$  é muito mais sensível para o caso de uma rocha não consolidada. 53

Figura 11. Comparação das relações  $V_p/V_s$   $\nu$   $P_d$  para os estados de rocha consolidada e não consolidada. A relação  $V_p/V_s$  é mais sensível à variação de pressão diferencial em uma situação de rochas não consolidadas. 54

Figura 12. Influência da porosidade ( $f_i$ , na legenda) nas relações  $V_p$   $\nu$   $P_d$  e  $V_s$   $\nu$   $P_d$  para os estados de rocha consolidada (figuras à esquerda) e não consolidada (figuras à direita). A influência da porosidade é menor para as rochas não consolidadas, ainda mais na relação entre  $V_s$   $\nu$   $P_d$ . 55

Figura 13. Influência do conteúdo de argila (Arg, na figura) nas relações  $V_p$   $\nu$   $P_d$  e  $V_s$   $\nu$   $P_d$  para os estados de rocha consolidada e não consolidada. A influência se mostrou menor para o modelo de rocha não consolidada. 56

Figura 14. Influência da fração de óleo (So, na figura) nas relações  $V_p$   $\nu$   $P_d$  e  $V_s$   $\nu$   $P_d$  para os estados de rocha consolidada e não consolidada. 57

Figura 15. Influência do grau API do óleo nas relações  $V_p$   $\nu$   $P_d$  e  $V_s$   $\nu$   $P_d$  para os estados de rocha consolidada e não consolidada. Em  $V_s$ , o fluido influencia muito pouco. Em  $V_p$ , a influência do fluido é maior em um estado de rocha não consolidada. 58

Figura 16. Análise de sensibilidade, caso de rocha não consolidada. Os parâmetros relacionados com o estado de tensão (pressão de poros e pressão confinante) são parâmetros importantes, sobretudo na velocidade cisalhante. 59

Figura 17. Análise de sensibilidade, caso de rocha consolidada. Tanto para  $V_p$  quanto para  $V_s$ , os parâmetros que mais influenciam são porosidade, pressão confinante e

pressão de poros.	60
Figura 18. Representação do aumento de informação através do teorema de Bayes (Malinverno e Torres-Verdin, 2000).	65
Figura 19. Amostragem da solução do problema inverso através de simulações de Monte Carlo (Figura original em Malinverno e Torres-Verdin, 2000).	68
Figura 20. Representação estrutural do reservatório. Uma falha selante divide o reservatório em dois compartimentos de pressão distintos.	81
Figura 21. Representação do topo do reservatório. As células em preto indicam a localização dos poços já perfurados. A região em laranja corresponde ao compartimento A, que apresenta pressão de poros de 20.7 MPa, enquanto que a região verde representa o compartimento B, onde a pressão de poros é hidrostática.	82
Figura 22. Mapas de porosidades e conteúdos de argila no reservatório.	83
Figura 23. Distribuição de fluidos no reservatório. Proporções de óleo nas misturas de salmoura e óleo.	83
Figura 24. Mapas de $V_p$ e $V_s$ reais geradas através da formulação do problema direto, que neste caso utiliza o modelo de rochas não consolidadas descrito no item 4.1.	84
Figura 25. Mapas dos atributos sísmicos $V_p$ e $V_s$ (velocidades reais corrompidas por erros pseudo-aleatórios).	84
Figura 26. Ao lado esquerdo, o variograma ajustado aos dados de porosidade. Ao lado direito, o variograma ajustado aos dados de conteúdo de argila. O software GEOSTAT (2004) foi utilizado.	87
Figura 27. Mapas de porosidades (%) e conteúdos de argila (%) gerados por Krigagem.	87
Figura 28. Mapa de desvios padrões relativos à Krigagem. As incertezas crescem com o afastamento dos poços.	88
Figura 29. Histograma representativo da distribuição <i>a priori</i> de pressão de poros.	89
Figura 30. Mapa dos valores reais das pressões de poros e das médias e modas das distribuições <i>a posteriori</i> de pressão de poros obtidas pela inversão.	91
Figura 31. Mapa dos desvios padrões das distribuições <i>a posteriori</i> de pressão de poros.	91
Figura 32. Probabilidade avaliada de ocorrer uma pressão de poros acima de 15 MPa.	91
Figura 33. Distribuições <i>a posteriori</i> na célula [8, 4] (fig. A) e na célula [12, 5] (fig. B).	92
Figura 34. Pressões de poros reais (mapa superior) e as modas das distribuições <i>a posteriori</i>	

de pressão de poros obtidas nas inversões. Mapa central: inversão através de  $V_p$ , mapa inferior, inversão através de  $V_p$  e  $V_s$ . 94

Figura 35. Médias das distribuições de pressão de poros obtidas. Mapa superior: inversão através de  $V_p$ , mapa inferior, inversão através de  $V_p$  e  $V_s$ . 94

Figura 36. Desvios padrões das pressões de poros invertidas. Mapa superior: inversão através de  $V_p$ , inferior, inversão através de  $V_p$  e  $V_s$ . 95

Figura 37. Mapa das probabilidades avaliadas de ocorrer pressões de poros  $> 15$  MPa. Mapa superior: resultados através de  $V_p$ , resultados através de  $V_p$  e  $V_s$ . 95

Figura 38. Distribuições *a posteriori* de pressão de poros na célula [8, 4]. A: Previsão através de  $V_p$ . B: Previsão através de  $V_p$  e  $V_s$ . 96

Figura 39. Distribuições *a posteriori* de pressão de poros na célula [12, 5]. A: Previsão através de  $V_p$ . B: Previsão através de  $V_p$  e  $V_s$ . 96

Figura 40. Contribuição de  $V_s$  na previsão de pressão de poros, considerando as incertezas associadas ao atributo. 97

Figura 41. Mapas velocidades compressionais reais. Mapa superior: estado consolidado. Mapa inferior: estado não-consolidado. 98

Figura 42. Mapas velocidades cisalhantes reais. Mapa superior: estado consolidado. Mapa inferior: estado não-consolidado. 99

Figura 43. Mapas de  $V_p$  e  $V_s$  obtidos por inversão sísmica (Velocidades reais corrompidas por erros pseudo-randômicos). O efeito da alta pressão de poros no compartimento A foi praticamente camuflado pela inclusão de ruído. 99

Figura 44. Mapa superior: pressões de poros reais. Nos mapas central e inferior, os resultados obtidos pela inversão: respectivamente as modas e as médias das distribuições *a posteriori* de pressão de poros em cada célula. 101

Figura 45. Mapa dos desvios padrões das pressões de poros estimadas e das probabilidades de ocorrer pressões de poros maiores que 15 MPa. 101

Figura 46. Contribuição do atributo  $V_s$  na previsão de pressão de poros, considerando as incertezas associadas. Uma melhora na previsão só foi observada ao se considerar uma excelente informação sobre  $V_s$ . 103

Figura 47. Histogramas obtidos ao se realizar a inversão para a célula [8,4] do reservatório. Ao se comparar a figura A e B, observa-se que a informação sobre  $V_s$  com 10% de

incertezas não melhorou efetivamente a previsão de pressão de poros. Ao se comparar A e C, observa-se que a informação sobre  $V_s$  com 5% de incertezas possibilita uma ligeira redução das incertezas associadas à pressão de poros estimada.

103

Figura 48. Ensaio sintético em amostras não consolidadas e análise da calibração. À esquerda, amostra 4:  $\phi = 0.201$  e  $C = 0.419$ . À direita, amostra 9:  $\phi = 0.175$   $C = 0.123$ .

116

Figura 49. Ensaio sintético em amostras consolidadas e análise da calibração. À esquerda, amostra 2:  $\phi = 0.303$  e  $C = 0.211$ . À direita, amostra 13:  $\phi = 0.1347$   $C = 0.07$ .

116

## Lista de Tabelas

Tabela 1. Dados das amostras utilizadas nas Figuras 3 e 8.	29
Tabela 2. Valores médios referentes à análise paramétrica.	52
Tabela 3. Valores ótimos dos coeficientes de calibração do modelo.	86
Tabela 4. Células com valores conhecidos de $\phi$ e $C$ .	86
Tabela 5. Parâmetros das distribuições <i>a priori</i> e <i>a posteriori</i> nas células [8, 4] e [12, 5].	93
Tabela 6. Valores ótimos dos coeficientes de calibração do modelo.	100
Tabela 7. Ensaios sintéticos em amostras não consolidadas.	117
Tabela 8. Ensaios sintéticos em amostras consolidadas.	118