

**CALIBRAÇÃO DA SENSIBILIDADE À ALTERAÇÃO DE FLUIDO E
PRESSÃO EM RESERVATÓRIOS SILICICLÁSTICOS A PARTIR DE
DADOS DE POÇO E TESTEMUNHO**

THIAGO CALIMAN CESCHIM

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

MACAÉ - RJ
SETEMBRO - 2008

CALIBRAÇÃO DA SENSIBILIDADE À ALTERAÇÃO DE FLUIDO E PRESSÃO EM RESERVATÓRIOS SILICICLÁSTICOS A PARTIR DE DADOS DE POÇO E TESTEMUNHO

THIAGO CALIMAN CESCHIM

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

Aprovada em setembro de 2008.

Comissão Examinadora:

Klédson Tomaso Pereira de Lima, D. Sc. (PETROBRAS)

Prof. Antonio Abel González Carrasquilla, Ph.D. (LENEP/UENF)

Prof. Luiz Geraldo do Carmo Lucchesi Loures, Ph.D. (LENEP/UENF)

Prof. Fernando Sérgio de Moraes, Ph.D. (LENEP/UENF)

(Orientador)

A meus pais, Cristina e Sebastião.

AGRADECIMENTOS

Ao LENEP/CCT/UENF como centro de referência por toda sua infraestrutura física e intelectual, em especial ao professor Carlos Alberto Dias por toda sua dedicação e luta para a implantação deste centro de pesquisa.

Aos professores Fernando Sérgio de Moraes e Luiz Geraldo do Carmo Lucchesi Loures, por toda orientação, ensinamento e paciência ao me conduzirem por este novo caminho.

Ao professor Antonio Abel González Carrasquilla e Klédson Tomaso Pereira de Lima pela participação na banca e contribuição com seus comentários.

Aos amigos Alan Carvalho Galante, Giovanni Colonese e Sérgio Eduardo Corrêa Netto por todo o apoio e incentivo desde a graduação.

Ao professor Rogério Atem de Carvalho, responsável por despertar meu interesse em fazer ciência, por toda sua contribuição e ensinamento desde a Iniciação Científica.

Aos mais que colegas de trabalho, Levi de Abreu Guimarães e Jorge Luiz Grivot Maia por toda a amizade, companheirismo e ensinamento.

À Agência Nacional de Petróleo (ANP) pelo apoio financeiro através de seu Programa de Recursos Humanos.

Às secretárias da pós graduação Bena e Valdiléa por toda paciência, ajuda e amizade.

Ao amigo Irineu de Azevedo Lima Neto pelo companheirismo e ajuda em todas as etapas do mestrado.

A todos que diretamente ou indiretamente contribuíram para a conclusão deste trabalho, meus mais sinceros agradecimentos.

RESUMO

O entendimento dos parâmetros intrínsecos e extrínsecos da rocha é o fator chave para a utilização das velocidades sísmicas para exploração e caracterização de reservatórios de hidrocarbonetos. Diversos pesquisadores vêm, ao longo do tempo, estudando a relação entre as propriedades elásticas e o sinal sísmico. Durante o processo de produção, as mudanças de saturação e pressão podem atuar concomitantemente para a alteração das propriedades sísmicas do reservatório, além disso, a presença de argila dificulta a modelagem da sensibilidade à pressão. A metodologia proposta se baseia no desenvolvimento de um processo de calibração do modelo de sensibilidade à pressão proposto por MacBeth e das equações de Gassmann para misturas areia e folhelho. O resultado do processo de calibração é um modelo representativo do reservatório onde se pode promover diferentes ambientes de saturação e pressão, avaliando a resposta sísmica correspondente.

Palavras-chave: modelagem computacional, substituição de fluido e pressão, reservatórios siliciclásticos, física de rochas, resposta sísmica.

ABSTRACT

The understanding of the intrinsic and extrinsic parameters of the rock is the key factor for the use of seismic velocities for exploration and characterization of hydrocarbon reservoirs. Several researchers have, over time, studying the relationship between the elastic properties and seismic signal. During the production process, changes in saturation and pressure can act concurrently to change the seismic properties of the reservoir, moreover, the presence of clay makes more difficult the modeling of pressure sensitivity. The proposed methodology is based on the development of a calibration of the model of pressure-sensitivity proposed by MacBeth and Gassmann equations for mixtures of sand and shale. The result of the calibration process is a model representative of the reservoir where it can promote different saturation and pressure environments, evaluating the seismic response correspondent..

Keywords: computational modeling, fluid and pressure substitution, siliciclastics reservoir, rock physics, seismic response.

SUMÁRIO

AGRADECIMENTOS	iii
RESUMO	iv
ABSTRACT	v
LISTA DE FIGURAS	ix
LISTA DE TABELAS	xiii
CAPÍTULO 1 - Introdução	1
CAPÍTULO 2 – Propriedades Físicas das Rochas	5
2.1 Densidade.....	5
2.2 Porosidade.....	6
2.3 Incompressibilidade	7
2.4 Módulo de Cisalhamento	8
2.5 Relação entre Velocidades Sísmicas e Propriedades Físicas	10
CAPÍTULO 3 – Modelagem Física de Rochas	13
3.1 Propriedades Sísmicas dos Fluidos.....	13
3.1.1 Fase Gás	14
3.1.2 Fase Óleo	17
3.1.3 Fase Salmoura.....	23

3.2 Incompressibilidade em Mistura de Fluidos	26
3.3 Módulos Elásticos da Matriz	27
3.4 Módulos Elásticos do Arcabouço Drenado	29
3.5 Módulos Elásticos da Rocha Saturada	32
CAPÍTULO 4 – Metodologia Proposta para Calibração da Sensibilidade à	
Alteração de Fluido e Pressão	34
4.1 Visão Geral da Metodologia.....	34
4.2 Calibração do Modelo de Gassmann Para Misturas Areia-Folhelho.....	36
4.2.1 Cálculo das Propriedades dos Fluidos em Saturação	37
4.2.2 Estimativa dos Módulos Elásticos Para Areia e Folhelho	38
4.2.2.1 Otimização Não Linear de Levenberg-Marquardt	39
4.2.3 Cálculo dos Módulos Elásticos Ajustados.....	44
4.2.4 Cálculo das Velocidades Sísmicas Ajustadas.....	45
4.3 Calibração do Modelo de Sensibilidade à Pressão.....	45
4.3.1 Cálculo das Propriedades dos Fluidos sob Efeito de Pressão.....	46
4.3.2 Estimativa dos Coeficientes da Curva de Sensibilidade à Pressão	47
4.3.3 Cálculo dos Módulos Elásticos Ajustados.....	38
4.3.4 Cálculo das Velocidades Sísmicas Ajustadas.....	49
4.4 Substituição de Fluido e Pressão.....	49
4.4.1 Cálculo das Propriedades dos Fluidos sob Efeito da Pressão Atual.....	50
4.4.2 Cálculo dos Módulos Elásticos e Densidade da Rocha	51
4.4.3 Verificação das Velocidades Sísmicas.....	51
CAPÍTULO 5 – Aplicação da Metodologia Proposta e Análise dos	
Resultados.....	52
5.1 Calibração do Modelo de Gassmann.....	52
5.1.1 Cálculo das Propriedades dos Fluidos em Saturação	53

5.1.2 Estimativa dos Módulos Elásticos Para Areia e Folhelho	54
5.1.3 Cálculo dos Módulos Elásticos Ajustados.....	56
5.1.4 Cálculo Velocidades Sísmicas Ajustadas	57
5.2 Calibração do Modelo de Sensibilidade à Pressão.....	59
5.2.1 Cálculo das Propriedades dos Fluidos em Saturação	60
5.2.2 Estimativa dos Coeficientes da Curva de Sensibilidade à Pressão	61
5.2.3 Cálculo dos Módulos Elásticos Ajustados.....	62
5.2.4 Cálculo das Velocidade Sísmicas Ajustadas	64
5.3 Substituição de Fluido e Pressão.....	65
5.3.1 Substituição de Fluido.....	66
5.3.2 Substituição de Pressão	68
CAPÍTULO 6– Conclusão.....	72
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	74

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1: Deformação resultante de uma força compressional	8
Figura 2.2: Deformação causada por tensão cisalhante	9
Figura 2.3: Alteração causada pela passagem de onda P em um meio material..	10
Figura 2.4: Alteração causada pela passagem de onda S em um meio material.	11
Figura 3.1: Densidade de hidrocarbonetos na fase gasosa em função da temperatura e pressão. As linhas cheias representam gases pesados e as linhas tracejadas gases leves. Adaptado de Thomas <i>et al</i> , 1970	14
Figura 3.2: Incompressibilidade de hidrocarbonetos na fase gasosa em função da temperatura e pressão. As linhas cheias representam gases pesados e as linhas tracejadas gases leves. Adaptado de Thomas <i>et al</i> , 1970	16
Figura 3.3: Densidade do óleo como função da temperatura e pressão e composição. Adaptado de Batzle & Wang (1992).....	18

Figura 3.4: Velocidade acústica medida laboratorialmente em óleo leve (43° API) vs. pressão e temperatura. Adaptado de Wang <i>et al</i> (1990).....	21
Figura 3.5: Velocidade acústica medida laboratorialmente em óleo pesado (5° API) vs. pressão e temperatura. Adaptado de Wang <i>et al</i> (1990)	22
Figura 3.6: Concentração de sal em arenitos encontrada em alguns campos de petróleo. Adaptado de Batzle & Wang (1992).....	23
Figura 3.7: Limites inferior e superior para uma mistura mineral. Adaptado de Mavko <i>et al.</i> (1998)	27
Figura 3.8: Comportamento da porosidade crítica com relação às velocidades sísmicas mostrando o intervalo de valores possíveis entre os limites de porosidade. Adaptado de Mavko <i>et al.</i> (1998).....	30
Figura 4.1: Fluxograma representativo das etapas do processo de calibração da sensibilidade à alterações de fluido e pressão em reservatórios siliciclásticos em um ambiente areia-folhelho.....	35
Figura 4.2: Fluxo de trabalho para a calibração do modelo de Gassmann apresentando as quatro etapas que compreendem este processo.....	36
Figura 4.3: Fluxo de trabalho para a calibração do modelo de sensibilidade à pressão proposto por MacBeth (2004) apresentando as quatro etapas que compreendem este processo	46
Figura 4.4: Curva de sensibilidade à pressão proposta por MacBeth (2004).....	48

Figura 4.5: Fluxo de trabalho para a substituição de fluido e pressão apresentando as três etapas que compreendem a última fase da metodologia proposta para calibração da sensibilidade às alterações de fluido e pressão.....	50
Figura 5.1: Dados de entrada utilizados do conjunto de teste. Da esquerda para a direita os valores da velocidade da onda P, velocidade da onda S, densidade, porosidade, argilosidade, saturação de água e fácies	54
Figura 5.2: Incompressibilidade e módulo de cisalhamento calculados diretamente a partir dos dados do conjunto de teste. Ambos os módulos elásticos serão utilizados posteriormente para efeito de comparação com os modelos apresentados	55
Figura 5.3: Módulos elásticos para a rocha saturada. As curvas em azul representam os dados calculados e as curvas em verde os dados observados .	57
Figura 5.4: Velocidades sísmicas para as ondas P e S. As curvas em azul representam os dados calculados a curvas em verde os dados observados	58
Figura 5.5: Dados de pressão obtidos para o conjunto de teste. A curva em azul representa a pressão diferencial, em verde soterramento e em vermelho pressão de poros	60
Figura 5.6: Curva de sensibilidade à pressão para a incompressibilidade, gerada a partir do conjunto de dados de teste	61
Figura 5.7: Curva de sensibilidade à pressão para o módulo de cisalhamento, gerada a partir do conjunto de dados de teste	62

Figura 5.8: Módulos elásticos para a rocha saturada encontradas no processo de calibração do modelo de sensibilidade. As curvas em azul representam os dados calculados a curvas em verde os dados observados.....	63
Figura 5.9: Velocidades sísmicas para as ondas P e S calculadas para a etapa de calibração do modelo de sensibilidade. As curvas em azul representam os dados calculados a curvas em verde os dados observados.....	64
Figura 5.10: Velocidades sísmicas para as ondas P e S calculadas para cada situação de saturação. As curvas em azul representam a saturação por água, a curvas em verde a saturação por óleo e as curvas em vermelho a saturação por gás	67
Figura 5.11: Módulos elásticos minerais para cada situação do conjunto de teste. A curva em azul representa a primeira situação de pressão, a curva em verde representa a segunda situação de pressão e a terceira situação de pressão é representada pela curva vermelha.....	69
Figura 5.12: Velocidades sísmicas para cada situação do conjunto de teste. A curva em azul representa a primeira situação de pressão, a curva em verde representa a segunda situação de pressão e a terceira situação de pressão é representada pela curva vermelha.....	70

LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1: Densidade de rochas comuns na crosta terrestre, adaptado de Ahrens & Johnson, 1995.....	6
Tabela 3.1: Coeficientes polinomiais para cálculo de V_w (Batzle & Wang, 1992) .	25
Tabela 5.1: Parâmetros dos dados de teste utilizados para cálculo das propriedades dos fluidos	53
Tabela 5.2: Densidade e incompressibilidade da água, óleo e gás, calculados para o conjunto de dados de teste	54
Tabela 5.3: Módulos elásticos das fases areia e folhelho correspondentes a cada facie do conjunto de teste	56
Tabela 5.4: Qualidade dos ajustes encontrados na etapa de calibração do modelo de Gassman.....	59
Tabela 5.5: Qualidade dos Ajustes encontrados na etapa de calibração do modelo de sensibilidade à pressão.....	66

Capítulo 1

INTRODUÇÃO

O fator chave para o uso das velocidades sísmicas na exploração e caracterização de reservatórios de hidrocarbonetos é o entendimento dos parâmetros intrínsecos e extrínsecos da rocha. Os parâmetros intrínsecos estão relacionados com as propriedades elementares da rocha, como porosidade, densidade, mineralogia e módulos elásticos, enquanto os parâmetros extrínsecos estão relacionados com as propriedades do ambiente no qual a rocha se encontra, como pressão e temperatura.

Para Palaz & Marfurt (1997), os fatores que mais influenciam na velocidade das ondas sísmicas são mineralogia, porosidade, propriedades de fluido e pressão. A interpretação sísmica quantitativa se baseia no fato de que a propagação das ondas sísmicas em subsuperfície pode produzir informações a respeito das propriedades elásticas das camadas atravessadas.

O entendimento da relação entre o sinal sísmico e as propriedades elásticas vem sendo alvo de estudo de diversos pesquisadores ao longo do tempo. Batzle & Wang (1992) combina relações termodinâmicas, empíricas e dados laboratoriais para modelar individualmente a resposta sísmica dos fluidos em saturação nos poros da rocha. Wood (1955) propõe uma modelagem para a definição da incompressibilidade em uma mistura composta por diversos fluidos.

A representação analítica dos módulos elásticos tem evoluído ao longo do tempo, Voigt (1928), Reuss (1929) e Hill (1952) estudam o comportamento dos módulos elásticos da matriz da rocha, de acordo com seus constituintes minerais. Nur (1995) estuda este comportamento para a rocha drenada, baseado no conhecimento da porosidade crítica, e MacBeth (2004) define sua dependência da pressão. Gassmann (1951) descreve o comportamento elástico da rocha saturada em função da porosidade, incompressibilidade e módulo de cisalhamento da matriz, do arcabouço e dos fluidos intersticiais presentes nos poros da rocha.

Arenitos argilosos são os maiores componentes das bacias sedimentares (Han et al., 1986). Uma considerável fração da reserva de petróleo mundial está localizada em reservatórios marinhos turbidíticos, onde se destacam as bacias marginais brasileiras. Estes reservatórios são representados por campos gigantes como o Campo de Marlim. Para Folk (1968), a organização do sedimento em reservatórios siliciclásticos está relacionada à quantidade e tipo de energia física, como ventos, ondas, direções de correntes e sua intensidade, que influenciam na textura do sedimento e no local de deposição, alterando diretamente sua porosidade e sua capacidade de reter hidrocarbonetos em seus poros.

Segundo Jack (1997), durante o processo de produção, mudanças na saturação de fluidos, pressão de poro, temperatura e porosidade induzem alterações nas propriedades de compressibilidade e densidade do reservatório, desta forma o monitoramento destas propriedades pode ser uma importante ferramenta para um melhor aproveitamento do campo.

De acordo Walls & Dvorkin (2005), o contraste entre a incompressibilidade da água, óleo e gás pode influenciar na resposta sísmica. Segundo Smith *et al.* (2003), a substituição de fluido pode modelar e quantificar diversos cenários de produção. A técnica mais usada para esse fim envolve a aplicação das equações de Gassmann (1951). Conforme afirma Takahashi (2000) a resposta sísmica também pode ser influenciada pela variação de pressão resultante do processo de produção. De fato, estes dois fatores podem atuar concomitantemente. Essa interação pode contribuir para uma maior diferenciação ou mesmo de modo que o efeito individual da alteração de pressão anule o efeito individual da variação de fluido. A diminuição da pressão de poros, resultante do processo de produção, acarreta um aumento da região de contato entre os grãos, conseqüentemente

aumentado a velocidade de propagação das ondas sísmicas. Porém, o processo de substituição de fluidos pode ser capaz de incrementar ainda mais os valores de velocidade, caso o fluido inicial esteja sendo substituído por um fluido mais denso ou mesmo contribuir negativamente, caso o fluido inicial esteja sendo substituído por um fluido menos denso.

A presença de argila, material mais abundante em uma bacia sedimentar, também afeta significativamente o comportamento elástico de uma rocha reservatório (Mondol *et al.*, 2008). Han *et al.* (1986) afirma que a relação entre as velocidades sísmicas e a porosidade pode ser atribuída à litologia e mais especificamente ao conteúdo de argila, capaz de alterar a porosidade efetiva. Por esse motivo, os métodos tradicionais de substituição de fluidos em um meio poroso não são apropriados para utilização em sedimentos argilosos (Dvorkin *et al.*, 2007).

O conhecimento da dinâmica das propriedades físicas de um reservatório siliciclástico pode ser importante para determinar a melhor política de recuperação dos hidrocarbonetos, entretanto a variação das características do reservatório em cada janela de produção é resultado de uma complexa sobreposição dos efeitos independentes causados pelo fluido, pressão e conteúdo de argila.

Desta forma, verifica-se a importância da determinação de um formalismo capaz de promover a verificação da sensibilidade das alterações impostas ao reservatório durante o processo de produção, eliminando a ambigüidade dos efeitos causados pela alteração de saturação, fluido e também pela presença de argila. A metodologia proposta se baseia no desenvolvimento de um processo de calibração dos parâmetros das equações de Gassmann (1951) e dos parâmetros do modelo de sensibilidade à pressão, proposto por MacBeth (2004). A calibração destes parâmetros é feita então, a partir da inversão das equações utilizadas, onde se considera as contribuições individuais dos módulos elásticos do componente areia e do componente folhelho.

Como resultado do processo de calibração proposto é obtido um modelo representativo do reservatório, onde se pode promover diferentes condições de saturação e pressão e, por conseqüência, avaliar a sensibilidade da perturbação imposta aos parâmetros elásticos das rochas componentes do sistema.

A estrutura geral do trabalho está organizada em forma de capítulos, no Capítulo 2 são apresentadas as principais propriedades físicas de rochas no âmbito da recuperação de hidrocarbonetos, mostrando ao final uma relação entre as velocidades sísmicas e estas propriedades.

O Capítulo 3 trata sobre os modelos de física de rochas utilizados como embasamento no processo proposto para calibração da sensibilidade à alteração de fluido e pressão em reservatórios siliciclásticos a partir de dados de poço e testemunho.

No Capítulo 4 é apresentada a metodologia proposta para calibração da sensibilidade à alteração de fluido e pressão em reservatórios siliciclásticos a partir de dados de poço e testemunho, mostrando as etapas que compreendem este processo.

O Capítulo 5 trata da aplicação da metodologia proposta em um conjunto de dados de teste e avaliação os resultados obtidos.

Por fim, no Capítulo 6, são apresentadas as conclusões a respeito do fluxo de trabalho proposto e sua aplicação sobre o conjunto de testes.

Capítulo 2

PROPRIEDADES FÍSICAS DAS ROCHAS

Neste Capítulo serão apresentadas as principais propriedades físicas das rochas. Estas propriedades influenciam diretamente na resposta sísmica. Desta forma, pode-se buscar o conhecimento destes atributos físicos através da medida das velocidades de propagação sísmica. A relação entre as velocidades de propagação das ondas P e S e as propriedades petrofísicas são também discutidas neste Capítulo.

2.1 Densidade

Característica física própria de cada material, é definida como sendo a razão entre a massa de uma amostra e o volume ocupado pela mesma de acordo com a expressão:

$$\rho = \frac{M}{V}, \quad (2.1)$$

onde ρ é a densidade absoluta, M é a massa do corpo e V é o volume ocupado.

Geralmente a densidade é expressa em g/cm^3 ou kg/m^3 . Na crosta terrestre as rochas mais comuns possuem densidade variando entre $1,9 \text{ g/cm}^3$ e $2,8 \text{ g/cm}^3$ sofrendo variações de acordo com sua composição mineralógica, porosidade e saturação. A Tabela 2.1 apresenta a densidade de algumas rochas encontradas com frequência na crosta terrestre.

Rocha	(g/cm^3)
Andesito	2,59
Basalto	2,793
Diabásio	3
Dolomito	2,828
Gnaisse	2,79
Granito	2,657
Calcário	2,286
Mármore	2,841
Arenito	1,61
Folhelho	2,545
Quartzito	2,646

Tabela 2.1: Densidade de rochas comuns na crosta terrestre.

Adaptado de Ahrens & Johnson (1995).

2.2 Porosidade

A porosidade é definida como sendo a razão entre o volume de espaços vazios e o volume total da rocha. Normalmente é posto de forma adimensional ou em porcentagem como na seguinte equação:

$$\phi = \frac{V_v}{V_t} 100, \quad (2.2)$$

onde ϕ é a porosidade, V_v é o volume de espaços vazios e V_t é o volume total da rocha.

A porosidade depende da forma, tamanho, arranjo e homogeneidade dos grãos. Normalmente, quanto melhor selecionados forem os grãos, maior será a porosidade da rocha. Para a indústria petrolífera essa é uma propriedade extremamente importante, pois avalia a capacidade da rocha de conter hidrocarbonetos em seus poros. A porosidade é freqüentemente calculada a partir de testemunhos ou a partir de dados de perfis de poços (Smith *et al.*, 2003).

2.3 Incompressibilidade

A incompressibilidade de um material é dada como a razão entre a tensão uniforme aplicada a uma amostra e sua deformação volumétrica conseqüente como na seguinte expressão:

$$K = -\frac{T}{\Delta V/V}, \quad (2.3)$$

onde: K é a incompressibilidade, $\Delta V/V$ é a razão proporcional da variação volumétrica e T é a tensão aplicada, definida por:

$$T = F/A, \quad (2.4)$$

onde F é a força e A é a área de aplicação da força.

A Figura 2.1 mostra um corpo sobre ação de uma força e sua deformação volumétrica resultante.

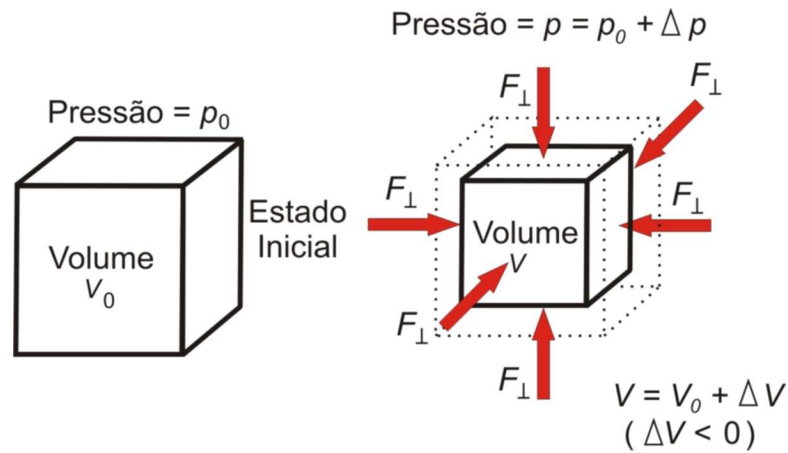


Figura 2.1: Deformação resultante de uma força compressional.

Para uma determinada pressão, quanto maior a dificuldade de se comprimir um corpo, menor será a razão $\Delta V/V$ e conseqüentemente maior será sua incompressibilidade. Ao contrário dos sólidos e líquidos, os gases são facilmente comprimidos e apresentam alta dependência da pressão e temperatura.

2.4 Módulo de Cisalhamento

Também conhecido com módulo de rigidez, o módulo de cisalhamento pode ser definido como sendo a razão entre a tensão cisalhante aplicada e a deformação específica como na equação:

$$\mu = \frac{T}{\Delta x/h}, \quad (2.5)$$

onde: μ é o módulo de cisalhamento, $\frac{\Delta x}{h}$ é a deformação específica e T é a tensão de cisalhamento definida por:

$$T = F/A, \quad (2.6)$$

onde F é a força cisalhante e A é a área, como pode ser visto na Figura 2.2.

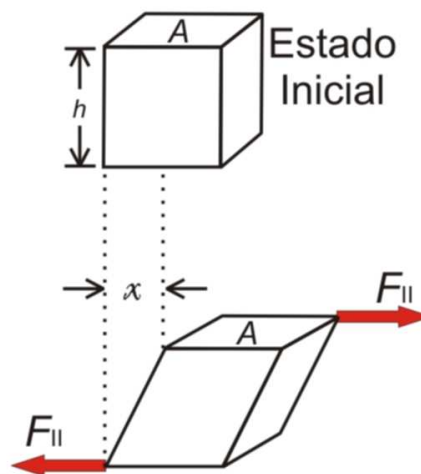


Figura 2.2: Deformação causada por tensão cisalhante.

Conforme se pode notar na Figura 2.2, o corpo ao sofrer uma tensão cisalhante não sofre alteração em seu volume e sim em sua forma. Devido ao fato dos fluidos serem insensíveis ao efeito cisalhante, o módulo de cisalhamento é o mesmo para uma rocha estando seca ou saturada.

2.5 Relação entre Velocidades Sísmicas e Propriedades Físicas

As ondas sísmicas propagam-se através dos corpos por meio de movimentos ondulatórios, sua velocidade de propagação depende então das características físico-químicas dos corpos por elas atravessados. Para o âmbito da recuperação de hidrocarbonetos, as principais ondas sísmicas são as ondas primárias e as secundárias.

As ondas primárias, também conhecidas como longitudinais, de compressão ou simplesmente ondas P, correspondem a um movimento de vibração no qual as partículas dos materiais rochosos oscilam na mesma direção de propagação do raio sísmico, comprimindo e distendendo a rocha alternadamente. As partículas do meio vibram então na mesma direção de propagação da superfície de onda. A Figura 2.3 ilustra o efeito da passagem de uma onda P sobre um corpo.

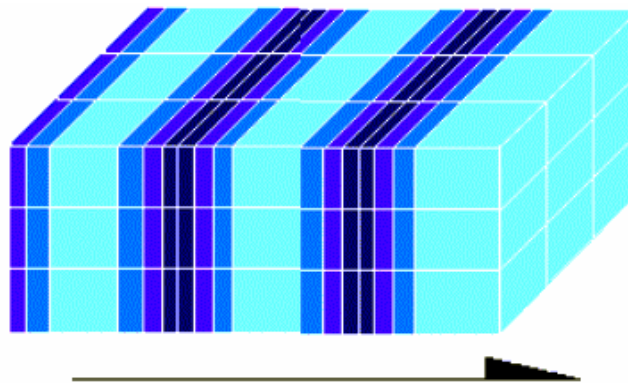


Figura 2.3: Alteração causada pela passagem de onda P em um meio material.

Em um determinado meio homogêneo e isotrópico, a velocidade de propagação da onda P (V_p) pode ser escrita como:

$$V_p = \sqrt{\frac{K + \frac{4}{3}\mu}{\rho}}, \quad (2.7)$$

onde μ é o módulo de cisalhamento; K é o módulo de compressão e ρ é a densidade do meio.

As ondas secundárias, também conhecidas como ondas de cisalhamento ou simplesmente ondas S, provocam vibrações nas partículas do meio na direção perpendicular ao raio sísmico, desta maneira, as partículas que transmitem as ondas vibram perpendicularmente à direção de propagação da frente de onda. A Figura 2.4 ilustra a passagem de uma onda S em um material.

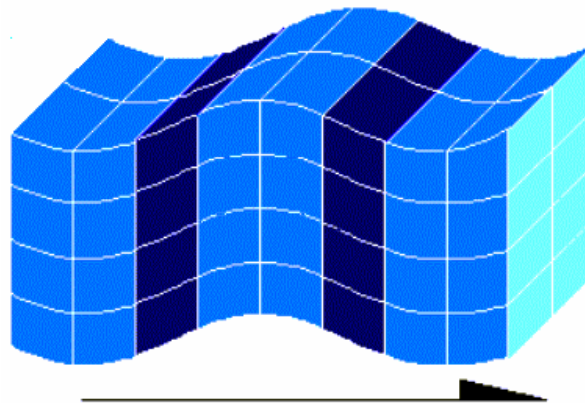


Figura 2.4: Alteração causada pela passagem de Onda S em um meio material.

Para um meio homogêneo e isotrópico, a velocidade de propagação da onda S (V_s) pode ser escrita como:

$$V_s = \sqrt{\frac{\mu}{\rho}}, \quad (2.8)$$

onde μ é o módulo de cisalhamento e ρ é a densidade do meio.

Capítulo 3

MODELAGEM FÍSICA DE ROCHAS

O comportamento físico das rochas e de seus fluidos em saturação tem sido objeto de estudo de diversos pesquisadores. Durante as últimas quatro décadas, com o advento de novas tecnologias e aperfeiçoamento de outras, o número de confirmações de dados teóricos, relações e observações geofísicas têm aumentado consideravelmente. Este trabalho baseia-se em algumas destas relações, que serão discutidas neste Capítulo.

3.1 Propriedades Sísmicas dos Fluidos

Batzle & Wang (1992) apresentam uma formulação para a modelagem de propriedades sísmicas dos fluidos presentes nos poros da rocha usando combinação das relações termodinâmicas, empíricas e dados laboratoriais. Para cada fase do fluido o modelo permite estimar sua densidade, incompressibilidade e, conseqüentemente velocidade sísmica. A seguir será apresentado o método para cada fase.

3.1.1 Fase Gás

A fase gasosa consiste normalmente de alcanos leves como metano, etano e propano, entretanto outros gases adicionais podem ser encontrados como mistura na fase gasosa como vapor de água ou hidrocarbonetos mais pesados. A mistura gasosa é caracterizada pela sua gravidade específica G , dada como a razão entre a densidade do gás e do ar a 15,6 °C na pressão atmosférica. Estes valores podem variar de 0,56 para metanos puros até 1,8 para gases com maior número de carbono em sua estrutura (Mavko *et al.*, 1998). A Figura 3.1 apresenta valores da densidade de gases leves, onde a razão entre sua densidade e a densidade do ar, à temperatura de 15,5 °C e pressão de 0,1 MPa é igual 0.6 e de gases pesados, onde o valor dessa razão sobe para 1,2.

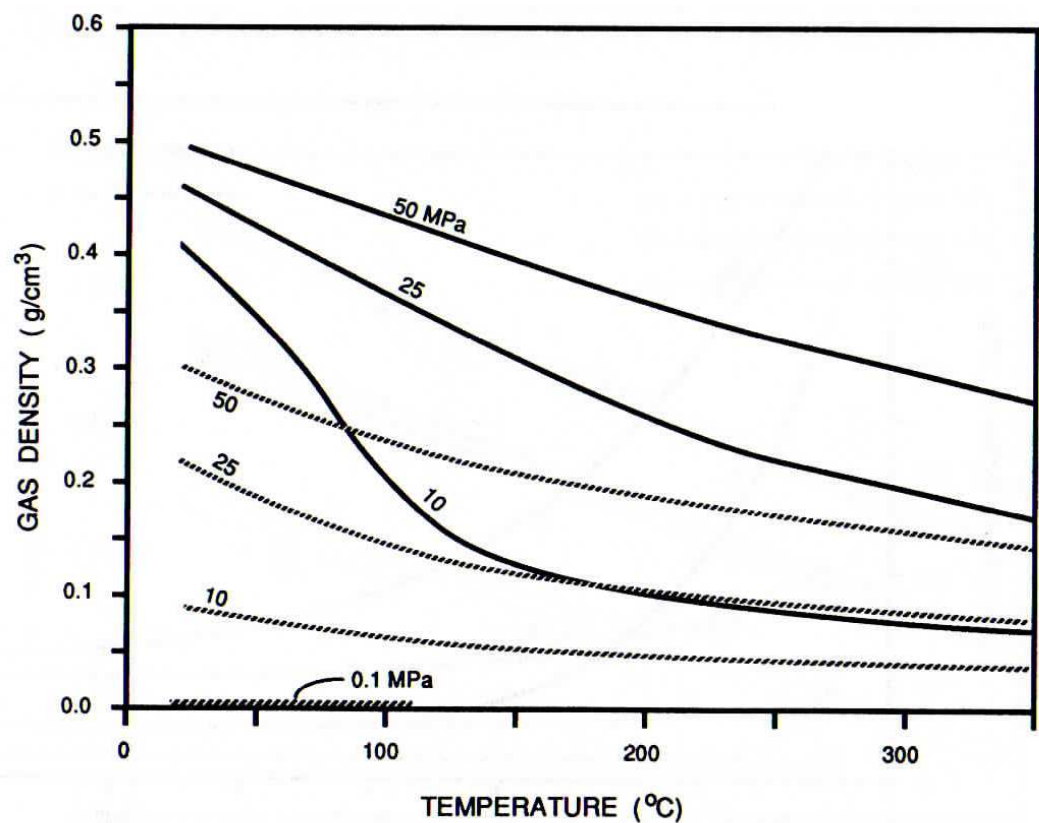


Figura 3.1: Densidade de hidrocarbonetos na fase gasosa em função da temperatura e pressão. As linhas cheias representam gases pesados e as linhas tracejadas gases leves. Adaptado de Thomas *et al.* (1970).

Desta forma, para se conhecer a densidade da fase gasosa é necessário, a *priori*, conhecer os valores da temperatura absoluta (T_a), pseudo temperatura (T_r) e pseudo pressão (P_r), dados por:

$$T_a = T + 273,15, \quad (3.1)$$

$$T_r = \frac{T_a}{94,72 + 170,75G}, \quad (3.2)$$

$$P_r = \frac{P}{4.892 - 0,4048G}, \quad (3.3)$$

onde a pressão deve estar em MPa e temperatura em °C.

Desta maneira, a densidade do gás (ρ_G) em g/cm³ pode ser dada como:

$$\rho_G \approx \frac{28,8GP}{ZRT_a}, \quad (3.4)$$

onde:

$$Z = aP_r + b + E, \quad (3.5)$$

$$a = 0,03 + 0,00527(3,5 - T_r)^3 \quad (3.6)$$

$$b = 0,642T_r - 0,007T_r^4 - 0,52 \quad (3.7)$$

$$E = 0,109(3,85 - T_r)^2 \exp\{-[0,45 + 8(0,56 - \frac{1}{T_r})^2] \frac{P_r^{1,2}}{T_r}\} \quad (3.8)$$

$$R = 8,31441 \text{ J/g} \cdot \text{° mol} , \quad (3.9)$$

A incompressibilidade de uma fase gasosa é também altamente dependente de sua composição, a Figura 3.2 mostra, para gases leves e pesados, a variação deste atributo conforme a temperatura e pressão.

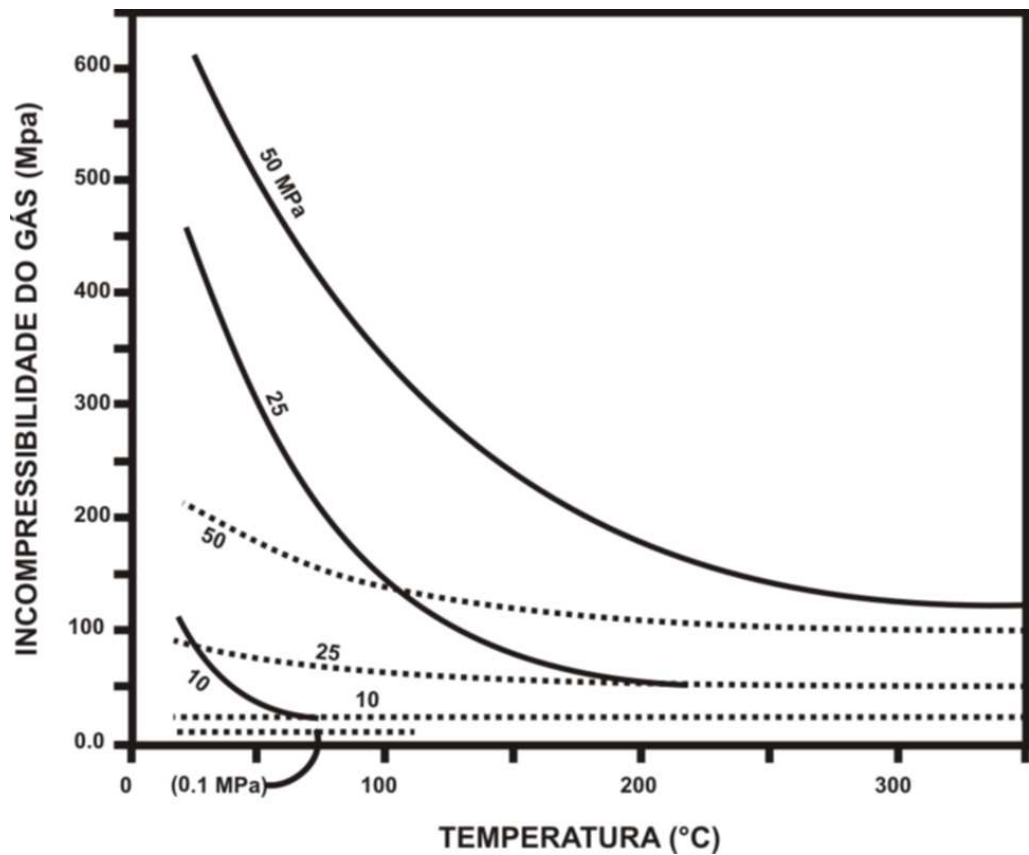


Figura 3.2: Incompressibilidade de hidrocarbonetos na fase gasosa em função da temperatura e pressão. As linhas cheias representam gases pesados e as linhas tracejadas gases leves. Adaptado de Thomas *et al.* (1970).

Para a incompressibilidade (K_G) em MPa são dadas as seguintes relações:

$$K_G \approx \frac{P}{\left(1 - \frac{P_r}{Z} f\right)_T} \gamma_0, \quad (3.10)$$

$$\gamma_0 = 0,85 + \frac{5,6}{P_r + 2} + \frac{27,1}{(P_r + 3,5)^2} - 8,7e^{-0,65(P_r + 1)}, \quad (3.11)$$

$$f = \frac{\partial Z}{\partial P_r} = aP_r - 0,1308(3,85 - T_r)^2 e^{DP_r^{1,2}}, \quad (3.12)$$

$$D = \left(\frac{-1}{T_r}\right) 0,45 + 8 \left(0,56 - \frac{1}{T_r}\right) \quad (3.13)$$

Desta forma, em m/s, a expressão representativa da velocidade acústica na fase gasosa é definida como:

$$V_G = \sqrt{\frac{K_g}{\rho_g}}. \quad (3.14)$$

3.1.2 Fase Óleo

Os óleos naturais podem variar num intervalo muito grande desde líquidos leves, com poucos átomos de carbono em sua estrutura molecular, como os condensados, que se transformam em fase líquida devido à alteração de pressão temperatura durante a produção, até óleos extremamente pesados como os betumes e querogêneo, mais densos que a própria água, agindo essencialmente como sólidos. Wang & Nur (1986) encontraram uma relação linear entre a densidade, temperatura e número de carbonos presentes na cadeia de alcanos

leves, alcenos e cicloparafinas. A Figura 3.3 apresenta o comportamento da densidade com a variação de temperatura e pressão.

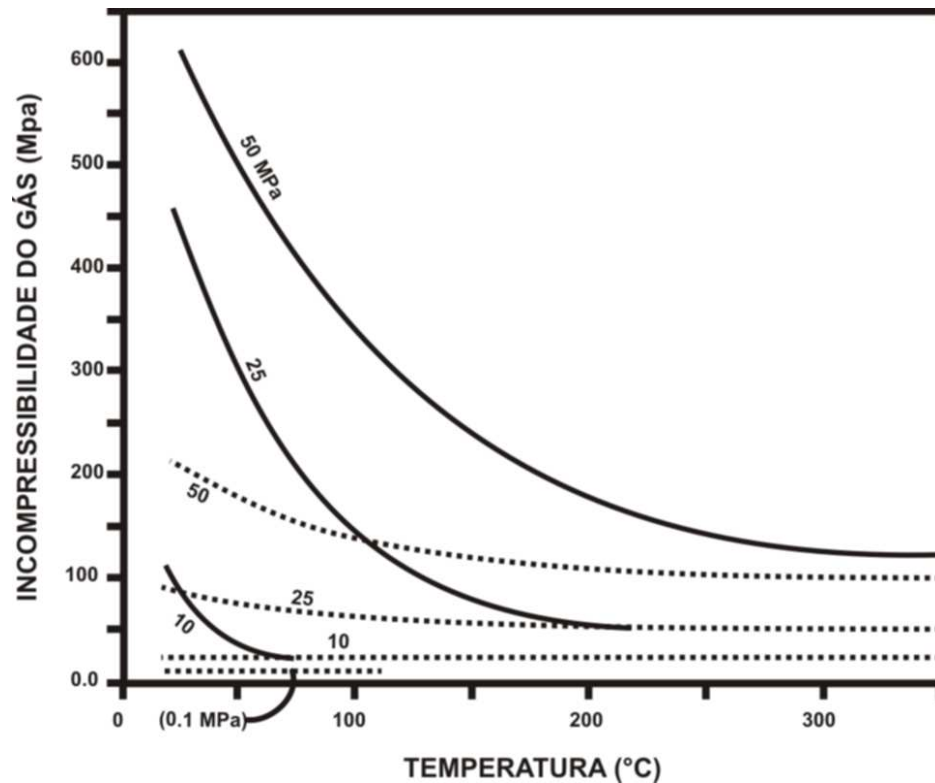


Figura 3.3: Densidade do óleo como função da temperatura e pressão e composição. Adaptado de Batzle & Wang (1992).

Para classificar os diversos tipos de óleos crus segundo sua densidade, temperatura e pressão é utilizado o modelo *American Petroleum Institute gravity* (API) dado por:

$$API = \frac{141,5}{\rho_{oil}} - 131,5, \quad (3.15)$$

onde a densidade é dada em g/cm^3 a uma temperatura de $15,6 \text{ }^\circ\text{C}$ e pressão de 1 atm.

O intervalo de valores para essa classificação inicia-se em 5 para óleos muito pesados e vai até 100 para a condição extrema de condensados muito leves. Além disso, a velocidade de propagação da onda P varia linearmente conforme a variação da temperatura e do peso molecular, de acordo com a seguinte formulação:

$$V(T, M) = V_o - b\Delta T - a_m \left(\frac{1}{M} - \frac{1}{M_o} \right), \quad (3.16)$$

$$b = 0.306 - \frac{7.6}{M}, \quad (3.17)$$

onde, $V(T, M)$ é a velocidade do óleo como função da temperatura T e do peso molecular M , V_o é a velocidade de um óleo de referência, com peso molecular M_o e temperatura T_o e a variável a_m é uma função positiva da temperatura, desta maneira, a velocidade do óleo aumenta conforme aumenta seu peso molecular. Além disso, para os óleos mortos, onde não há gás dissolvido, os efeitos de pressão e temperatura são amplamente independentes na densidade ρ_d .

A dependência da pressão na densidade é dada por:

$$\rho_p = \rho_o + (0,00277P - 1,71 \times 10^{-7} P^3)(\rho_o - 1,15)^2 + 3,49 \times 10^{-4} P, \quad (3.18)$$

onde ρ_p é a densidade em g/cm^3 na pressão P em MPa.

A dependência da temperatura na densidade dada a pressão P é dada por:

$$\rho = \frac{\rho_P}{0,972 + (3,81 \times 10^{-4})(T + 17,78)^{1,175}}, \quad (3.19)$$

onde a temperatura é dada em °C.

Entretanto, pode haver uma grande quantidade de gás ou componentes hidrocarbonetos leves dissolvidos no óleo, mistura denominada óleo vivo. Estes compostos dissolvidos conferem aos óleos vivos propriedades significativamente diferentes dos óleos mortos. Para o óleo vivo a densidade verdadeira em g/cm^3 pode ser expressa como:

$$\rho = (\rho_o + 0,0012GR_g) / B_o, \quad (3.20)$$

onde:

$$B_o = 0,972 + 0,00038 \left[2,4R_G \left(\frac{G}{\rho_o} \right)^{1/2} + T + 1,78 \right]^{1,175}, \quad (3.21)$$

$$R_G (API) = 2,03G [P \exp(0,02878API - 0,00377T)]^{1,205}, \quad (3.22)$$

$$R_G (L/L) = 0,0212c3G \left[P \exp\left(\frac{4,072}{\rho_o} - 0,00377T\right) \right]^{1,205}. \quad (3.23)$$

Desta maneira, a velocidade acústica do óleo, dependente da pressão e temperatura pode ser escrito como:

$$V_p (m/s) = 2096 \left(\frac{\rho_o}{2,6 - \rho_o} \right)^{1/2} - 3,7T + 4,64P + 0,0115 \left[4,12(1,08\rho_o^{-1} - 1)^{1/2} - 1 \right] TP, \quad (3.24)$$

ou em termos de gravidade API como:

$$V_p (ft/s) = 15450(77,1 + API)^{-1/2} - 3,7T + 4,64P + 0,0115(0,36API^{1/2} - 1)TP \quad (3.25)$$

Wang *et al.* (1990), a partir de dados laboratoriais, observou que tanto em óleos leves quanto em óleos pesados, a velocidade aumenta com o aumento da pressão e diminui com o aumento da temperatura. A Figura 3.4 esse comportamento em óleos leves.

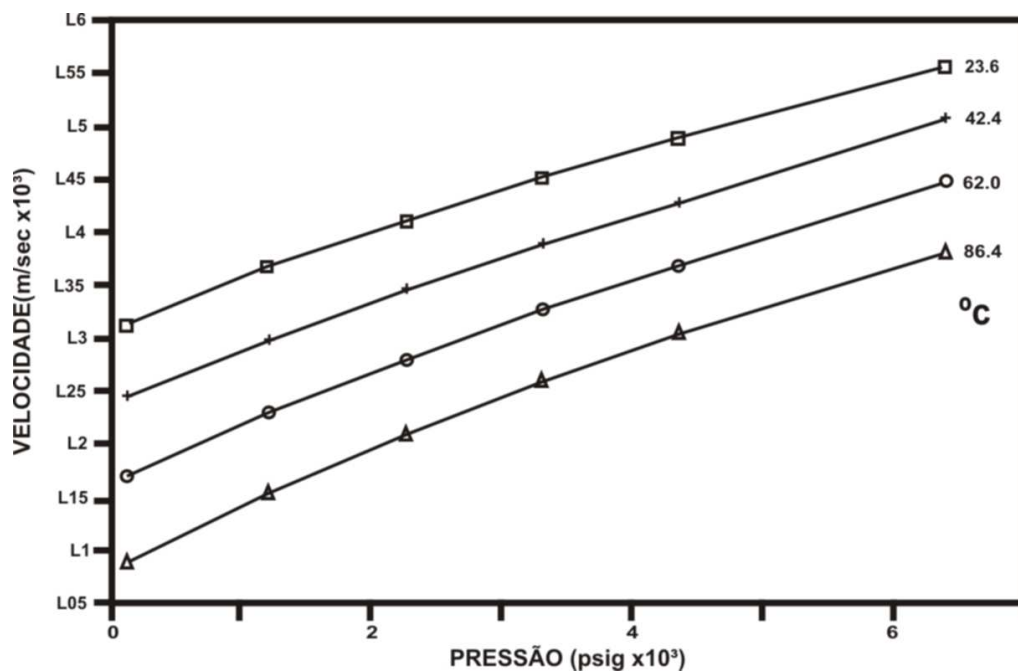


Figura 3.4: Velocidade acústica medida laboratorialmente em óleo leve (43° API) vs. pressão e temperatura. Adaptado de Wang *et al.* (1990).

A forte dependência da pressão e da temperatura na velocidade sísmicas também em óleos pesados pode ser conferida na Figura 3.5.

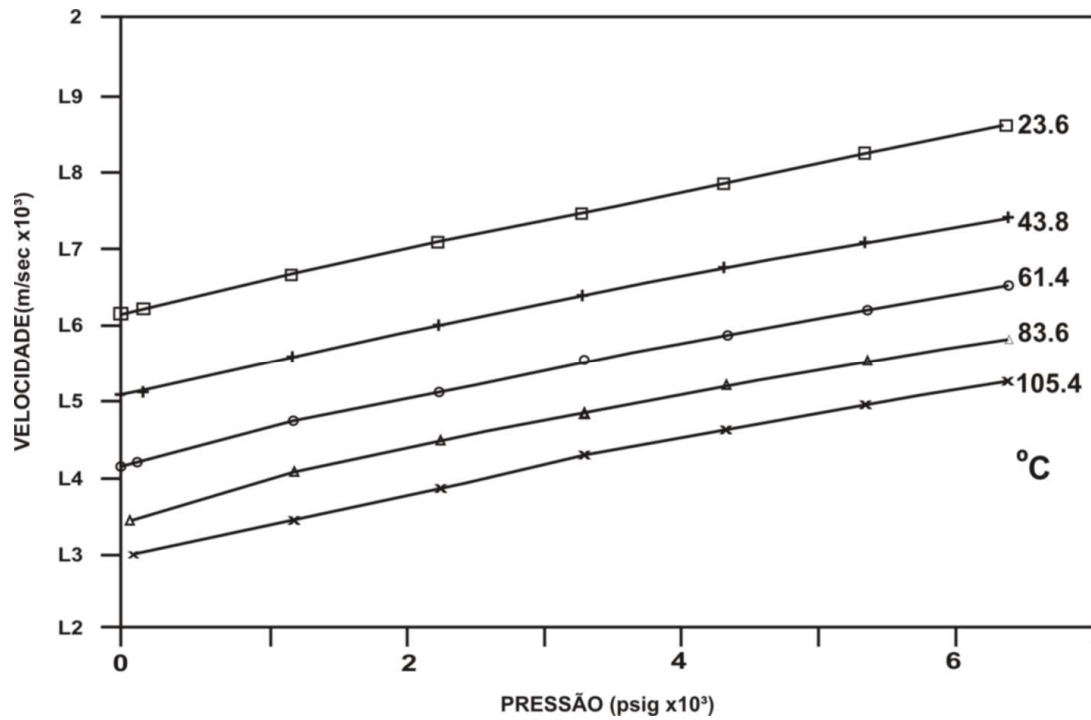


Figura 3.5: Velocidade acústica medida laboratorialmente em óleo pesado (5º API) vs. pressão e temperatura. Adaptado de Wang *et al.* (1990).

Definidas a velocidade e a densidade, o módulo elástico do óleo em MPa pode ser dado como:

$$K_o = V_o^2 \rho_o \quad (3.26)$$

3.1.3 Fase Salmoura

Em um meio poroso, o fluido mais comumente encontrado é a salmoura, a salinidade nesse fluido pode variar de muito baixa até muito alta, fornecendo desde água pura até soluções saturadas de cloreto de sódio. A Figura 3.6 mostra a variação da concentração de sal encontrada em alguns campos conforme a profundidade.

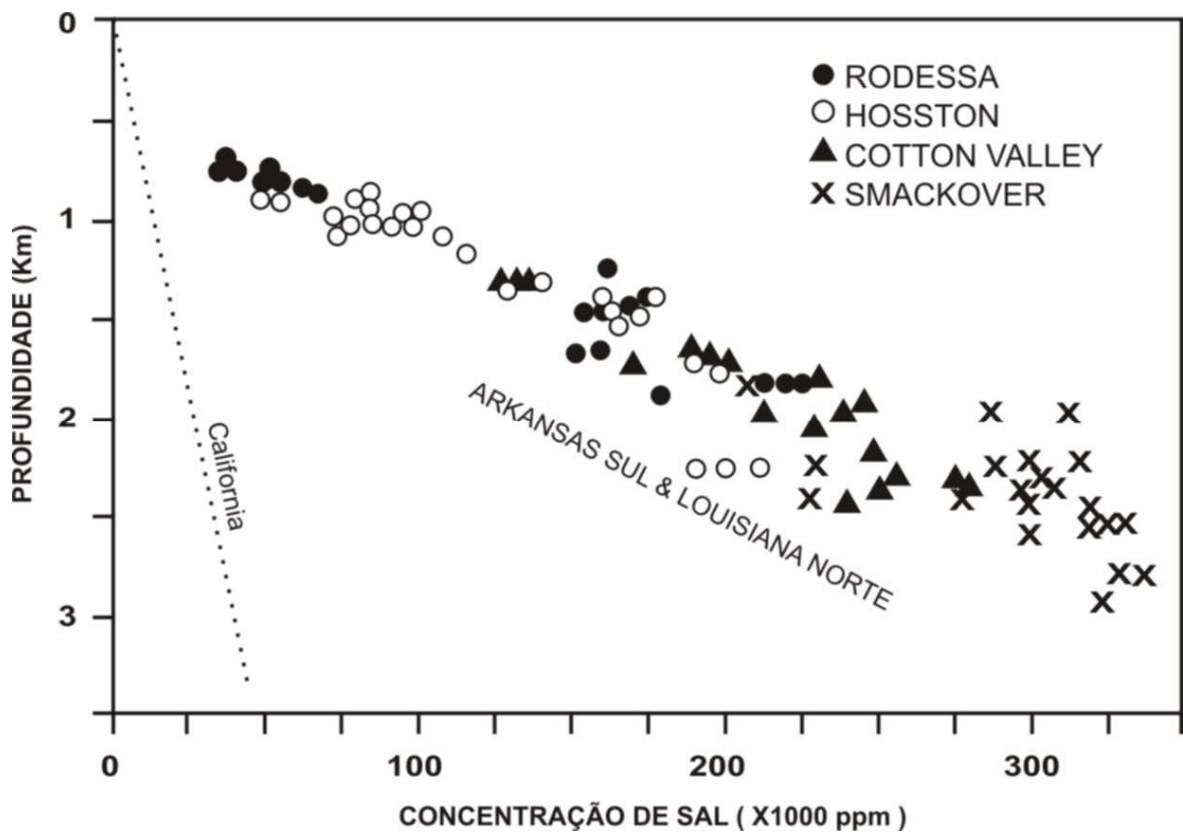


Figura 3.6: Concentração de sal em arenitos encontrada em alguns campos de petróleo. Adaptado de Batzle & Wang (1992).

Um aumento da concentração de sal também causa um aumento da densidade. De acordo com sua salinidade S , a densidade da salmoura (ρ_B) em g/cm^3 pode ser definida como:

$$\rho_B = \rho_w + S\{0,668 + 0,44S + 10^{-6}[300P - 2400PS + T(80 + 3T - 3300S - 13P + 47PS)]\}, \quad (3.27)$$

onde temperatura (T) em $^{\circ}\text{C}$, pressão (P) em MPa e salinidade (S) em PPM e ρ_w representa a densidade da água pura em g/cm^3 , dada definida:

$$\rho_w = 1 + 10^{-6}(-80T - 3,3T^2 + 0,00175T^3 + 489P - 2TP + 0,016T^2P - 1,3 \times 10^{-5}T^3P - 0,333P^2 - 0,002TP^2). \quad (3.28)$$

Para a salmoura a velocidade acústica em m/s pode ser definida como:

$$V_B = V_w + S(1170 - 9,6T + 0,055T^2 - 8,5 \times 10^{-5}T^3 + 2,6P - 0,0029TP - 0,0476P^2) + S^{1,5}(780 - 10P + 0,16P^2) - 1820S^2, \quad (3.29)$$

onde V_w é a velocidade acústica em m/s da água doce e é definida por:

$$V_w = \sum_{i=0}^4 \sum_{j=0}^3 w_{ij} T^i P^j. \quad (3.30)$$

Os coeficientes w_{ij} são constantes polinomiais representados na Tabela 3.1:

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

Tabela 3.1: Coeficientes polinomiais para cálculo de V_w (Batzle & Wang, 1992).

Desta forma, o modulo elástico da salmoura livre de gás pode ser definido como:

$$K_B = V_B^2 \rho_B. \quad (3.31)$$

3.2 Incompressibilidade em Mistura de Fluidos

Comumente as rochas não estão saturadas por um único fluido, mas sim por uma mistura de fluidos como água, óleo ou gás. Batzle & Wang (1992) apresenta uma metodologia para cálculo de propriedades físicas e elásticas destes fluidos individualmente. Wood (1955) propõe um modelo para o cálculo da incompressibilidade de uma mistura heterogênea de fluidos definido por:

$$\frac{1}{K_{f_{Wood}}} = \sum_{i=1}^N \frac{f_i}{K_i}, \quad (3.32)$$

onde f_i é o volume fracionário da fase i e K_i o módulo de incompressibilidade da fase i .

A teoria de Patchy também propõe uma modelagem para a definição do módulo da incompressibilidade em uma mistura de água, óleo e gás dada por:

$$K_{f_{Patchy}} = S_w K_w + S_o K_o + S_g K_g, \quad (3.33)$$

onde $S_w, K_w, S_o, K_o, S_g, K_g$ são a saturação e o módulo de bulk da água, óleo e gás respectivamente.

De fato, a incompressibilidade de uma mistura água-óleo-gás pode ser calculada utilizando uma combinação das fórmulas de Wood e Patchy a partir de

uma média ponderada de acordo com o grau de *patchyness* da mistura. Assim, a incompressibilidade da mistura de fluidos pode ser definida como:

$$K_f = K_{f_{Patchy}} \frac{p}{100} + K_{f_{Wood}} \left(1 - \frac{p}{100}\right), \quad (3.34)$$

onde p é o grau de *patchyness* da mistura.

3.3 Módulos Elásticos da Matriz

Para se calcular os módulos elásticos de uma rocha composta por uma mistura de minerais é necessário o conhecimento do volume fracionário de cada fase mineral constituinte da rocha, o módulo elástico de cada fase, além do conhecimento sobre o arranjo dos grãos minerais na matriz da rocha. Sem o conhecimento sobre esse arranjo o máximo que se pode conhecer são os limites superior e inferior possíveis para a propriedade em questão, como mostrado na Figura 3.7.

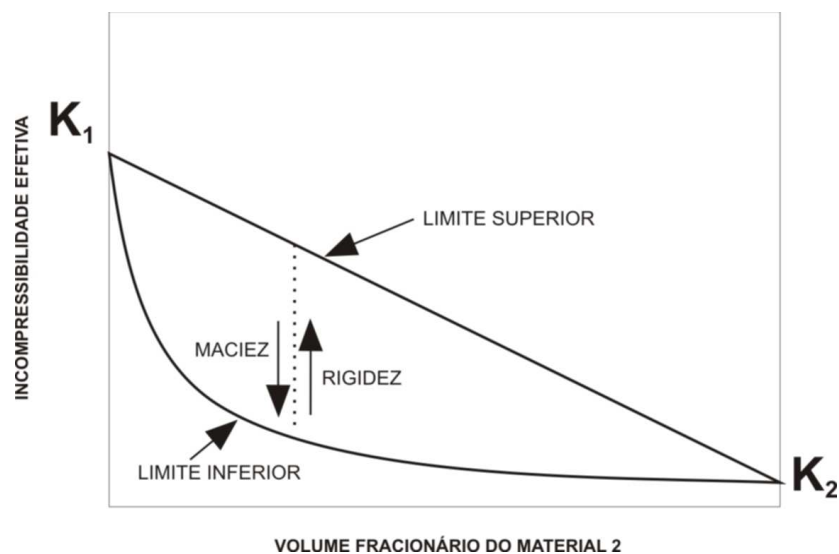


Figura 3.7: Limites inferior e superior para uma mistura mineral. Adaptado de Mavko *et al.* (1998).

O limite superior M_V para os módulos elásticos em uma mistura de N fases pode ser calculado utilizando a formulação proposta por Voigt (1928) dada por:

$$M_V = \sum_{i=1}^N f_i M_i, \quad (3.35)$$

onde f_i é o volume fracionário da fase i e M_i é o módulo elástico da fase i

Considerando um sistema composto por fases areia-folhelho o limite superior de Voigt pode ser reescrito como:

$$M_V = V_{sand} * Sand_{prop} + V_{shale} * Shale_{prop}, \quad (3.36)$$

onde V_{sand} representa o volume de areia, $Sand_{prop}$ o módulo elástico da areia, V_{shale} o volume de folhelho e $Shale_{prop}$ o módulo elástico do folhelho.

O limite inferior do módulo elástico M_R de uma mistura com N fases é calculado segundo a partir da formulação de Reuss (1929) e definido por:

$$\frac{1}{M_R} = \sum_{i=1}^N \frac{f_i}{M_i}, \quad (3.37)$$

onde f_i é o volume fracionário da fase i e M_i é o módulo elástico da fase i

Novamente considerando um sistema areia folhelho a equação pode ser reescrita como:

$$M_R = \left(\frac{V_{sand}}{Sand_{prop}} + \frac{V_{shale}}{Shale_{prop}} \right)^{-1}, \quad (3.38)$$

onde V_{sand} representa o volume de areia, $Sand_{prop}$ o módulo elástico da areia, V_{shale} o volume de folhelho e $Shale_{prop}$ o módulo elástico do folhelho

Para qualquer volume fracionário das fases na mistura, o módulo elástico da matriz estará compreendido entre estes dois limites mas sua localização pontual deve-e a detalhes de seu arranjo geométrico. O módulo elástico para uma rocha é comumente então calculado como uma simples média aritmética entre os limites de Voigt e Reuss como proposto por Hill (1952). Desta maneira o módulo elástico de uma mistura mineral pode ser escrito como:

$$M_{VRH} = \frac{1}{2}(M_V + M_R) \quad (3.39)$$

3.4 Módulos Elásticos do Arcabouço Drenado

Nur *et al.* (1991, 1995) observam que a velocidade das ondas sísmicas em uma rocha está compreendida entre os valores da velocidade dos minerais constituintes da rocha, no limite da baixa porosidade e da velocidade do fluido intersticial presente nos poros da rocha, quando no limite da alta porosidade. Isto se baseia no fato de que a maioria dos materiais porosos possui um limite de porosidade, conhecido como porosidade crítica (ϕ_c), que separa seu comportamento mecânico e acústico em dois diferentes domínios.

Quando a porosidade do material é menor que a porosidade crítica os grãos da rocha estão em contato direto e suportam o arcabouço da rocha, entretanto, quando esta porosidade é superior à porosidade crítica a rocha se comporta como um fluido em suspensão. A Figura 3.8 ilustra o comportamento da impedância da onda P e S a partir de dados obtidos por Han (1986) para amostras de arenito a uma pressão efetiva de 40 MPa e conteúdo de argila inferior a 10% em volume.

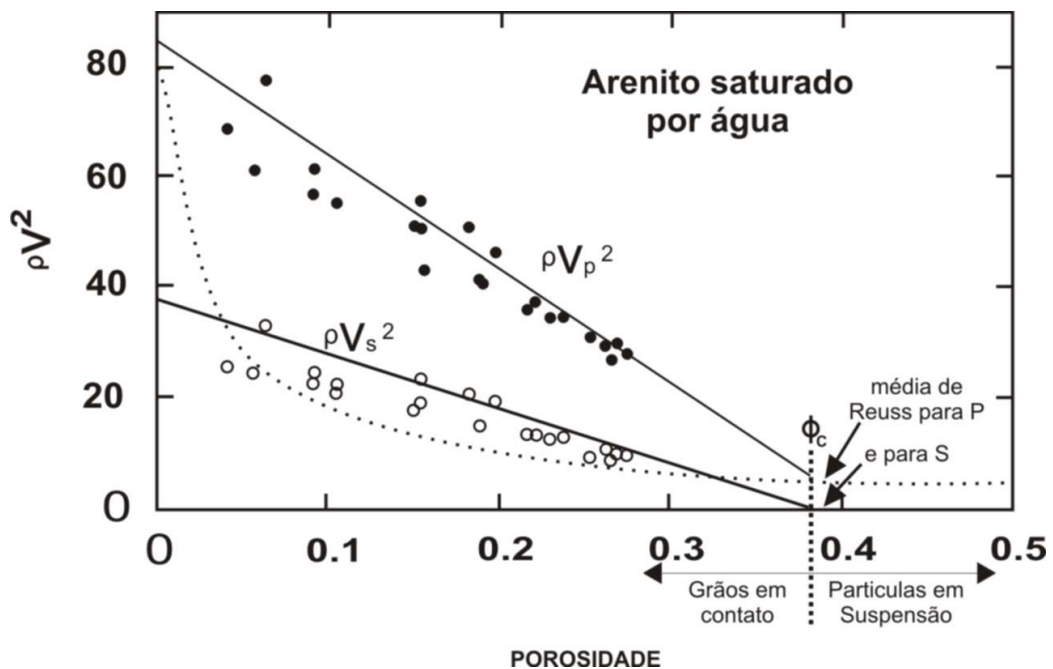


Figura 3.8: Comportamento da porosidade crítica com relação às velocidades sísmicas mostrando o intervalo de valores possíveis entre os limites de porosidade. Adaptado de Mavko *et al.* (1998).

O valor de ϕ_c é determinado pelo arranjo e angularidade dos grãos no momento da deposição. Desta forma, ϕ_c varia para cada tipo de rocha, a porosidade crítica para arenitos é de aproximadamente 0,4, para *chalks* aproximadamente 0,7 e para 0,025 para granitos (Mavko *et al.*, 1998).

Para um sistema areia folhelho, a porosidade crítica pode ser definida como:

$$\phi_c = \frac{1}{(1 - V_{shale})\phi_{c\ sand} + (V_{shale})\phi_{c\ shale}}, \quad (3.40)$$

onde V_{shale} é o volume de folhelho, $\phi_{c\ sand}$ é a porosidade crítica da areia e $\phi_{c\ shale}$ a porosidade crítica do folhelho.

Quando no domínio da suspensão, onde $\phi > \phi_c$, os módulos elásticos da rocha podem ser estimados utilizando a formulação proposta por Reuss (1929) definida por:

$$\frac{1}{K} = \frac{\phi}{K_f} + \frac{1 - \phi}{K_0}, \quad (3.41)$$

$$\mu = 0 \quad (3.42)$$

Para situações onde a porosidade $\phi < \phi_c$, os módulos elásticos podem da rocha seca podem ser expressos como as seguintes funções lineares:

$$K_{dry} = K_{\min} \left(1 - \left(\frac{\phi}{\phi_c} \right) \right), \quad (3.43)$$

$$\mu_{dry} = \mu_{min} \left(1 - \left(\frac{\phi}{\phi_c} \right) \right). \quad (3.44)$$

onde K_{min} e μ_{min} são respectivamente a incompressibilidade e o módulo de cisalhamento mineral.

3.5 Módulos Elásticos da Rocha Saturada

A equação de Gassmann(1951) é a relação mais utilizada para calcular as alterações nas velocidades sísmicas resultantes de diferentes saturações de fluidos no reservatório (Han & Batzle, 2004). A equação fornece uma metodologia para o conhecimento do módulo de compressão de uma rocha saturada usando o módulo de compressão conhecido da matriz, arcabouço e dos fluidos. Para uma rocha, a matriz solida consiste nos minerais que formam a rocha, o arcabouço consiste em todo o esqueleto da rocha e os fluidos nos poros podem ser gás, óleo, água ou uma mistura destas fases. (Wang, 2001). Desta forma, Gassmann define a equação:

$$K_{sat} = K_d + \frac{\left(1 - \frac{K_d}{K_m} \right)^2}{\frac{\phi}{K_f} + \frac{1-\phi}{K_m} + \frac{K_d}{K_m^2}} \quad (3.45)$$

onde K_{Sat} , K_d e K_m são respectivamente a incompressibilidade da rocha saturada, do arcabouço e da matriz e ϕ é a porosidade.

O módulo de cisalhamento μ não é alterado por saturação de fluidos devido ao fato do fluido não sofrer ação de cisalhamento, portanto:

$$\mu_{sat} = \mu_d \quad (3.46)$$

onde μ_{sat} é o módulo de cisalhamento da rocha saturada e μ_d do arcabouço da rocha.

Entretanto, algumas considerações devem ser feitas segundo Han & Batzle (2004) para a aplicação da equação de Gassmann como:

- 1- Que o meio poroso seja isotrópico, elástico, monomineral e homogêneo
- 2- Os poros sejam bem conectados e a pressão esteja em equilíbrio
- 3- Que o meio seja um sistema fechado, não possuindo movimentação de fluido intersticial para fora dos limites
- 4- Não haja interações químicas entre o fluido e o arcabouço da rocha

Muitas dessas considerações invalidam sua utilização em alguns reservatórios de hidrocarbonetos dependendo das propriedades físicas das rochas e fluidos e suas condições *in-situ*. (Han e Batzle, 2004). Segundo Berryman(1999) deve ser analisada com cautela sua utilização sobre freqüências de perfis sônicos, em alguns casos pode ou não ser utilizado. Quando múltiplos tipos de poros estão presentes da rocha, freqüentemente é necessário utilizar outros modelos mais complexos (Smith *et al*, 2003). Alguns destes modelos são apresentados por O'Connell (1984), Berryman & Milton (1991) e Berryman & Wang (2000).

Capítulo 4

Metodologia Proposta Para Calibração da Sensibilidade à Alteração de Fluido e Pressão

As velocidades de propagação sísmica das ondas P e S em subsuperfície, conforme visto no Capítulo 2, sofrem variações conforme as características particulares das rochas nas quais atravessam. Neste Capítulo será apresentada uma metodologia de estudo para a verificação da sensibilidade da rocha às mudanças de pressão e também saturação por fluido. A base teórica desta metodologia são as equações de física de rochas discutidas no Capítulo 3. Desta forma, serão apresentadas as etapas que constituem este processo e posteriormente serão discutidos com mais detalhes o fluxo de trabalho particular para cada etapa da metodologia proposta.

4.1 Visão Geral da Metodologia

A metodologia proposta é composta por três etapas que devem ser seguidas seqüencialmente a fim de se obter uma possibilidade de verificação da

sensibilidade à alteração de fluido e pressão em reservatórios siliciclásticos em um ambiente areia-folhelho. A Figura 4.1 apresenta um fluxograma representando as etapas deste processo.

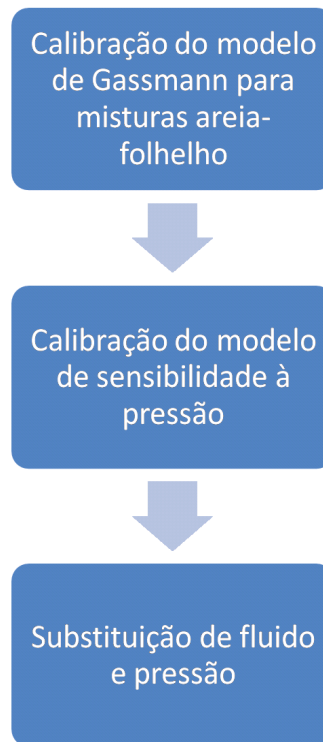


Figura 4.1: Fluxograma representativo das etapas do processo de calibração da sensibilidade à alterações de fluido e pressão em reservatórios siliciclásticos em um ambiente areia-folhelho.

Conforme mostrado na Figura 4.1, a primeira etapa do processo é a calibração do modelo de Gassmann para misturas areia-folhelho. A função desta etapa é determinar os valores individuais dos módulos elásticos para o componente areia e para o componente folhelho da mistura com base na inversão direta da equação de Gassmann. A segunda etapa, a calibração do modelo de sensibilidade à pressão, visa estimar os valores dos parâmetros que controlam a curva de sensibilidade à pressão proposta por MacBeth (2004), que correlaciona os módulos elásticos da rocha seca com a pressão. A terceira etapa, que utiliza os dados calculados pelas etapas anteriores, é responsável pelos cálculos referentes à substituição de fluido e pressão.

Nas seções seguintes, cada etapa componente da metodologia será discutida com mais detalhes.

4.2 Calibração do Modelo de Gassmann Para Misturas Areia-Folhelho

A calibração do modelo de Gassmann é a primeira etapa da metodologia proposta, sua finalidade é determinar, a partir dos dados de entrada, os módulos elásticos para a areia e para o folhelho. A Figura 4.2 apresenta o fluxo de trabalho correspondente à primeira etapa da metodologia proposta.

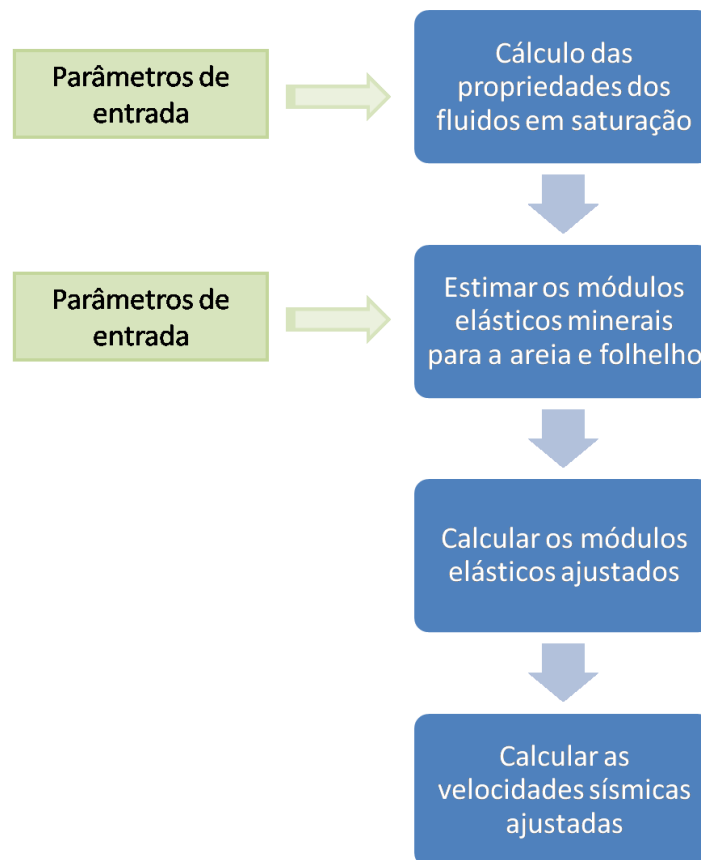


Figura 4.2: Fluxo de trabalho para a calibração do modelo de Gassmann apresentando as quatro etapas que compreendem este processo.

Como pode-se perceber na Figura 4.2, o processo de calibração do modelo Gassmann é dividido seqüencialmente em quatro partes. A primeira etapa deste fluxo de trabalho é o cálculo das propriedades dos fluidos presentes nos poros da rocha. A densidade e a incompressibilidade destes fluidos é calculada a partir da formulação proposta por Batzle & Wang (1992) em função de parâmetros de entrada. A segunda etapa é a estimativa individual dos módulos elásticos da areia e do folhelho para cada fase da mistura. A etapa seguinte, o cálculo dos módulos elásticos ajustados, é responsável por calcular a incompressibilidade e o módulo de cisalhamento da rocha saturada, considerando os valores individuais destes módulos para a fase areia e folhelho. Na última etapa são feitos os cálculos das velocidades sísmicas considerando a densidade e a incompressibilidade da rocha calculadas na etapa anterior.

A seguir, será discutido detalhadamente cada etapa deste fluxo de trabalho, conforme apresentado na Figura 4.2.

4.2.1 Cálculo das Propriedades dos Fluidos em Saturação

Essa etapa é responsável pelo cálculo da incompressibilidade e da densidade dos fluidos em saturação na rocha, podendo ser água, óleo ou gás, ou mesmo uma mistura entre estes. As formulações propostas por Batzle & Wang (1992) e discutidas no Capítulo 3 são a base dessa etapa, que precisa receber como entrada os parâmetros:

- Pressão de soterramento
- Pressão de poro
- Temperatura
- Salinidade
- Razão gás-óleo
- Grau API
- Gravidade específica

É importante salientar que esta etapa considera a pressão como sendo constante para todos os pontos do intervalo de amostragem.

Os valores de incompressibilidade encontrados para água, óleo e gás serão utilizados mais adiante para o cálculo da incompressibilidade da rocha saturada.

4.2.2 Estimativa dos Módulos Elásticos Para Areia e Folhelho

A segunda etapa deste processo tem a função de estimar a incompressibilidade e o módulo de cisalhamento para cada fase da mistura areia-folhelho. Para isso, o modelo de Gassmann é invertido diretamente em função destes quatro parâmetros. O procedimento segue então utilizando a técnica de otimização não linear, que após o processo iterativo, no qual busca minimizar o erro, partindo de um conjunto inicial e reconfigurando estes valores, retorna os valores desejados dos módulos elásticos. A fundamentação matemática deste processo será descrita mais detalhadamente na seção 4.2.2.1. Para esse procedimento, além dos valores da incompressibilidade e densidade dos fluidos, encontrados na etapa anterior, são necessários outros parâmetros. São eles:

- Profundidade
- Velocidade da onda P
- Velocidade da onda S
- Densidade
- Porosidade
- Argilosidade
- Saturação de água
- Facie

Tanto a incompressibilidade quanto o módulo de cisalhamento da areia e do folhelho encontrados nesta etapa, juntamente com a incompressibilidade e a densidade dos fluidos, encontrados na etapa anterior, serão utilizados em seguida para o cálculo dos módulos elásticos da rocha saturada.

Os módulos elásticos individuais das fases serão utilizados na etapa posterior.

4.2.2.1 Otimização Não Linear de Levenberg-Marquardt

De acordo com Tarantola (1987), o método dos mínimos quadrados é usualmente utilizado para resolução de problemas inversos. Objetivo deste método é buscar um melhor ajuste para um conjunto de dados de tal forma que minimize a soma dos quadrados das distâncias verticais entre os valores observados e o modelo ou curva ajustada (Freund & Simon, 2000). Estas diferenças verticais entre os valores da curva modelada e os valores observados são denominados resíduos.

Mais formalmente, considerando $x = [x_1, x_2, x_3, \dots, x_n]$ e dada a função vetorial $f : R^n \rightarrow R^m$, com $m \geq n$, deve-se procurar minimizar $\|f(x)\|$ para encontrar x^* = mínimo local para $F(x)$ onde:

$$F(x) = \frac{1}{2} \sum_{i=1}^m (f_i(x))^2 = \frac{1}{2} \|f(x)\|^2 = \frac{1}{2} f(x)^T f(x) \quad (4.1)$$

Desta forma, o modelo é dependente dos valores $x = [x_1, x_2, x_3, \dots, x_n]^T$. O objetivo então é encontrar $x^* = [x_1^*, x_2^*, x_3^*, \dots, x_n^*]^T$ onde $x_1^*, x_2^*, x_3^*, \dots, x_n^*$ são os valores que minimizam a soma dos quadrados dos resíduos. Uma maneira de se resolver

o problema dos mínimos quadrados para funções não lineares é utilizar o método iterativo de Levenberg-Marquardt.

Dado então um ponto inicial x_0 , o método produz uma série de vetores x_1, x_2, \dots , que espera-se convergir para x^* , o mínimo local para a função em questão. Este método é um aperfeiçoamento do método de Gauss-Newton, uma variante do método de Newton.

O método de Newton baseia-se no fato de que se x^* é um ponto crítico da função F , então $F'(x^*)=0$. Já o método de Gauss-Newton baseia-se na aproximação para os valores das componentes de f em uma vizinhança de x . Expandindo-se em série de Taylor temos que $f(x+h) \approx l(h) \equiv f(x) + J(x)h$,

onde $J \in R^{m \times n}$ é a matriz Jacobiana, ou seja, contém as derivadas parciais de primeira ordem de cada componente da função vetorial f da seguinte forma:

$$(J(x)) = \begin{pmatrix} \frac{\partial f_1}{\partial x_1} & \frac{\partial f_1}{\partial x_2} & \dots & \frac{\partial f_1}{\partial x_n} \\ \frac{\partial f_2}{\partial x_1} & \frac{\partial f_2}{\partial x_2} & \dots & \frac{\partial f_2}{\partial x_n} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial f_3}{\partial x_1} & \frac{\partial f_3}{\partial x_2} & \dots & \frac{\partial f_3}{\partial x_n} \\ \frac{\partial f_m}{\partial x_1} & \frac{\partial f_m}{\partial x_2} & \dots & \frac{\partial f_m}{\partial x_n} \end{pmatrix} \quad (4.2)$$

Substituindo-se $f(x+h) \approx l(h) \equiv f(x) + J(x)h$ em $F(x) = \frac{1}{2} f(x)^T f(x)$ obtém-se:

$$F(x+h) \approx L(h) \equiv \frac{1}{2} l(h)^T l(h) \quad (4.3)$$

$$= \frac{1}{2} f^T f + h^T J^T f + \frac{1}{2} h^T J^T J h \quad (4.4)$$

$$= F(x) + h^T J^T f + \frac{1}{2} h^T J^T J h \quad (4.5)$$

onde $f = f(x)$ e $J = J(x)$.

Desta forma, o gradiente e a matriz Hessiana de L são dados respectivamente por:

$$L'(h) = J^T f + J^T J h \quad (4.6)$$

$$L''(h) = J^T J . \quad (4.7)$$

A direção do próximo passo é dada então pela seguinte equação:

$$(J^T J) h_{gn} = J^T f . \quad (4.8)$$

A próxima iteração do método de Gauss-Newton é dada então por:

$$x \leftarrow x + h_{gn} \quad (4.9)$$

Da mesma maneira que no método de Newton, não é garantido que exista inversa da matriz Hessiana utilizada no cálculo de h_{gn} , o método de Levenberg-Marquardt então propõe a soma de uma parcela μI à matriz Hessiana.

O parâmetro μ é um escalar denominado parâmetro de *damping* e I é a matriz identidade. Então, a direção do passo pelo método de Levenberg-Marquardt é agora calculada da seguinte forma:

$$(J^T J + \mu I)h_{lm} = -g, \quad (4.10)$$

$$g = J^T f, \quad (4.11)$$

onde $\mu \geq 0$.

O parâmetro de *damping* μ é capaz de promover diferentes comportamentos ao método. Para todo $\mu > 0$ a matriz de coeficientes $(J^T J + \mu I)$ é positiva, implicando que h_{lm} fornece então uma direção de descida. Para valores altos de μ tem-se que $h_{lm} = -\frac{1}{\mu}g = -\frac{1}{\mu}F'(x)$, fornecendo um pequeno passo na direção de descida. Finalmente, se μ é muito baixo, tem-se que $h_{lm} \approx h_{gn}$, de fato, isso normalmente é percebido nos estágios finais da iteração, quando x está próximo de x^* , atingindo uma convergência quadrática.

Portanto o parâmetro de *damping* influencia não só na direção do passo mas também em seu tamanho, não necessitando então o método fazer uma busca linear para se descobrir o tamanho do passo desejado para a próxima iteração.

O valor inicial de μ pode ser relacionado ao tamanho de elementos da matriz Hessiana aproximada, isto é, ao tamanho dos elementos de $A_0 = J(x_0)^T J(x_0)$. Desta forma:

$$\mu_0 = \tau \max_i \{a_{ii}^{(0)}\}, \quad (4.12)$$

onde τ é escolhido pelo usuário.

Para casos onde o valor de x_0 é uma boa aproximação de x^* , comumente adota-se $\tau = 10^{-6}$. Em outros casos recomenda-se utilizar para τ valores entre 10^{-3} e 1.

Durante as iterações o valor de μ pode também ser alterado em função de um parâmetro ρ , chamado de *gain ratio*, posto da seguinte forma:

$$\rho = \frac{F(x) - F(x + h_{lm})}{L(0) - L(h_{lm})}, \quad (4.13)$$

onde $L(0) - L(h_{lm})$ é o ganho linear obtido através do seguinte modelo:

$$L(0) - L(h_{lm}) = h_{lm}^T J^T f - \frac{1}{2} h_{lm}^T J^T J h_{lm} \quad (4.14)$$

$$= -\frac{1}{2} h_{lm}^T (2g + (J^T J + \mu I - \mu I) h_{lm}) \quad (4.15)$$

$$= -\frac{1}{2} h_{lm}^T (\mu h_{lm} - g) \quad (4.16)$$

Como $h_{lm}^T h_{lm}$ e $-h_{lm}^T g$ são positivos, $L(0) - L(h_{lm})$ é também positivo.

Os critérios de parada mais usualmente utilizados para o algoritmo de Levenberg-Marquardt são:

- Atingir o número máximo de iterações determinado pelo usuário.
- Atingir uma norma do gradiente menor que um valor determinado pelo usuário, ou seja, $\|g\|_{\infty} \leq \varepsilon$, onde ε é o número escolhido pelo usuário de modo que $F'(x^*) = g(x^*) = 0$.
- Variação para o novo valor de x muito pequena, menor que um número ε determinado pelo usuário, isto é, $\|x_{new} - x\| \leq \varepsilon(\|x\| + \varepsilon)$.

4.2.3 Cálculo dos Módulos Elásticos Ajustados

A finalidade desta fase é calcular através da equação de Gassmann, os módulos elásticos para a rocha saturada. Conforme visto no Capítulo 3, o modelo de Gassmann utiliza como parâmetro a incompressibilidade da mistura de fluidos presentes nos poros da rocha, assim como a incompressibilidade da rocha drenada e de seus minerais constituintes. Os módulos elásticos já foram calculados individualmente para a água, óleo e gás na primeira etapa deste fluxo de trabalho (Seção 4.3.1), desta forma então, estas mesmas propriedades podem ser calculadas para a possível mistura de fluidos utilizando a formulação proposta por Wood (1955) e discutida no Capítulo 3. O módulo de cisalhamento e a incompressibilidade da rocha drenada são calculados através da formulação proposta por Nur *et al.* (1995) que utiliza como base os módulos minerais encontrados, individualmente para a areia e para o folhelho, na etapa anterior (Seção 4.3.3).

4.2.4 Cálculo das Velocidades Sísmicas Ajustadas

Após calculados os módulos elásticos e densidade ajustados é possível calcular as velocidades sísmicas das ondas P e S conforme as equações 2.7 e 2.8, descritas no Capítulo 2. Essas velocidades ajustadas podem ser confrontadas com as velocidades medidas a fim de se obter uma comparação e verificação da qualidade dos ajustes.

4.3 Calibração do Modelo de Sensibilidade à Pressão

A segunda fase da metodologia proposta para calibração da sensibilidade à substituição de pressão e fluido é responsável por estimar os parâmetros da curva de sensibilidade à pressão, proposta por MacBeth (2004). Esta curva, exemplificada pela Figura 4.4, relaciona a variação dos módulos elásticos minerais de acordo com a variação de pressão. As relações de MacBeth são utilizadas para previsão de mudanças em atributos sísmicos como impedância e velocidade em função da pressão, permitindo seu uso em combinação com equações apropriadas, como as relações de Gassmann, para correlações com propriedades de fluidos. A Figura 4.3 ilustra o fluxo de trabalho para esta fase.

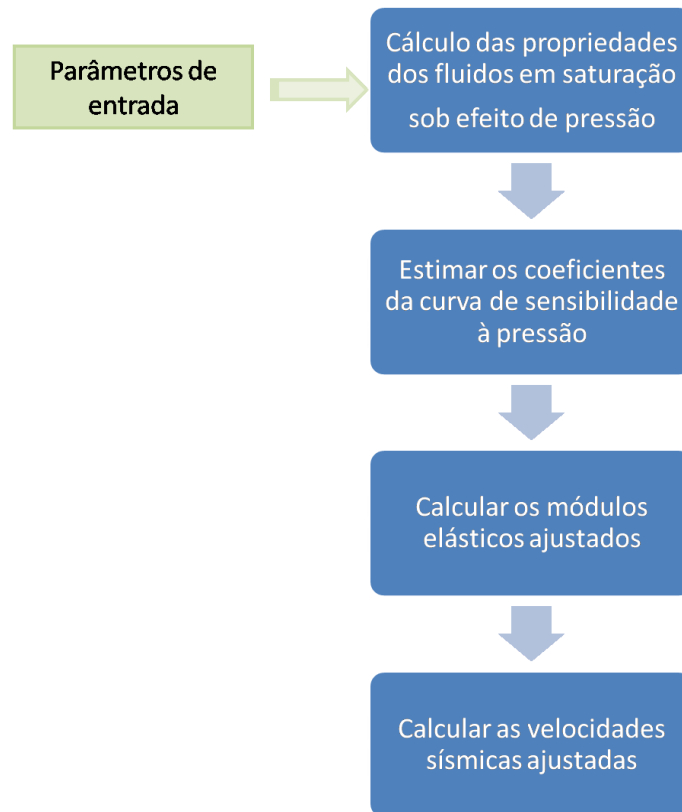


Figura 4.3: Fluxo de trabalho para a calibração do modelo de sensibilidade à pressão proposto por MacBeth (2004) apresentando as quatro etapas que compreendem este processo.

O processo de calibração das curvas de sensibilidade à pressão é baseado nos dados de pressão de poro (RFT), que devem ser informados como dados de entrada para o algoritmo, a fim de recalculer os módulos elásticos minerais considerando agora a variação de pressão. A seguir serão apresentadas as etapas incluídas neste processo.

4.3.1 Cálculo das Propriedades dos Fluidos sob Efeito de Pressão

A incompressibilidade dos fluidos, assim como a densidade já foram calculadas na primeira etapa de calibração, porém são recalculados nesta fase, considerando agora a pressão de poros pontual sobre cada amostra no intervalo de estudo. Dessa maneira, esta fase inicia-se então com a coleta de dados de

arquivos de pressão, para cada amostra em profundidade deve-se obter os valores da pressão de poros e da pressão de soterramento. Isto se deve ao fato de que, como discutido no Capítulo 3, tanto a incompressibilidade quanto a densidade dos fluidos saturantes sofre efeito da pressão. Sendo assim, essas propriedades têm seus valores atualizados utilizando a mesma metodologia proposta por Batzle & Wang (1992), porém considerando agora a pressão em cada ponto de amostragem.

4.3.2 Estimativa dos Coeficientes da Curva de Sensibilidade à Pressão

O objetivo desta etapa é encontrar a relação entre os valores dos módulos elásticos da rocha seca para cada situação de pressão. Esse procedimento está embasado na formulação proposta por MacBetch (2004), no qual se supõe que esta relação é dada na forma de uma curva controlada por três parâmetros δ , E e P , conforme as seguintes equações:

$$K_{dry}(P) = \frac{K_{dry(P=cte)} + \delta K_{\infty}}{1 + E_k e^{-P/P_k}}, \quad (4.17)$$

$$\mu_{dry}(P) = \frac{\mu_{dry(P=cte)} + \delta \mu_{\infty}}{1 + E_{\mu} e^{-P/P_{\mu}}}. \quad (4.18)$$

Estes parâmetros são responsáveis pela forma da curva, δ corresponde ao valor assintótico máximo da curva, E é responsável pela forma do joelho da curva e P pela pressão característica que controla a aproximação do valor assintótico, conforme exemplo ilustrado na Figura 4.4.

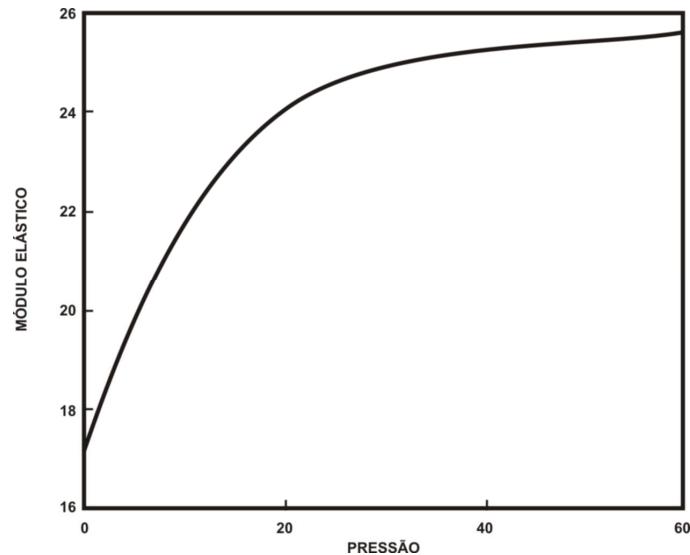


Figura 4.4: Curva de sensibilidade à pressão proposta por MacBeth (2004).

Desta forma, são geradas duas curvas de sensibilidade à pressão, uma para a incompressibilidade e outra para o módulo de cisalhamento. Ambas as curvas têm seus coeficientes δ , E e P , estimados através de otimização não linear, que ajustando os valores destes coeficientes, visa minimizar a soma dos quadrados dos erros das funções 5.1 e 5.2. A fundamentação matemática deste processo está descrita na seção 4.2.2.1. A próxima etapa da metodologia utilizará estas curvas para o cálculo da incompressibilidade e do módulo de cisalhamento da rocha saturada, também utilizando a equação de Gassmann.

4.3.3 Cálculo dos Módulos Elásticos Ajustados

Esta etapa visa estimar os módulos elásticos para a rocha saturada considerando agora o efeito de pressão. A partir de K_{dry} e μ_{dry} obtidos pelas equações de MacBeth, é possível obter a incompressibilidade da rocha saturada, através da equação de Gassmann. Assim, a incompressibilidade da rocha saturada também estará sob efeito de pressão. É importante lembrar também que devido ao fato dos fluidos não sofrerem cisalhamento, o módulo de cisalhamento da rocha seca não se altera quando a rocha está saturada.

A incompressibilidade do fluido, necessária para o cálculo da relação de Gassmann, foi obtida através das equações de Batzle & Wang (1992) com a inclusão da variação de pressão, conforme a primeira etapa deste processo (Seção 4.4.1)

4.3.4 Cálculo das Velocidades Sísmicas Ajustadas

Nesta fase são calculadas as velocidades sísmicas das ondas P e S a partir dos módulos elásticos e densidade calculados sob efeito de variação de pressão. Assim, as velocidades obtidas poderão ser comparadas com as medidas a fim de se verificar a qualidade dos ajustes.

4.4 Substituição de Fluido e Pressão

A partir da modelagem do efeito de pressão sobre o arcabouço da rocha e também sobre o fluido, é possível simular substituições dos fluidos presentes nos poros da rocha juntamente com a pressão, possibilitando desta maneira simular diversos cenários de produção. Esta etapa visa então verificar qual a variação acontece quando estes parâmetros são alterados e também até que ponto estas variações se tornam perceptíveis ou não. A Figura 4.5 ilustra o fluxo de trabalho no qual é composto esta etapa da metodologia.

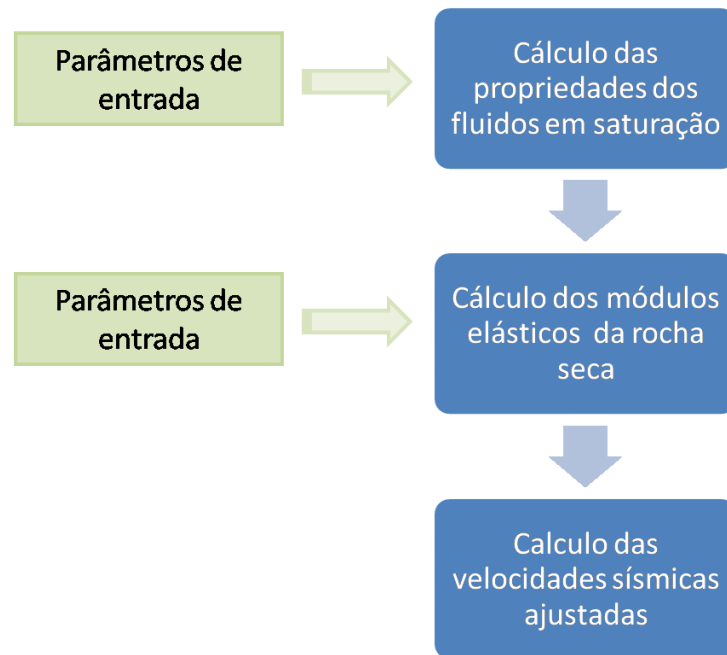


Figura 4.5: Fluxo de trabalho para a substituição de fluido e pressão apresentando as três etapas que compreendem a última fase da metodologia proposta para calibração da sensibilidade às alterações de fluido e pressão.

A seguir serão discutidos com mais detalhes cada etapa da metodologia proposta.

4.4.1 Cálculo das Propriedades dos Fluidos sob Efeito da Pressão Atual

Assim como na etapa anterior da metodologia proposta (Seção 4.4), onde se considera a variação de pressão, é necessário recalculer o módulo de incompressibilidade e a densidade de cada fase do fluido quando há alteração de pressão. Dessa maneira para cada situação de pressão, haverá um novo valor para os módulos elásticos de cada fase dos fluidos. Estas propriedades são calculadas conforme a metodologia apresentada por Batzle & Wang e discutidas anteriormente no Capítulo 3.

4.4.2 Cálculo dos Módulos Elásticos e Densidade da Rocha

A função desta etapa é determinar o novo valor dos módulos elásticos da rocha seca alterados pela variação de pressão. Inicialmente, tem-se para uma pressão inicial valor destes módulos elásticos para a rocha seca. Então, ao ocorrer variação da pressão, faz-se necessário recalcular os valores para estes módulos. Para isso são utilizadas as seguintes relações:

$$\frac{K_{dry}(P_1)}{K_{dry}(P_2)} = \frac{1 + E_K e^{-P_2/P_k}}{1 + E_K e^{-P_1/P_k}}, \quad (4.19)$$

$$\frac{\mu_{dry}(P_1)}{\mu_{dry}(P_2)} = \frac{1 + E_K e^{-P_2/P_k}}{1 + E_K e^{-P_1/P_k}}. \quad (4.20)$$

onde P_1 é a pressão inicial e P_2 a nova situação de pressão.

A partir destes módulos elásticos para rocha seca e dos módulos elásticos dos fluidos, pode-se recorrer novamente à equação de Gassmann para se calcular a incompressibilidade e o módulo de cisalhamento.

4.4.3 Verificação das Velocidades Sísmicas

De posse dos módulos elásticos e da densidade calculadas na situação desejada, pode calcular as velocidades sísmicas resultantes ao final de cada alteração de pressão ou substituição de fluido.

Capítulo 5

Aplicação da Metodologia Proposta e Análise dos Resultados

Neste Capítulo será abordada uma implementação da metodologia para calibração da sensibilidade à alteração de fluido e pressão em reservatórios siliciclásticos, proposta no Capítulo anterior. Para esta implementação foi elaborado um conjunto de dados para teste, que incluem dados de perfis de poço, testemunho, assim também como dados de pressão e propriedades dos fluidos.

Nas seções que se seguem serão discutidas as etapas do fluxo de trabalho apresentado, de maneira que se possa avaliar os resultados obtidos em cada fase de execução, podendo então ao final mensurar quanto e quais fatores são capazes de alterar a resposta sísmica das ondas P e S de forma perceptível.

5.1 Calibração do Modelo de Gassmann

Correspondente à primeira etapa do metodologia proposta, essa etapa visa, com bases nas equações de Gassmann, estimar os módulos elásticos

individuais da fase areia e da fase folhelho. As etapas que compõem o fluxo de trabalho desta fase será discutidas a seguir.

5.1.1 Cálculo das Propriedades dos Fluidos em Saturação

Nesta fase são calculados os valores da incompressibilidade e da densidade dos fluidos, água, óleo ou gás, que podem estar presentes nos poros da rocha. Conforme visto no Capítulo 3, estas propriedades são dadas em função da pressão de soterramento, pressão de poro, temperatura, salinidade, razão gás-óleo, gravidade específica e do grau API. A Tabela 5.1 apresenta os valores destes parâmetros utilizados no conjunto de teste.

Parâmetro	Valor
pressão de soterramento	49.94 Mpa
pressão de poro	21.14 Mpa
temperatura	89.0 °C
salinidade	110000 ppm
razão gás-óleo	80.0
grau API	29 UAPI
gravidade específica	0.75

Tabela 5.1: Parâmetros dos dados de teste utilizados para cálculo das propriedades dos fluidos.

Desta forma, a Tabela 5.2 apresenta então os valores da incompressibilidade e da densidade calculados nesta etapa a partir dos dados de entrada apresentados na Tabela 5.1.

Propriedade	Água	Óleo	Gás
incompressibilidade	2.9589 (GPa)	0.8132 (GPa)	0.0455 (GPa)
densidade	1.0539 (g/cm ³)	0.7719 (g/cm ³)	0.1762 (g/cm ³)

Tabela 5.2: Densidade e incompressibilidade da água, óleo e gás, calculados para o conjunto de dados de teste.

5.1.2 Estimativa dos Módulos Elásticos Para Areia e Folhelho

Para o início desta etapa é necessário se obter os valores de densidade, porosidade, argilosidade, saturação, velocidades sísmicas para as ondas P e S e também uma classificação de fácies. Estes dados são obtidos de perfis de poços e de testemunhos. A Figura 5.1 apresenta os valores destes parâmetros de entrada utilizados no conjunto de dados de teste.

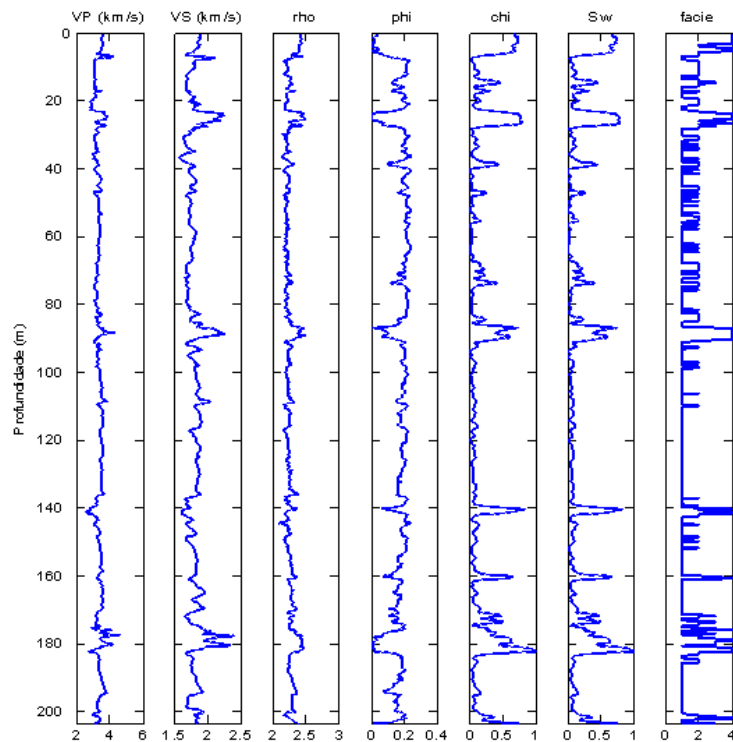


Figura 5.1: Dados de entrada utilizados do conjunto de teste. Da esquerda para a direita os valores da velocidade da onda P, velocidade da onda S, densidade, porosidade, argilosidade, saturação de água e fácies.

De posse destes dados é possível se obter diretamente os valores para incompressibilidade e módulos de cisalhamento observados para a rocha saturada conforme seguintes equações:

$$K_{sat} = rho \left(Vp^2 - Vs^2 \left(\frac{4}{3} \right) \right), \quad (5.1)$$

$$Mu_{sat} = rho Vs^2. \quad (5.2)$$

Este cálculo é importante para efeito de comparação e verificação da qualidade dos ajustes dos modelos propostos. A Figura 5.2 ilustra então a incompressibilidade e o módulo de cisalhamento observados.

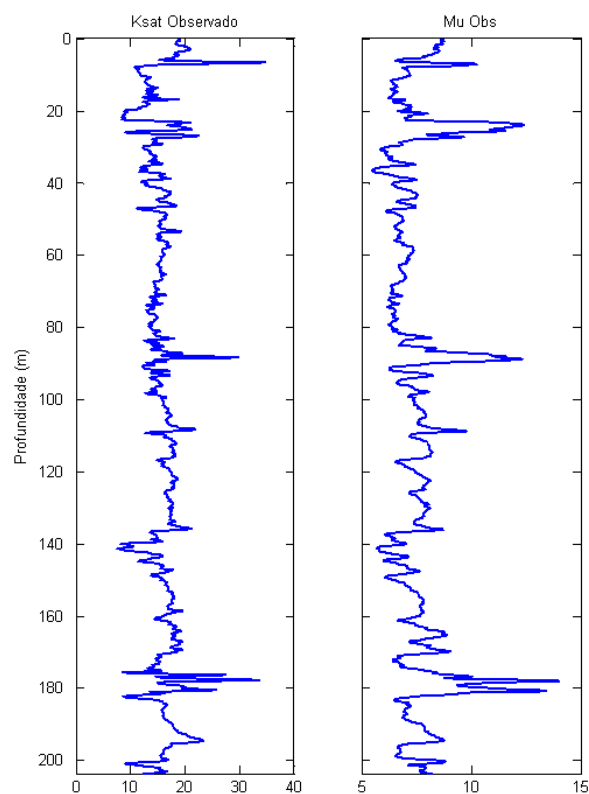


Figura 5.2: Incompressibilidade e módulo de cisalhamento calculados diretamente a partir dos dados do conjunto de teste. Ambos os módulos elásticos serão utilizados posteriormente para efeito de comparação com os modelos apresentados.

Com bases nestes dados esta etapa então a incompressibilidade e o módulo de cisalhamento para os componentes da mistura areia-folhelho. A Tabela 5.3 apresenta os valores encontrados para a areia e para o folhelho em cada facie.

Facie	Incompressibilidade da areia (GPa)	Incompressibilidade do folhelho (GPa)	Módulo de cisalhamento da areia (GPa)	Módulo de cisalhamento do folhelho (GPa)
facie 1	27.90049647	10.96783452	15.30087255	5.403788878
facie 2	26.28848682	12.66880462	16.80647631	6.008074146
facie 3	37.77643662	10.9213623	20.77493142	6.583972689
facie 4	40	12.96296652	24.96217952	7.002875594

Tabela 5.3: Módulos elásticos das fases areia e folhelho correspondentes a cada facie do conjunto de teste.

5.1.3 Cálculo dos Módulos Elásticos Ajustados

Nesta etapa são calculados os módulos elásticos da rocha saturada com base na densidade e incompressibilidade dos fluidos e também dos módulos elásticos individuais para a areia e para o folhelho, encontrados na etapa anterior. A Figura 5.3 apresenta os valores obtidos nesta etapa e uma comparação com os módulos elásticos observados.

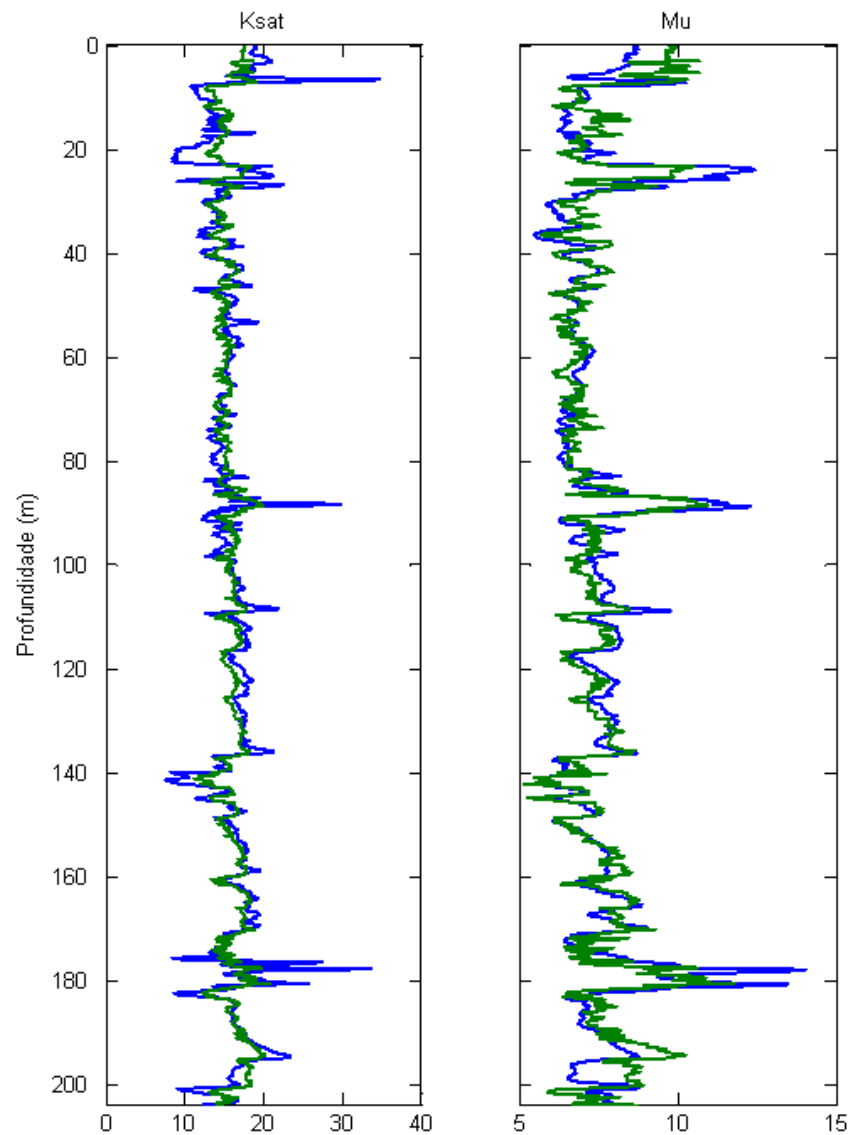


Figura 5.3: Módulos elásticos para a rocha saturada. As curvas em azul representam os dados calculados e as curvas em verde os dados observados.

5.1.4 Cálculo das Velocidades Sísmicas Ajustadas

De posse da densidade e dos módulos elásticos ajustados, pode-se calcular as velocidades sísmicas das ondas P e S para o modelo proposto. A Figura 5.4 apresenta as velocidades sísmicas encontradas nesta etapa e também os valores obtidos diretamente dos dados de poço para efeito de comparação.

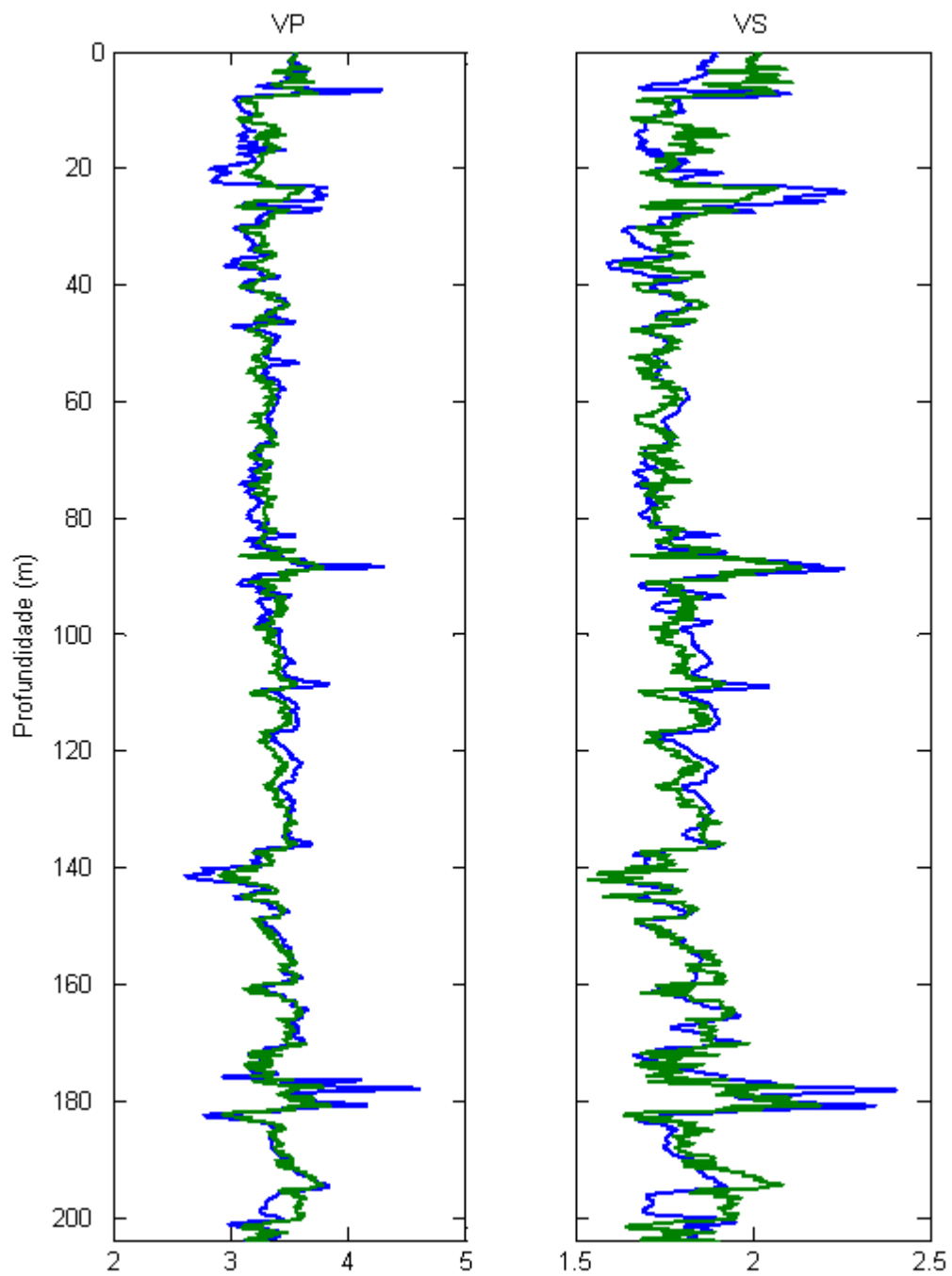


Figura 5.4: Velocidades sísmicas para as ondas P e S. As curvas em azul representam os dados calculados e as curvas em verde os dados observados.

Para mensurar a qualidade do ajuste entre os valores calculados e os valores observados pode-se utilizar uma medida baseada na razão entre o somatório do quadrado da diferença observada sobre a média e o somatório da

diferença residual. Estes valores normalmente estão compreendidos entre 0 e 1, onde 0 representa um ajuste igual a média e 1 representa um ajuste exato. A Tabela 5.4 mostra os valores obtidos por essa medida para os valores calculados.

Propriedade	Qualidade do Ajuste
Velocidade da onda P	0.423236523
Velocidade da onda P	0.722697356
Incompressibilidade da rocha saturada	0.265763107
Módulo de cisalhamento da rocha saturada	0.748019346

Tabela 5.4: Qualidade dos ajustes encontrados na etapa de calibração do modelo de Gassmann

5.2 Calibração do Modelo de Sensibilidade à Pressão

A segunda etapa da metodologia proposta é responsável por estimar os coeficientes δ , E e P da curva de sensibilidade à pressão. Esta curva mostra o comportamento da incompressibilidade e do módulo de cisalhamento em função da pressão. Este processo inicia-se com a leitura dos dados de pressão. A Figura 5.5 ilustra os valores de pressão diferencial, pressão de poro e pressão de soterramento, utilizados no conjunto de dados de teste.

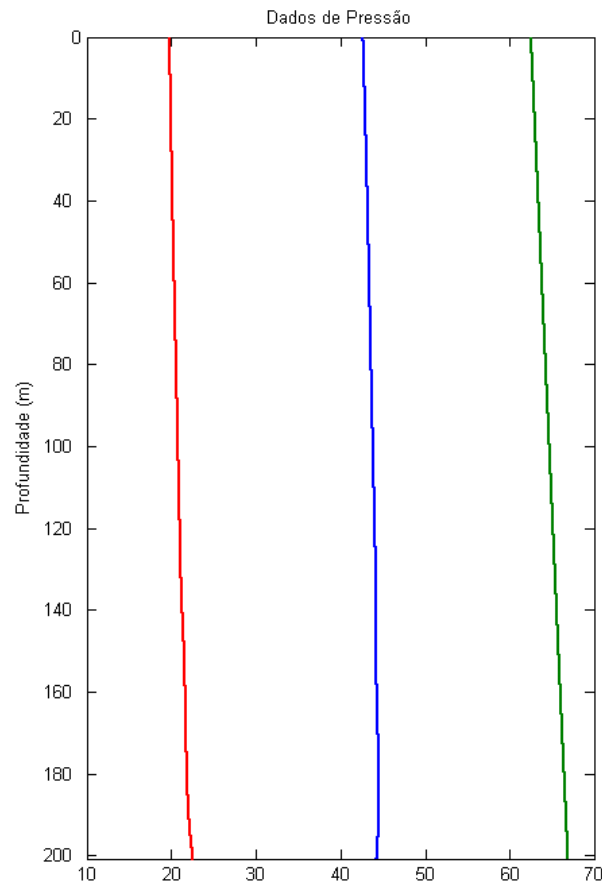


Figura 5.5: Dados de pressão obtidos para o conjunto de teste. A curva em azul representa a pressão diferencial, em verde soterramento e em vermelho pressão de poros.

A seguir, serão discutidas com mais detalhes cada etapa referentes ao processo de calibração do modelo de sensibilidade.

5.2.1 Cálculo das Propriedades dos Fluidos em Saturação

De forma semelhante ao cálculo das propriedades dos fluidos efetuada na primeira fase da metodologia, essa etapa é responsável por calcular a densidade e a incompressibilidade da água, do óleo e do gás. Entretanto este processo diferencia-se do anterior, pois agora não mais considera a pressão como constante. Portanto as propriedades dos fluidos são calculadas pontualmente

para cada amostra utilizando os valores de pressão de poros e soterramento, obtidos como entrada e representados para o conjunto de teste pela Figura 5.5.

5.2.2 Estimativa dos Coeficientes da Curva de Sensibilidade à Pressão

A curva de sensibilidade à pressão é traçada nesta etapa a partir da estimativa dos coeficientes δ , E e P . As Figuras 5.6 e 5.7 apresentam as curvas de sensibilidade à pressão para o conjunto de dados de teste, a Figura 5.6 representa a curva para a incompressibilidade.

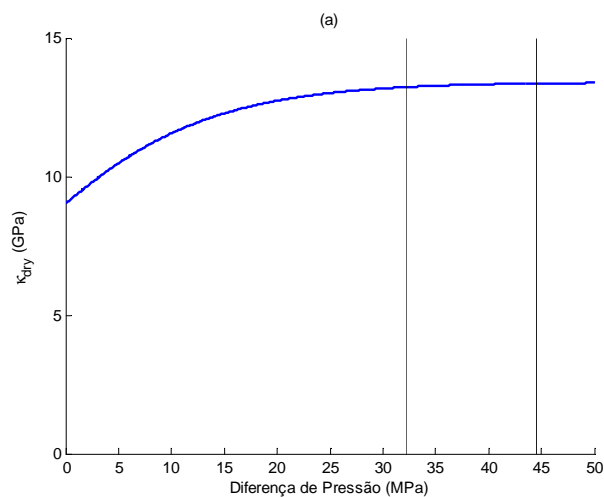


Figura 5.6: Curva de sensibilidade à pressão para a incompressibilidade, gerada a partir do conjunto de dados de teste.

A figura 5.7 representa a curva de sensibilidade à pressão para o módulo de cisalhamento.

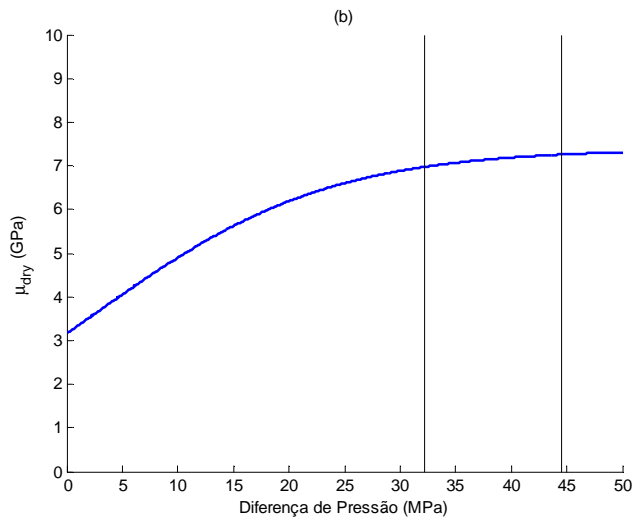


Figura 5.7: Curva de sensibilidade à pressão para o módulo de cisalhamento, gerada a partir do conjunto de dados de teste.

5.2.3 Cálculo dos Módulos Elásticos Ajustados

Nesta etapa são calculados os módulos elásticos da rocha saturada considerando que o valor dos módulos elásticos da rocha seca e os fluidos, estão agora sob efeito de uma pressão variante ao longo do poço. A Figura 5.8 ilustra os módulos elásticos da rocha saturada calculados nesta etapa e também os módulos elásticos observados para efeito de comparação.

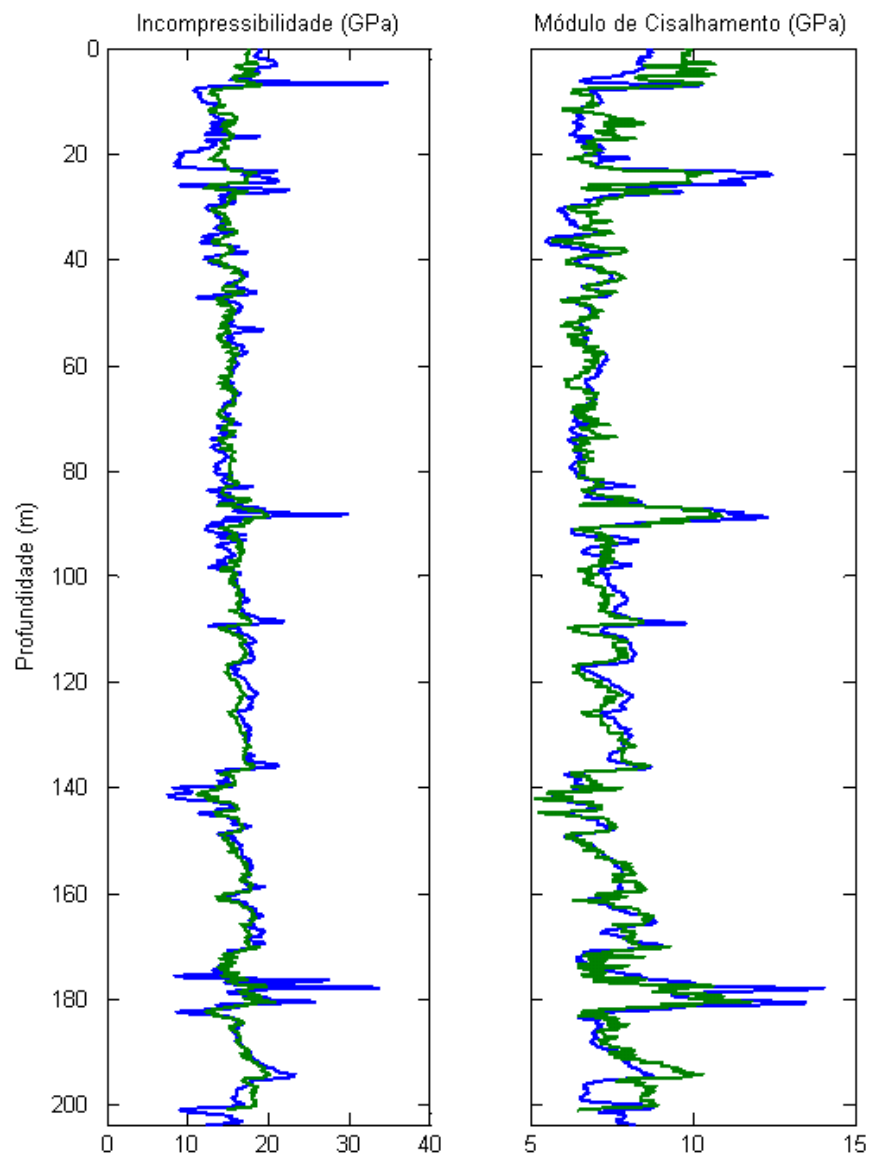


Figura 5.8: Módulos elásticos para a rocha saturada encontradas no processo de calibração do modelo de sensibilidade. As curvas em azul representam os dados calculados a curvas em verde os dados observados.

5.2.4 Cálculo das Velocidades Sísmicas Ajustadas

As velocidades sísmicas das ondas P e S para o modelo proposto podem ser então calculadas, considerando a densidade e os módulos elásticos da rocha saturada calculados na etapa anterior. A Figura 5.9 apresenta as velocidades sísmicas encontradas nesta etapa e também os valores obtidos diretamente dos dados de poço para efeito de comparação.

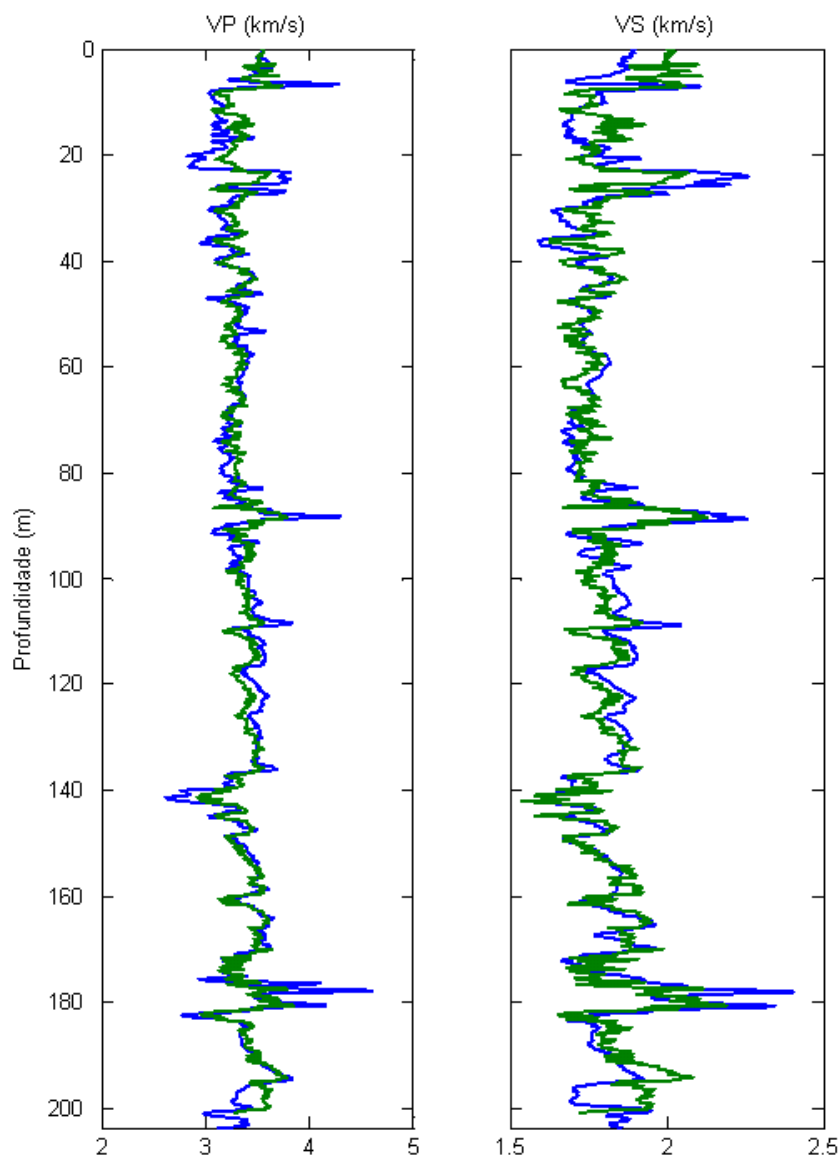


Figura 5.9: Velocidades sísmicas para as ondas P e S calculadas para a etapa de calibração do modelo de sensibilidade. As curvas em azul representam os dados calculados a curvas em verde os dados observados.

Pode-se agora, segundo a formalização proposta na seção 5.2.4, mensurar a qualidade do entre os valores calculados e os valores observados. A Tabela 5.5 apresenta a qualidade dos ajustes encontrados nesta etapa.

Propriedade	Qualidade do Ajuste
Velocidade da onda P	0.41673609195342
Velocidade da onda P	0.72352867445933
Incompressibilidade da rocha saturada	0.263244660979959
Módulo de cisalhamento da rocha saturada	0.752957017689581

Tabela 5.5: Qualidade dos Ajustes encontrados na etapa de calibração do modelo de sensibilidade à pressão.

5.3 Substituição de Fluido e Pressão

Construídas as relações entre pressão e os módulos elásticos da rocha seca e dos fluidos em saturação, pode-se simular substituições de pressão e fluidos afim de se avaliar a sensibilidade das ondas sísmicas P e S à essas alterações. Para o conjunto de teste foram consideradas três situações de pressão, conforme a Tabela 5.6.

Situação	Diferença de pressão (MPa)
Situação 1	10,493116
Situação 2	0
Situação 3	0,2942

Tabela 5.6: Situações de pressão consideradas para o conjunto de testes.

Para cada situação, a pressão diferencial na qual o reservatório está sujeito pode ser dada pelo seguinte relação:

$$pd = ps - (pp + \textit{diferença de pressão}), \quad (5.3)$$

onde, pd é a pressão diferencial, ps é a pressão de soterramento e pp é a pressão de poros.

A seguir serão apresentados os resultados encontrados para a substituição de fluidos e pressão.

5.3.1 Substituição de Fluido

A finalidade desta etapa é promover uma comparação entre três diferentes situações de saturação. Na primeira situação simula-se uma completa saturação dos poros da rocha por água, na segunda com óleo e finalmente na terceira situação os poros da rocha são completamente saturados por gás. Com isso pode-se avaliar a sensibilidade da variação de fluido nas velocidades das ondas P e S. A Figura 5.10 apresenta o resultado deste processo.

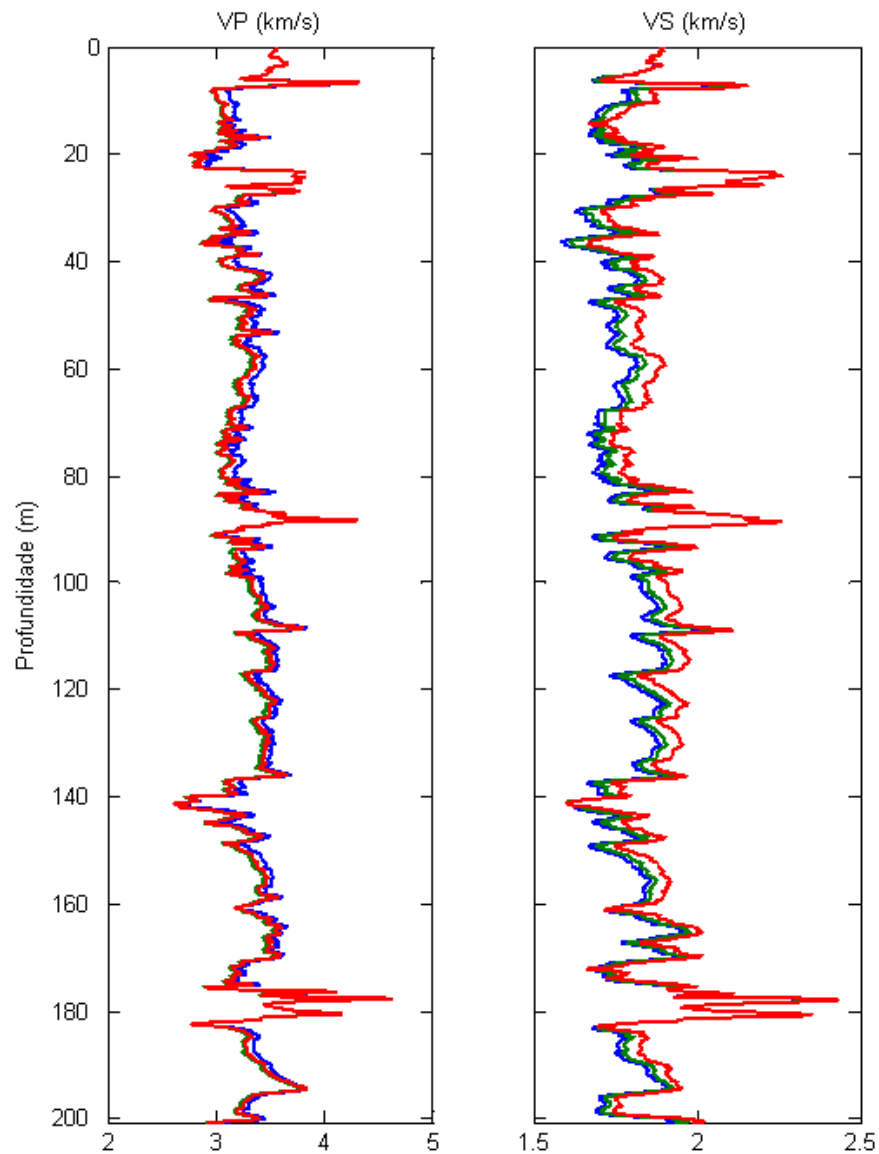


Figura 5.10: Velocidades sísmicas para as ondas P e S calculadas para cada situação de saturação. As curvas em azul representam a saturação por água, a curvas em verde a saturação por óleo e as curvas em vermelho a saturação por gás.

Conforme pode-se notar na Figura 5.9, a variação das velocidades sísmicas da onda P para a saturação completa por água, por óleo e por gás é muito pequena. Entretanto, considerando a velocidade da onda S, essa diferença continua pequena entre a saturação por água e por óleo, mas a diferença torna-se

visível quando se considera a saturação por gás. De fato, Walls & Dvorkin (2005) observa que a pressão tem maior efeito sobre os gases.

5.3.2 Substituição de Pressão

Nesta etapa pretende-se verificar a sensibilidade dos atributos sísmicos frente à alteração de pressão. Nesta aplicação da metodologia foram consideradas três situações de pressão. A Tabela 5.6 mostra a diferença de pressão para cada uma das três situações consideradas. Nas Figuras 5.6 e 5.7, o intervalo de pressão diferencial considerado nesta aplicação está delimitado pelas linhas verticais. A Figura 5.11 apresenta o valor dos módulos elásticos minerais para cada situação de pressão do conjunto de teste.

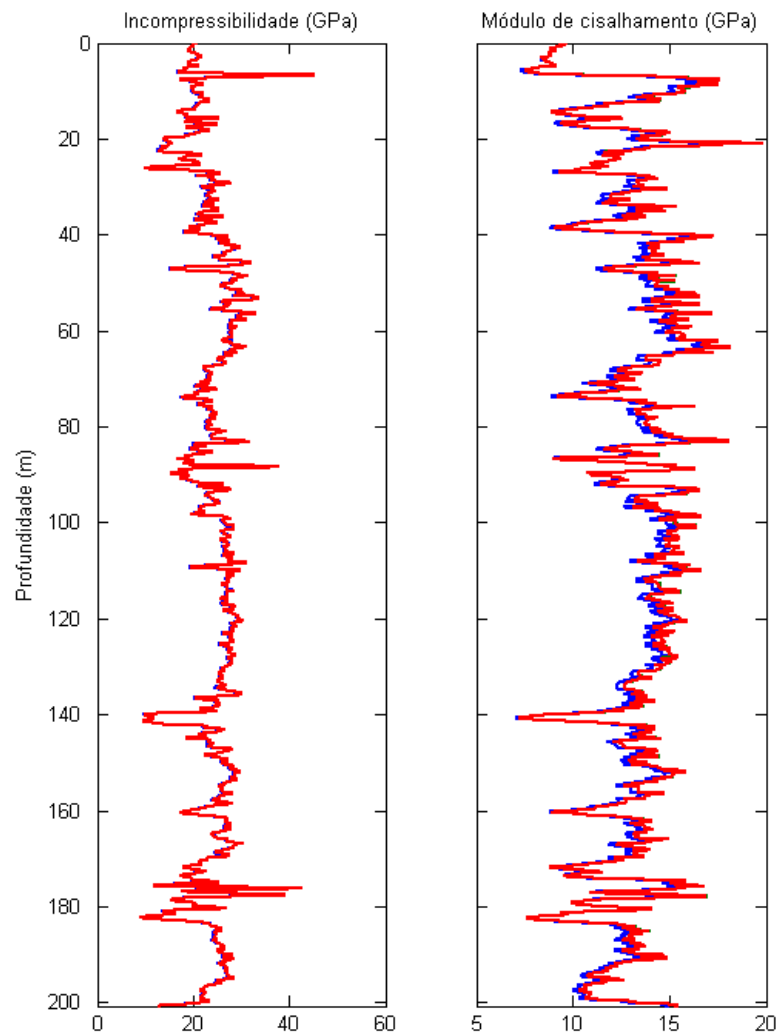


Figura 5.11: Módulos elásticos minerais para cada situação do conjunto de teste. A curva em azul representa a primeira situação de pressão, a curva em verde representa a segunda situação de pressão e a terceira situação de pressão é representada pela curva vermelha.

Conforme pode-se notar na Figura 5.11, a incompressibilidade da rocha seca não sofreu efeito visível da pressão em nenhum das três situações de pressão consideradas. Esta alteração se tornou um pouco mais evidente quando se trata do módulo de cisalhamento, mas mesmo assim sua sensibilidade foi muito baixa. A Figura 5.12 apresenta então as velocidades sísmicas para as situações de pressão do conjunto de dados de teste.

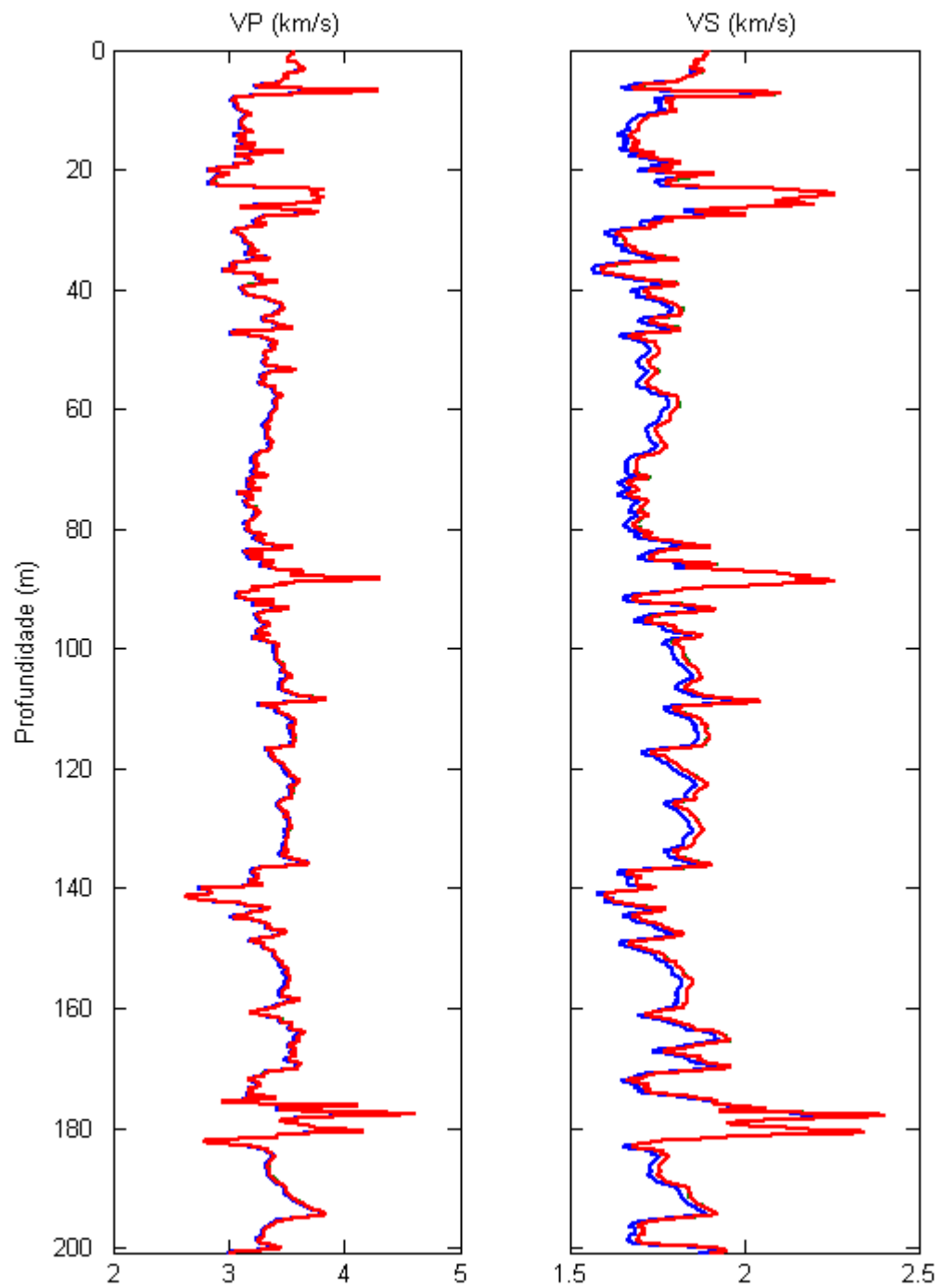


Figura 5.12: Velocidades sísmicas para cada situação do conjunto de teste. A curva em azul representa a primeira situação de pressão, a curva em verde representa a segunda situação de pressão e a terceira situação de pressão é representada pela curva vermelha.

De acordo com o apresentado na Figura 5.12, a pressão não exerceu efeito grande o suficiente de alteração no comportamento sísmico. A velocidade da onda P permaneceu praticamente inalterada com a variação de pressão, já a velocidade da onda S apresentou uma pequena variação, mas não o suficiente para se considerar a sensibilidade. De fato, Takahashi (2000) afirma que os efeitos da pressão no comportamento sísmico em alguns casos é muito pequeno comparado às variações causadas por outros fatores como saturação de fluido, porosidade e conteúdo de argila.

Capítulo 6

Conclusões

As alterações de fluido e pressão atuam concomitantemente para diferenciar a resposta sísmica de um reservatório de hidrocarbonetos, essa interação pode dificultar a modelagem e visualização das alterações do comportamento sísmico do reservatório. A isto soma-se a dificuldade de modelar o comportamento do efeito da pressão quando se inclui no modelo a presença de argila. O fluxo de trabalho proposto utiliza uma combinação de relações pontuais que, em conjunto, são capazes de fornecer uma calibração dos parâmetros elásticos dos componentes de um reservatório siliciclástico.

O fluxo de trabalho proposto, quando aplicado ao conjunto de teste, forneceu ajustes do modelo de física de rochas muito próximos aos valores observados nos dados de poço e testemunho. Desta maneira, a metodologia proposta, mostrou-se uma ferramenta eficaz para previsão de velocidades sísmicas, em reservatório composto por sistema areia-folhelho, em diferentes condições de pressão e saturação por fluido, decorrentes do processo de produção.

Além disso, para os dados componentes do conjunto de teste, discutidos no Capítulo 5, verificou-se que, diante de substituições de fluido e pressão no ambiente de produção simulado, o efeito da variação de pressão na variação

comportamental dos parâmetros elásticos do meio em questão foi significativamente menor que o efeito causado pela variação da saturação de fluidos.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- AHRENS, T. J. and JOHNSON M. L., 1995: Shock Wave Data for Rocks in Rock Physics and Phase Relations, Ahrens, T. J., American Geophysical Union, 35-44.
- BATZLE, M. and WANG, Z., 1992: Seismic properties of pore fluids: Geophysics, Vol. 57, No. 11, p. 1396-1408.
- BERRYMAN, J. G., 1999: Origin of Gassmann's equations, Geophysics, 64, 1627–1629.
- BERRYMAN, J. G., and MILTON, G. W., 1991: Exact results for generalized Gassmann's equation in composite porous media with two constituents: Geophysics, 56, 1950–1960.
- BERRYMAN, J. G., and WANG, H. F., 2000: Elastic wave propagation and attenuation in a double-porosity dual-permeability medium, J. Rock Mech. and Min. Sci., 37, 63–78.
- DVORKING, J., MAVKO, G., GUREVICH, B., 2007: Fluid Substitution in Shaley Sediment Using Effective Porosity, Geophysics, 72.
- FREUND, J. E. e SIMON, G. A., 2000: Estatística Aplicada Economia, Administração e Contabilidade. Tradução Alfredo Alves de Farias. Porto Alegre, Ed. Bookman, 9ª edição.
- FOLK, R.L., 1968: Petrology of sedimentary rocks. Austin: Hemphill's.
- GASSMANN, F., 1951: Über die Elastizität poröser Medien. *Vier. Der Natur. Gesellschaft in Zürich*, 96, 1-23.
- HAN, D., NUR, A., and MORGAN. D., 1986: Effects of velocity and Clay content on wave velocities in sandstones, Geophysics. 51, 2093-2 107.

HAN, D.. 1986: Effects of porosity and clay content on acoustic properties of sandstones and unconsolidated sediments: Tese de Doutorado, Stanford University.

HAN, D., BATZLE, M., 2004: Gassmann's equation and fluid-saturation effects on seismic velocities, *Geophysics*, 69, 398–405.

HILL, R., 1952: The Elastic behavior of crystalline aggregate. *Proc. Physical Soc.*, London, A65, 349-354.

JACK, I., 1997: Time-lapse Seismic in Reservoir Management: Distinguished Instructor Series - Soc. Expl. Geophysicists.

MACBETH, C., 2004: A classification for the pressure-sensitivity properties of a sandstone rock frame, *Geophysics*, 69, 497-510.

MAVKO, G., MUKERJI, T., 1995: Pore space compressibility and Gassmann's relation. *Geophys.*, 60, p. 1743-1749.

MAVKO, Gary; MUKERJI, Tapan; DVORKIN, Jack. *The rock physics handbook: tools for seismic analysis in porous media*. Cambridge: Cambridge University Press, 1998. 329p.

NUR, A., 1995: Critical porosity: the key to relating physical properties to porosity in rocks, 65th Ann. Internat. Mtg., *Geophysics*, Expanded Abstracts, Soc. Expl. Geophys., 878–881.

NUR, A., MARION, D., YIN, H., 1991: Wave velocities in sediments, *in* Hovem, J., Richardson, M. D., and Stoll, R. D., Eds., *Shear waves in marine sediments*: Kluwer Academic, 131–140.

NUR, A., MAVKO, G., DVORKIN, J., GALMUNDI, D., 1995, Critical porosity: The key to relating physical properties to porosity in rocks: 65th Ann. Internat. Mtg. Soc. Expl. Geophys., Expanded Abstracts, 878.

MONDOL, N. H., JAHREN J., BJORLYKKE K., 2008: Elastic Properties of Clay Minerals, *The Leading Edge*, Soc. Expl. Geophysicists.

O'CONNELL, R. J., 1984: A viscoelastic model of anelasticity of fluid saturated porous rocks, em Johnson, D. L., and Sen, P.N., Eds., *Physics and chemistry of porous media*: Amer. Inst. Physics, 166–175.

PALAZ, I., MARFURT, K. J., 1997: Carbonate Seismology, *Geophysical Developments*, 6, 1-8.

REUS, A., 1929: Berechnung der Fließgrenzen von Mischkristallen auf Grund der Plastizitätsbedingung für Einkristalle, *Zeitschrift für Angewandte Mathematik und Mechanik*, 9, 49-58.

SMITH, T. M., SONDERGELD, C. H., RAI, C. S., 2003: Gassmann fluid substitutions: A tutorial, *Geophysics*, 68, 430–440.

TAKAHASHI, I., 2000: *Quantifying Information and Uncertainty of Rock Property Estimation From Seismic Data*, Stanford University.

TARANTOLA, A., 1987: *Inverse Problem Theory: Methods for data fitting and model parameter estimation*, Elsevier Science Publisher, Amsterdam, 614 p.

THOMAS, L. K., HANKINSON, R. W., and Philips, K. A., 1970: Determination of acoustic velocities for natural gas, *J. Petr. Tech.*, 22.

VOIGT, W., 1928: *Lehrbuch der Kristallphysik*: Leipzig, B. G. Teuhner.

WALLS, J., DVORKIN, J., 2005: Effects of pore fluid properties at high pressure and temperature on seismic response. *SEG*, pp. 4.

WANG, Z., 2001: Fundamentals of seismic rock physics: *Geophysics*, 66, 398–412.

WANG, Z., NUR, A. M., BATZLE, M. L., 1990: Acoustic Velocities in Petroleum Oils, *Journal of Petroleum Technology*, Vol. 42, No. 2, 192-201.

WOOD, A. W., 1995: *A Textbook of Sound*, The MacMillan Co., New York, 360 pp.