

UNIVERSIDADE FEDERAL FLUMINENSE
INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS
DEPARTAMENTO DE GEOLOGIA E GEOFÍSICA
CURSO DE GRADUAÇÃO EM GEOFÍSICA

GABRIELA ESTEVES ALVES

ANÁLISE PETROFÍSICA E MODELAGEM DA VELOCIDADE
CISALHANTE EM UM POÇO NO CAMPO DE ATLANTA DA
BACIA DE SANTOS, BRASIL

Niterói - RJ
2017

GABRIELA ESTEVES ALVES

ANÁLISE PETROFÍSICA E MODELAGEM DA VELOCIDADE
CISALHANTE EM UM RESERVATÓRIO NO CAMPO DE
ATLANTA DA BACIA DE SANTOS, BRASIL

Trabalho apresentado ao curso de graduação em Geofísica da Universidade Federal Fluminense, como parte da disciplina Projeto Final II e requisito para obtenção do título de Bacharel em Geofísica.

Orientador: Prof. Dr. Wagner Moreira Lupinacci

NITERÓI - RJ
2017

ANÁLISE PETROFÍSICA E MODELAGEM DA VELOCIDADE
CISALHANTE EM UM RESERVATÓRIO NO CAMPO DE
ATLANTA DA BACIA DE SANTOS, BRASIL

GABRIELA ESTEVES ALVES

Trabalho apresentado ao curso de graduação em Geofísica da Universidade Federal Fluminense, como parte da disciplina Projeto Final II e requisito para obtenção do título de Bacharel em Geofísica.

Aprovada em 07 de Fevereiro de 2017.

Comissão Examinadora:

Dr. Claudio Rabe (BAKER HUGUES)

Prof. Dr. Luiz Alberto Santos (PETROBRAS E LAGEMAR/UFF)

Prof. Dr. Marco Antonio Cetale Santos (LAGEMAR/GISIS/UFF)

Prof. Dr. Wagner Moreira Lupinacci - Orientador (LAGEMAR/GISIS/UFF)

Dedico o presente trabalho à minha mãe e minha irmã Carolina, que sempre acreditaram em mim, me incentivaram e insistiram em situações nas quais eu não enxergava o que era melhor para mim.

A474

Alves, Gabriela Esteves

Análise petrofísica e modelagem da velocidade cisalhante em um poço no campo de Atlanta da bacia de Santos, Brasil / Gabriela Esteves Alves. – Niterói : [s.n.], 2017.

96 f.

Trabalho de Conclusão de Curso (Bacharelado em Geofísica) – Universidade Federal Fluminense, 2017.

1.Perfis geofísicos. 2.Propriedades petrofísicas. 3.Parâmetros elásticos. 4.Modelos de velocidade cisalhante. 5.Campo de Atlanta. I.Título.

CDD 552.06

Agradecimentos

Agradeço a Deus por sempre me manter forte e não me deixar desistir todas as vezes que achei que não conseguiria chegar até aqui.

Aos meus pais que sempre se sacrificaram para me proporcionar o melhor e à minha amada irmã Carolina, que desde sempre investiu em minha educação e acreditou em mim. Sou eternamente grata a tudo o que vocês sempre fizeram e fazem por mim. Espero poder retribuir tudo em dobro algum dia.

Agradeço a instituição de ensino Universidade Federal Fluminense (UFF) e aos professores do LAGEMAR-UFF por me incentivarem e transmitirem a mim seu conhecimento, sempre com tanta dedicação fazendo com que eu me tornasse uma profissional mais capacitada.

Ao meu professor e orientador Wagner Moreira Lupinacci que aceitou me orientar sem nunca ter tido contado comigo. Muito obrigada por toda a dedicação e paciência. Agradeço também ao professor e membro desta banca Marco Antonio Cetale Santos por suas palavras de incentivo durante o contato que tivemos durante minha graduação. Agradeço também aos demais membros desta banca, Claudio Rabe e Luiz Alberto Santos por terem aceitado o meu convite.

Agradeço a Agência Nacional do Petróleo (ANP) por ter cedido os dados disponíveis dos poços do Campo de Atlanta, na Bacia de Santos, possibilitando a confecção deste trabalho e meu enriquecimento intelectual e também às empresas CGG e Schlumberger por disponibilizar as licenças acadêmicas dos programas Hampson-Russell e Techlog, respectivamente, possibilitando a execução deste trabalho e enriquecimento dos meus conhecimentos.

Aos meus novos amigos Lívia Spagnulo, Alessandra Peçanha, Ingra Martins, Ammir e especialmente ao Danilo Jotta, pela imensa paciência e carinho todos os dias em que me ajudou, que não foram poucos. Sem vocês eu não teria conseguido.

Agradeço às minhas lindas amigas que fiz durante a graduação Alice Tavares, Erika Lajtman e Vanessa Alves. Estamos juntas desde o início sempre nos ajudando com muito companheirismo e amor. Agora, uma por uma, chegamos ao nosso primeiro ponto mais alto de uma imensa caminhada como geofísicas. Não deixemos essa amizade esvaecer. Amo vocês.

E finalmente, agradeço ao meu querido Bernardo que apesar do pouco tempo, desde que chegou tem feito minha vida mais feliz, sempre me apoiando, acreditando em mim e me ajudando a fugir da rotina quando parece que tudo está prestes a desmoronar. Obrigada por tudo. Você também faz parte dessa conquista.

"Sucesso é a capacidade de enfrentar fracasso após fracasso sem perder o entusiasmo." (Winston Churchill)

Sumário

Resumo	xiii
Abstract	xiv
1 Introdução	1
2 Contexto Geológico da Bacia de Santos	3
2.1 Evolução tectono-sedimentar da Bacia de Santos	5
2.2 Sistema petrolífero da Bacia de Santos	8
2.3 Campo de Atlanta, Bacia de Santos	11
3 Perfis geofísicos	13
3.1 Perfil de raios gama (RG)	13
3.2 Perfil sônico (DT)	14
3.3 Perfil de densidade (RHOB)	16
3.4 Perfil neutrônico (NPHI)	17
3.5 Combinação dos perfis de densidade e neutrônico	18
3.6 Perfil de litodensidade (PEF)	18
3.7 Perfis de resistividade	20
4 Importância das velocidades compressional e cisalhante	22
4.1 Fatores que afetam a velocidade compressional e cisalhante	22
4.2 Equações de Gassmann	28
4.3 Modelos para estimativa da velocidade da onda cisalhante	29

5 Metodologia	37
5.1 Seleção, carregamento e controle de qualidade dos dados	38
5.2 Criação do perfil de litofácies	38
5.3 Cálculo das propriedades petrofísicas	38
5.4 Análise de <i>templates</i>	39
5.5 Modelagem da velocidade cisalhante	39
6 Resultados e Considerações	41
6.1 Criação do perfil de fácies e estimativas de V_{sh} , S_W e ϕ	41
6.2 Análise dos parâmetros elásticos e das propriedades do reservatório .	45
6.3 Estimativa das velocidades cisalhantes	50
7 Conclusões	58
Apêndice A - Formulação completa das equações de Kuster e Toksöz (1974)	66
Apêndice B - Perfil composto	68

Lista de Figuras

1	(a) Mapa de localização da Bacia de Santos no contexto da margem continental brasileira. Modificado de Lima (2003); (b) Localização da Bacia de Santos e principais feições fisiográficas. Modificado de Mohriak (2004); (c) Localização dos principais campos de exploração, operações e sistemas instalados na Bacia de Santos, indicados na Legenda. Campo de Atlanta destacado no polígono rosa. Modificado de ANP (2017).	4
2	Carta Estratigráfica da Bacia de Santos. Modificado de Moreira <i>et al.</i> (2007).	7
3	Descrição das unidades estratigráficas da Bacia de Santos. Modificado de Pereira e Feijó (1994), Moreira <i>et al.</i> (2007), Mohriak <i>et al.</i> (2008).	10
4	Mapa de Localização do Campo de Atlanta na Bacia de Santos. Fonte: ANP (2016).	12
5	Desenho esquemático de um <i>Dipole Sonic Imager</i> (DSI). Modificado de Schlumberger (1990).	15
6	Efeito do gás e da água na porosidade com relação ao fator fotoelétrico da calcita, dolomita e quartzo. Modificado de Glover (2014).	20
7	Gráfico V_p versus V_s para arenitos saturados com água e com gás, com porosidades entre 4-40%, pressão efetiva entre 5-50 MPa e fração de argila entre 0-50%. A seta azul indica a direção do aumento da porosidade, da argila e da pressão de poro. O efeito da variação da saturação (seta vermelha) é perpendicular aos demais efeitos. Modificado de Avseth <i>et al.</i> (2010).	23
8	Medições laboratoriais da vagarosidade cisalhante ($1/V_s$) versus vagarosidade compressional ($1/V_p$). Modificado de Pickett <i>et al.</i> (1963).	24

9	<p><i>Template</i> de física de rochas apresentado como um <i>crossplot</i> de V_p/V_s vs. Impedância acústica, incluindo modelos condicionados a pressão, mineralogia, porosidade crítica e propriedades de fluidos. O <i>template</i> inclui tendências de porosidade para diferentes litologias e aumento de saturação de gás por areias (assumindo uma saturação uniforme). As setas pretas indicam tendências conceitualmente geológicas: (1) aumento da argilosidade, (2) aumento do volume de cimento, (3), aumento da porosidade, (4) diminuição da pressão efetiva e (5) aumento da saturação de gás. Modificado de Avseth <i>et al.</i> (2010).</p>	25
10	<p>Perfis de impedância acústica e V_p/V_s (esquerda) e <i>crossplot</i> da impedância acústica <i>versus</i> razão V_p/V_s (direita). Os perfis estão coloridos com base na classificação de fácies nos dados do Mar do Norte. Modificado de Avseth <i>et al.</i> (2010).</p>	26
11	<p><i>Crossplot</i> da impedância acústica <i>versus</i> razão V_p/V_s, com as tendências teóricas de física de rochas dos folhelhos e arenitos limpos saturados com salmoura. Estas tendências são inseridas em função da porosidade total. Os efeitos de diferentes saturações de gás são adicionados abaixo da linha de tendência do arenito saturado com salmoura. As cores são baseadas no perfil de raios gama. Área: Mar do Norte e águas rasas da Noruega. Modificado de Avseth <i>et al.</i> (2010).</p>	27
12	<p>Análise dos parâmetros elásticos para folhelhos e arenitos saturados com diferentes fluidos usando a) impedância acústica <i>versus</i> impedância cisalhante e b) usando $\lambda\rho$ <i>versus</i> $\mu\rho$. Modificado de Goodway <i>et al.</i> (2007).</p>	28
13	<p>Gráfico V_p <i>versus</i> V_s para folhelhos saturados com água aos quais foram impostas 3 relações empíricas. Dados compilado por Castagna e Backus (1993). Modificado de Castagna e Backus (1993).</p>	31
14	<p>Gráfico V_s <i>versus</i> V_p para calcários saturados com água, com duas linhas de tendência impostas. Dados compilados por Castagna e Backus (1993). Modificado de Castagna e Backus (1993).</p>	32
15	<p>Diagrama do modelo de inclusão de física de rocha para rochas siliciclásticas. Modificado de Xu e Payne (2009).</p>	36
16	<p>Fluxograma das principais etapas realizadas no desenvolvimento desta pesquisa.</p>	37

17	Gráfico do perfil de raios gama <i>versus</i> perfil do fator fotoelétrico (PEF). Litologias marcadas pelos pontos amarelos correspondem aos arenitos; pontos verde claros a escuros correspondem a arenitos com baixo a alto conteúdo de argila, respectivamente; pontos azuis correspondem aos calcários e pontos vermelho escuros correspondem a margas. . . .	42
18	Perfis de raios gama, neutrônico, densidade e resistividade. O perfil de fácies criado com base no gráfico GR <i>versus</i> PEF também é apresentado. As fácies descritas são: 1- calcários; 2- margas; 3 - folhelhos; 4 - arenito argiloso; 5 - arenito.	43
19	Estimativas do volume de argila, saturação, porosidade efetiva e total do poço 9-SHEL-19D-RJS do Campo de Atlanta, Bacia de Santos. Na zona 1 há altos valores de saturação de água e altos valores para saturação de óleo na zona 2.	44
20	Gráfico V_p <i>versus</i> V_s para valores de saturação na zona 2.	46
21	Gráficos porosidade efetiva <i>versus</i> V_p ; a) indica a diminuição da saturação de água, apontando para a zona saturada com óleo e b) indica a diminuição do conteúdo de argila.	47
22	Gráfico V_p/V_s <i>versus</i> Impedância acústica; a seta rosa indica o aumento da porosidade efetiva na zona de arenitos saturados com água.	48
23	Gráfico V_p/V_s <i>versus</i> Impedância acústica; a seta azul indica o aumento do volume de argila na zona total do reservatório.	48
24	Gráfico V_p/V_s <i>versus</i> Impedância acústica; a seta laranja indica o aumento da saturação de óleo na zona total do reservatório.	49
25	Gráfico de impedância acústica <i>versus</i> V_p/V_s com base nos valores de saturação (a) e profundidade (b).	50
26	Gráfico relacionando V_p <i>versus</i> V_s para a profundidade região de arenitos saturados com água (2353m à 2575m) indicando a regressão linear a partir da qual foram obtidos os coeficientes $a = 0.518831$ e $b = -420.32$ utilizados nas estimativas da velocidade cisalhante pelos modelos de Castagna <i>et al.</i> (1985), Castagna <i>et al.</i> (1985) modificado, Greenberg e Castagna (1992) e Xu e White (1995).	51

27	Curvas V_s medida (curva vermelha) e estimadas pelos métodos de Castagna <i>et al.</i> (1985) (curva azul), Castagna <i>et al.</i> (1985) modificado (curva preta), Greenberg e Castagna (1992) (curva amarela) e Xu e White (1995) (curva rosas) e suas respectivas razões V_p/V_s , com mesmo padrão de cores associados.	52
28	Gráfico V_p versus V_s com base nos valores de saturação para os modelos de a) Castagna <i>et al.</i> (1985), b) Castagna <i>et al.</i> (1985) modificado, c) Greenberg e Castagna (1992) e d) Xu e White (1995).	54
29	Gráfico de Impedância acústica versus V_p/V_s pelo modelo de Castagna <i>et al.</i> (1985) para valores de a) saturação e b) profundidade. . . .	55
30	Gráfico de Impedância acústica versus V_p/V_s pelo modelo de Castagna <i>et al.</i> (1985) modificado para valores de a) saturação e b) profundidade.	55
31	Gráfico de Impedância acústica versus V_p/V_s pelo modelo de Greenberg e Castagna (1992) para valores de a) saturação e b) profundidade.	56
32	Gráfico de Impedância acústica versus V_p/V_s pelo modelo de Xu e White (1995) para valores de a) saturação e b) profundidade.	56

Lista de Tabelas

1	Valores típicos para arenitos limpos e carbonatos. Modificado de Kearey <i>et al.</i> (2009).	21
2	Coeficientes para litologias monominerálicas. Fonte: Greenberg e Castagna (1992).	33
3	Zonas de interesse do poço 9-SHEL-19D-RJS, fluidos de saturação e litologias presentes nas zonas.	45
4	Resultado dos cálculos dos parâmetros elásticos e das propriedades da matriz da rocha do reservatório.	52
5	Tabela de erro relativo das estimativas de velocidade cisalhantes para os modelos de Castagna <i>et al.</i> (1985), Castagna <i>et al.</i> (1985) modificado, Greenberg e Castagna (1992) e Xu e White (1995) para a zona 2, zona de arenitos saturados com óleo e arenitos saturados com água. .	57

Resumo

O local de estudo deste trabalho foi o campo de Atlanta, Bacia de Santos, Brasil, onde foram empregados os dados do poço 9-SHEL-19D-RJS. O reservatório neste poço é formado por arenitos turbidíticos com intercalações de margas, carbonatos e folhelhos da Formação Marambaia, de idade Paleoceno/Pleistoceno. A metodologia consistiu na criação do perfil de litofácies, estimativas das propriedades do reservatório, além de uma análise do comportamento dos parâmetros elásticos com relação as mudanças das propriedades do reservatório e modelagem da velocidade cisalhante utilizando diferentes modelos empíricos. O perfil de litofácies mostrou uma boa correlação com o perfil composto e foi possível analisar o impacto das variações das propriedades físicas estimadas nas velocidades compressional e cisalhante. A impedância acústica também mostrou ser um bom identificador das litologias presentes no reservatório. A utilização conjunta dos parâmetros elásticos com as propriedades do reservatório demonstrou ser muito eficiente na interpretação e caracterização do reservatório. Todos os modelos empíricos utilizados para a estimativa da velocidade cisalhante apresentaram uma boa correlação com a velocidade cisalhante medida. O modelo de Castagna *et al.* (1985) modificado teve uma redução do erro relativo em cerca de 9% após a calibração e o modelo de Xu e White (1995) foi o que melhor conseguiu representar os valores da razão V_p/V_s na zona do reservatório.

Palavras chave: perfis geofísicos, modelos de velocidade cisalhante, propriedades petrofísicas, parâmetros elásticos, Campo de Atlanta.

Abstract

The study site of this work was the Atlanta Field, Santos Basin, Brazil, where data from the well 9-SHEL-19D-RJS data were used. The reservoir of this well is formed by turbiditic sandstones with intercalations of marls, carbonates and shales of the Marambaia Formation, of Paleocene/Pleistocene age. The methodology consisted in the creation of a lithofacies log, reservoir properties estimation, as well as a analysis of the elastic parameters behavior in relation to changes in the reservoir properties and shear wave modelling using different empirical models. The lithofacies log showed a good correlation with the composite log and it was possible to analyze the impact of the variations of the physical properties in the compressional and shear waves. The acoustic impedance also proved to be a good identifier of the lithologies present in the reservoir. The joint use of the elastic parameters with the properties of the reservoir showed a good correlation with the measured shear wave velocity. The Castagna *et al.* (1985) modified model had a relative error reduction of about 9% after calibration and the Xu e White (1995) was the model which best represented the V_p/V_s ratio values in the reservoir zone.

Keywords: geophysical logs, shear wave models, petrophysical properties, elastic parameters, Atlanta Field.

1 Introdução

A interpretação dos perfis geofísicos é uma importante etapa na caracterização de reservatório. As estimativas das propriedades do reservatório a partir dos perfis geofísicos diminuem incertezas e riscos associados ao prospecto de um campo petrolífero.

As propriedades do reservatório, tais como porosidade, volume de argila e saturação são estimadas somente em torno de cada poço. Para extrapolá-las para um volume é necessário compreender como elas afetam os parâmetros elásticos. O parâmetro elástico normalmente avaliado é a impedância acústica, pois este pode ser estimado a partir da inversão de um dado sísmico pós-empilhamento de ondas compressivas, que é o dado sísmico mais comum de ser obtido após o processamento sísmico.

Informações sobre a velocidade cisalhante podem auxiliar na diminuição de ambiguidades quando se utiliza apenas a impedância acústica ou a velocidade compressional para discriminar litologias e fluidos presentes no espaço poroso. As velocidades compressional e cisalhante sofrem efeitos similares quando ocorrem variações na porosidade e volume de argila em uma rocha. Por outro lado, a mudança de fluido no espaço poroso provoca efeitos opostos nestas velocidades, por exemplo, o aumento da saturação de gás em uma rocha tende a diminuir a velocidade compressional e aumentar a velocidade cisalhante uma vez que a densidade total da rocha é alterada. Já o efeito de consolidação da rocha costuma ser mais acentuado na velocidade cisalhante do que na velocidade compressional. Por estes motivos, o uso conjunto desses parâmetros elásticos torna-se uma importante ferramenta na caracterização do meio geológico (AVSETH *et al.*, 2010).

Quando a velocidade cisalhante não está disponível em um poço e se deseja realizar estudos de afastamento (*amplitude versus offset*) ou inversão elástica é necessário modelá-la, para que então a análise de anomalias AVO sejam observadas na sísmica. Para isto, existem diferentes modelos empíricos, tais como: modelo de Castagna *et al.* (1985), Greenberg e Castagna (1992) e Xu e White (1995). Um cuidado especial

que se deve ter é com relação a calibração das constantes empíricas desses modelos para a área em estudo, pois as constantes encontradas na literatura foram obtidas a partir de dados de regiões específicas e, normalmente, não condizem com outras regiões, principalmente quando há certas peculiaridades regionais como, por exemplo, uma área com sedimentos pouco consolidados.

Para o desenvolvimento desta pesquisa utilizou-se um poço do Campo de Atlanta da Bacia de Santos, Brasil. O reservatório avaliado é formado por arenitos turbidíticos inconsolidados com intercalações de margas e folhelhos da Formação Marambaia, Idade Paleoceno/Pleistoceno (MOREIRA *et al.*, 2007; CHANG *et al.*, 2008).

A metodologia empregada neste trabalho consistiu, primeiramente, em construir um perfil de litofácies. Para isto utilizou-se os perfis de raios gama, litodensidade e composto. Em seguida, as propriedades dos reservatórios como porosidade, volume de argila e saturação foram estimadas. Depois, realizou-se uma análise do comportamento dos parâmetros elásticos das velocidades compressional e cisalhante e impedância acústica com relação às propriedades dos reservatórios, o que levou a melhor compreensão destas afetando os parâmetros estudados. E, por último, analisou-se diferentes modelos para a estimativa da velocidade cisalhante.

2 Contexto Geológico da Bacia de Santos

A Bacia de Santos encontra-se na costa sudeste do Brasil entre os paralelos 23° e 28° sul e é a maior bacia sedimentar *offshore* do país, com uma extensão de 350.000 km². A Figura 1a mostra a localização da Bacia de Santos em um contexto mais regional. A origem da Bacia de Santos está associada ao processo de separação do Gondwana que deu origem às placas Sul Americana e Africana (HASUI *et al.*, 2012; MARTINELLI *et al.*, 2013). Esta bacia é definida por uma grande depressão, limitada ao norte pelo Alto de Cabo Frio (Bacia de Campos) e ao sul pelo Alto de Florianópolis (Bacia de Pelotas), como pode-se observar na Figura 1b, que também mostra os principais limites e feições fisiográficas, como o platô de São Paulo e a Elevação do Rio Grande.

A Bacia de Santos é composta predominantemente por rochas sedimentares, com presença de rochas ígneas, comprovado pela exploração de hidrocarbonetos (MOREIRA *et al.*, 2007). A exploração na Bacia de Santos teve início da década de 70, mas foi apenas em 1980 com a descoberta de arenitos turbidíticos na Formação Itajaí-Açu no Campo de Merluza, que o sucesso exploratório começou a ser alcançado. Seguiu-se, então, uma série de descobertas de campos de hidrocarbonetos durante as décadas de 80 e 90 e mais recentemente, aos reservatórios do pré-sal, consolidando esta bacia como uma região de extremo potencial exploratório. Isto explica o grande interesse de empresas da área de óleo e gás em consolidar suas atividades exploratórias nesta bacia, e conseqüentemente, ratificando sua importância para a economia do país (CHANG *et al.*, 2008; MARTINELLI *et al.*, 2013). Atualmente, o maior campo produtor da Bacia de Santos é o Campo de Lula, com uma média diária de produção de 426,4 Mbbl/d, e o poço com maior produção está localizado no Campo de Sapinhoá, com um volume médio de 33,1 Mbbl/d (Ministério de Minas e Energia, 2016). Os campos produtores da Bacia de Santos estão representados na Figura 1c, com destaque para o Campo de Atlanta, no polígono rosa (NETO, 2016; COSTA, 2016).

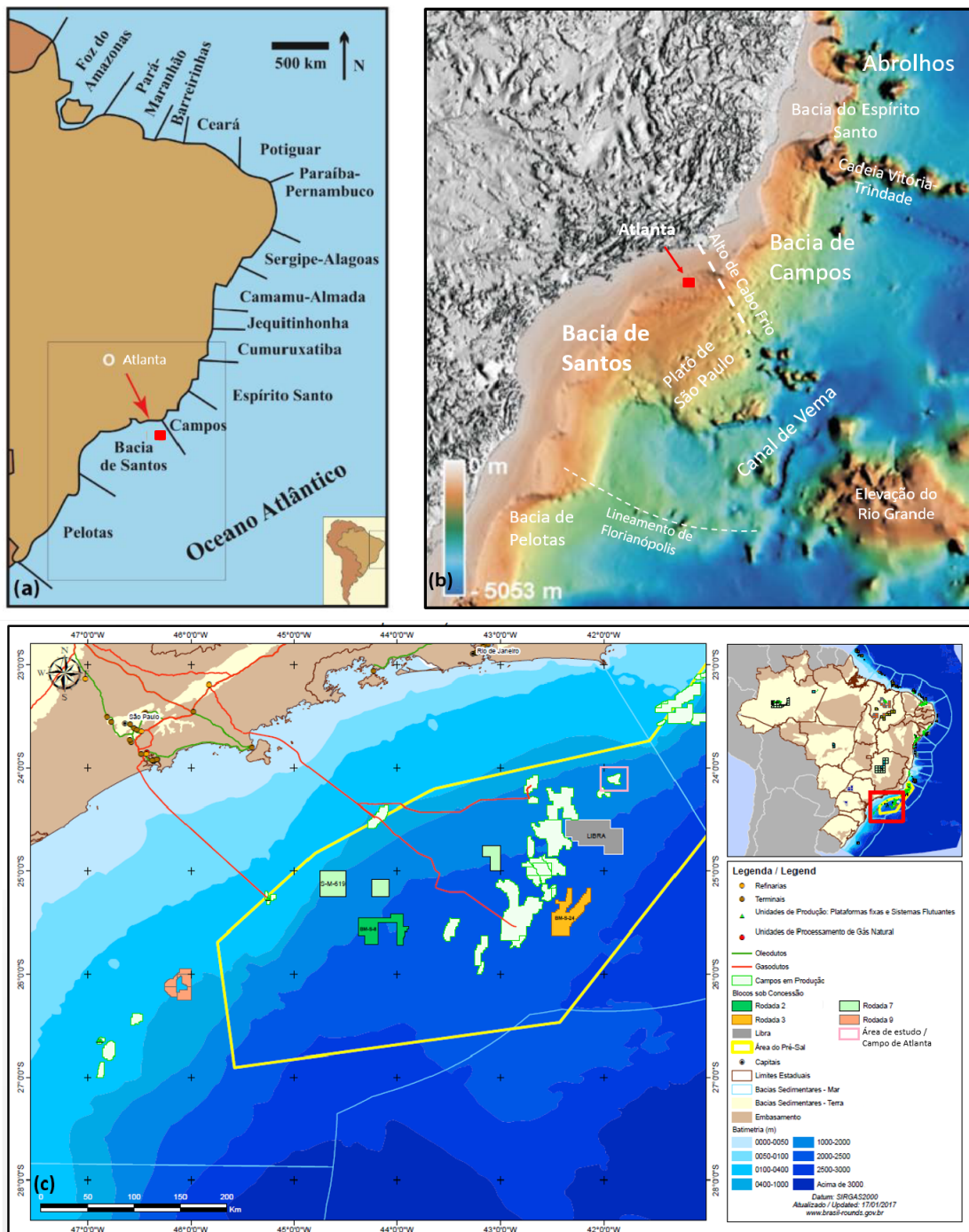


Figura 1: (a) Mapa de localização da Bacia de Santos no contexto da margem continental brasileira. Modificado de Lima (2003); (b) Localização da Bacia de Santos e principais feições fisiográficas. Modificado de Mohriak (2004); (c) Localização dos principais campos de exploração, operações e sistemas instalados na Bacia de Santos, indicados na Legenda. Campo de Atlanta destacado no polígono rosa. Modificado de ANP (2017).

2.1 Evolução tectono-sedimentar da Bacia de Santos

Um dos primeiros estudos mais completos sobre a Bacia de Santos foi realizado por Pereira e Feijó (1994), no qual foi construída uma carta estratigráfica definindo as principais sequências e eventos desta bacia. Em 2007, o arcabouço cronoestratigráfico da bacia foi atualizado por Moreira *et al.* (2007), que a dividiu em três supersequências estratigráficas (Figura 2). No ano seguinte, Chang *et al.* (2008) redescreveram as fases da bacia dividindo-as em: fase rifte, que pode ser subdividida nas fases sin-rifte I e sin-rifte II, fase *sag* e fase de margem passiva.

A evolução da fase rifte da Bacia de Santos está associada aos processos extensionais originados no Gondwana durante o Eocretáceo que deram origem aos continentes Sul Americano e Africano. Estes processos extensionais propiciaram o afinamento litosférico e o preenchimento sedimentar da bacia. A fase sin-rifte I compreende o embasamento cristalino e é caracterizada por um maior estiramento litosférico, produzindo falhas crustais e pequeno soerguimento astenosférico associado (OJEDA, 1982). A parte do embasamento econômico consiste nos derrames basálticos da Formação Camboriú, de idade Neocomiana, associados a separação das placas Sul-Americana e Sul-Africana (CHANG *et al.*, 2008). A fase sin-rifte II é composta pelas Formações Piçarras e Itapema. Esta fase desenvolveu-se com litosfera ligeiramente afinada propiciando o preenchimento sedimentar intracratônico por águas rasas característico de evolução da fase rifte desta bacia durante o Barremiano e Eoaptiano (MOREIRA *et al.*, 2007).

A fase *sag* da bacia, também denominada como fase sin-rifte III, teve como resultado o rompimento litosférico, devido o processo *strain softening* e, assim, o desenvolvimento de uma ampla bacia tipo *sag*. Durante esta fase, os processos extensionais da bacia são reduzidos, observando-se então o início dos processos de subsidência térmica em decorrência do afinamento litosférico (CHANG *et al.*, 2008).

Após a fase sin-rifte III, a restrição de circulação de águas marinhas causadas pela presença de altos vulcânicos (Dorsal de São Paulo), possibilitou o aumento da taxa de evaporação da Bacia de Santos durante o Neoaptiano. Isto foi potencializado durante o período de transição marinha subsequente, o que resultou nos espessos pacotes de sal encontrados na bacia, denominados Formação Ariri (PEREIRA; FEIJÓ, 1994; DEMERCIAN, 1996; MIO *et al.*, 2005; CHANG *et al.*, 2008).

Na fase drifte da bacia (fase de margem passiva) o sistema transicional prevaleceu caracterizado por um sistema deposicional misto com deposição siliciclástica na por-

ção proximal (Formação Florianópolis) e deposição carbonática na distal (Formação Guarujá), seguido de um sistema predominantemente marinho hipersalino, devido à baixa circulação de água no sistema, com pouca diversidade de organismos (MOREIRA *et al.*, 2007; CHANG *et al.*, 2008; CALDAS; ZALAN, 2009).

A plataforma carbonática desenvolvida durante a fase de margem passiva sofreu um processo de subsidência durante o Neo-Albiano, fazendo com que seu sistema deposicional se instalasse em um ambiente marinho profundo. Neste houve a deposição de calcilutitos e, conseqüentemente, maior variedade de organismos compondo seu sistema. O fim da fase transgressiva é determinado a partir da identificação de sedimentos glauconíticos, característicos de ambientes marinhos rasos entre 30m à 550m de profundidad. Acima deste inicia-se um sistema de mar alto. Neste estágio há um aumento de sedimentos terrígenos nas porções proximais e calcilutitos e margas nas porções distais, que permanecem até o Cenomaniano, período em que a plataforma carbonática é extinta (CHANG *et al.*, 2008; MOHRIAK, 2003; CALDAS; ZALAN, 2009).

Um sistema transgressivo datado do Cenomaniano-Turoniano pode ser identificado acima da Formação Itanhaém, que é composta por folhelhos e margas marinhas depositadas durante o Neoalbiano/Cenomaniano, e compreende o pacote pelítico que ocorre entre os sedimentos clásticos da Formação Itajaí-Açu, na qual está presente a principal rocha geradora da fase pós-rifte e os carbonatos da Formação Guarujá (PEREIRA; FEIJÓ, 1994; CHANG *et al.*, 2008; CALDAS; ZALAN, 2009).

A Bacia de Santos alcança sua transgressão máxima durante o Cenomoniano e Turoniano, proporcionando a criação de condições anóxicas na bacia com deposição de folhelhos ricos em matéria orgânica, favorecendo a acumulação de hidrocarbonetos (PEREIRA; FEIJÓ, 1994; CALDAS; ZALAN, 2009). Subseqüente à esta fase transgressiva, desenvolveu-se um sistema de mar alto proporcionando a deposição de folhelhos, siltitos e arenitos finos (Formações Jureia e Itajaí-Açu) e arenitos depositados nas calhas, formadas devido a movimentação do sal do Membro Ilha-Bela (Formação Jureia).

Um evento regressivo associado ao soerguimento da Serra do Mar que está relacionado à deposição de sedimentos areníticos de idade Senoniana se instalou na Bacia de Santos após a fase transgressiva (PEREIRA; FEIJÓ, 1994; HASUI *et al.*, 2012). A seção correspondente aos sedimentos senonianos corresponde a feição pós-sal mais importante da bacia.

O limite Cretáceo/Terciário está associado a queda do nível do mar, identificada por uma discordância regional na Bacia de Santos durante uma regressão forçada. Esta discordância pode ser identificada a partir de perfis sônicos que indicam menores graus de compactação dos sedimentos em relação as unidades do Cretáceo. A Formação Marambaia, que pertence a esta fase, corresponde a seção paleocênica distal, composta por arenitos, folhelhos, margas e carbonatos e quase não há registro para a seção proximal. Na Figura 3 é apresentado um quadro que relaciona as fases evolutivas, grupos e idades geológicas das Formações da Bacia de Santos.

2.2 Sistema petrolífero da Bacia de Santos

Para que um sistema petrolífero seja formado são necessários os seguintes elementos: rocha geradora, rocha reservatório, selante, trapas, migração e sincronismo entre todos estes elementos (MILANI *et al.*, 2000).

Segundo Chang *et al.* (2008), na Bacia de Santos ocorrem dois intervalos principais de geração de hidrocarbonetos, que são encontrados no Grupo Guaratiba, constituída por rochas depositadas em ambientes lacustres salinos durante o estágio final da fase sin-rifte III (Aptiano), e na porção inferior da Formação Itajaí-Açu, depositados em ambiente marinho restrito durante o Cenomaniano/Meso-Turoniano (Figura 3).

A Bacia de Santos possui um *play* do pré-sal com bom potencial gerador de hidrocarbonetos. Este *play* compreende óleos gerados a partir de rochas encontradas em ambientes salinos do Grupo Guaratiba (Aptiano, andar Alagoas) também formadas durante o estágio sin-rifte III, devido ao aumento das taxas de evaporação que propiciaram a formação de um ambiente salino no final do Cretáceo Inferior.

No pré-sal na Bacia de Santos, os reservatórios são encontrados em rochas carbonáticas depositadas em condições marítimas transitórias durante a fase *sag* no Aptiano (Formação Barra Velha), nos reservatórios calcários da Formação Itapema e também em coquinas oriundas de ambientes lacustres no topo da seção rifte II (Figura 3).

No pós-sal na Bacia de Santos, os reservatórios compreendem rochas carbonáticas, mais precisamente calcarenitos oolíticos, depositadas em ambiente marinho raso e correspondem aos campos de Estrela do Mar, Caravela, Cavalo-Marinho e Tubarão e também os reservatórios do Membro Ilha-Bela que são compostos por arenitos turbidíticos intercalados com pelitos de água profunda das Formações Itajaí-Açu e

Marambaia.

Os reservatórios siliciclásticos, objeto de estudo deste trabalho, estão associados aos arenitos do Membro Ilhabela, do Cretáceo Superior e Eoceno. Estes depósitos encontram-se interdigitados com os sedimentos pelíticos da Formação Itajaí-Açu, de modo que sua espessura porosa pode chegar a 100 metros (MOREIRA *et al.*, 2007; CHANG *et al.*, 2008). Os arenitos do Cretáceo Superior e Eoceno estão associados ao Grupo Camburi. A Formação Santos é composta por conglomerados e arenitos líticos avermelhados, intercalados com folhelhos. Já a Formação Jureia, é composta por sedimentos arenosos finos a muito finos e folhelhos.

As rochas selantes no pós-sal são os calcilutitos intercalados com calcarenitos da Formação Guarujá, os calcilutitos e pelitos intercalados da Formação Itanhaém, compostos por pelitos intercalados com os arenitos das Formação Itajaí-Açu, Santos/Jureia e Marambaia.

As trapas encontradas no pós-sal são predominantemente formadas por domos ou diápiros de sal, associadas a movimentação salina durante o período Neo-Albiano até o Oligoceno em ambiente marinho profundo. Já os processos de migração e acumulação que de fato tornam possíveis a existência de um reservatório de hidrocarbonetos estão associados aos evaporitos presentes na bacia gerados na seção sin-rifte. Como descrito por Hasui *et al.* (2012), o sistema de falhas criado durante a fase sin-rifte II possibilitou a migração dos hidrocarbonetos gerados durante a seção rifte, direcionando-os para os altos estruturais. Além disso, a criação de janelas de sal com pequena espessura possibilitou a migração dos hidrocarbonetos para acima da sequência evaporítica, que possui permeabilidade equivalente a zero ($K \equiv 0$).

FASE	GRUPO	FORMAÇÃO	IDADE	DESCRIÇÃO
DRIFTE	Itamambuca	Sepetiba	Pleistoceno	Areias de leques costeiros.
		Iguape	Oligoceno / Plioceno	Calcarenitos e calcirruditos bioclásticos intercalados com argilitos, siltitos e margas de plataforma carbonática com influência de leques aluviais
		Marambaia	Paleoceno / Pleistoceno	Folhelhos e margas intercaladas com arenitos turbidíticos de plataforma distal, talude e bacia com predomínio de siltitos e folhelhos, além de diamictitos e margas.
		Ponta Aguda	Paleoceno / Plioceno	Arenitos avermelhados de leques aluviais, sistemas fluviais e depósitos costeiros.
	Camburi	Juréia	Neo-Cretáceo (Turoniano / Maastrichtiano)	Folhelhos, siltitos, arenitos e calcilitos de ambiente marinho de plataforma.
		Itajai-Açu		Essa seção de clásticos finos e arenitos turbidíticos (Membro Ilhabela)
		Santos		Conglomerados e arenitos líticos avermelhados intercalados com folhelhos e argilas.
	Frade	Itanhaém	Eocretáceo / Neocretáceo	Folhelho cinza-escuro, siltitos e margas cinza-claros, calcilitos e arenitos.
		Florianópolis		Arenitos fino a grossos de cor vermelha e matriz argilosa, folhelhos e siltitos avermelhados micromicáceos de ambientes de leques aluviais.
		Guarujá		Calcarenitos oolíticos e bioclásticos gradando lateralmente para calcilitos.
PÓS-RIFTE	Barra Velha	Ariri	Eo-Cretáceo (Neo-Aptiano)	Suíte evaporítica neo-Alagoas. Espessos pacotes de halita branca associados a anidrita branca, calcilitos, folhelhos e margas em ambiente marinho restrito com formação de <i>sahbkas</i> .
		Barra Velha	Eo-Cretáceo (Meso-Aptiano/ Neo-Aptiano)	Ambiente transicional, entre continental e marinho raso, com deposição de calcários microbiais, estromatólitos e laminitos nas porções proximais e folhelhos nas porções distais.
RIFTE	Guaratiba	Itapema	Eo-Cretáceo (Neo-Barremiano a Eo-Aptiano)	Intercalações de calcirruditos e folhelhos escuros ricos em matéria orgânica nas porções mais distais e, conglomerados e arenitos de leques aluviais nas fácies proximais.
		Piçarras	Eo-Cretáceo (Barremiano)	Leques aluviais com conglomerados e arenitos polimíticos constituído de fragmentos de basalto, quartzo, feldspato, nas porções proximais, e por arenitos, siltitos e folhelhos de composição talcoe-stevensítica nas porções lacustres.
		Camboriú	Eo-Cretáceo (Hauteriviano / Barremiano)	Derrames basálticos sotopostos aos sedimentos de quase toda bacia. São basaltos verde-escuro e cinza-escuro, holocristalino, de granulação fina e textura ofítica.

Figura 3: Descrição das unidades estratigráficas da Bacia de Santos. Modificado de Pereira e Feijó (1994), Moreira *et al.* (2007), Mohriak *et al.* (2008).

2.3 Campo de Atlanta, Bacia de Santos

O Campo de Atlanta está localizado a 185km da costa do Rio de Janeiro, a uma profundidade de 1.550m de lâmina d'água e extensão de aproximadamente 115.92km² (Figura 4). A atividade exploratória deste campo teve início em 1998. Em 1999, as empresas Shell e Chevron tornaram-se concessionárias do campo, sendo a Shell a empresa operadora. O poço descobridor deste campo foi perfurado em 2003 e cobriu uma espessura de 100 metros de arenitos turbidíticos contendo óleo. Em 2012, a empresa Queiroz Galvão Exploração e Produção S.A tornou-se a concessionária dos campos de Atlanta e Oliva com 30% de participação, tendo como sócias as empresas, OGX Petróleo e Gás S.A. com 40% de participação (atual Ogpar) e a Barra Energia do Brasil Petróleo e Gás Ltda com 30% de participação.

A produção inicial do Campo de Atlanta se dará através de um sistema de produção antecipada (SPA) com 3 poços produtores. A capacidade de produção líquida está prevista para 35.000 bbl/dia e a de gás natural 230.000 m³/d, podendo chegar a uma produção líquida de 100.000 bbl/dia e 800.000 m³/dia de gás natural, quando o sistema definitivo for implementado. Este sistema consiste em uma FPSO interligada aos 12 poços horizontais produtores do Campo de Atlanta (ANP, 2016).

O início das atividades exploratórias que estava previsto para início em 2016 e término apenas em 2033 foi adiado para 2017 pela empresa operadora Queiroz Galvão, devido a algumas mudanças de engenharia da plataforma. A previsão de produção pela empresa é de 20 mil bbl/d considerando a produção de dois poços horizontais produtores e podendo ser aumentada para 30 mil bbl/d com um terceiro poço, até então não perfurado.

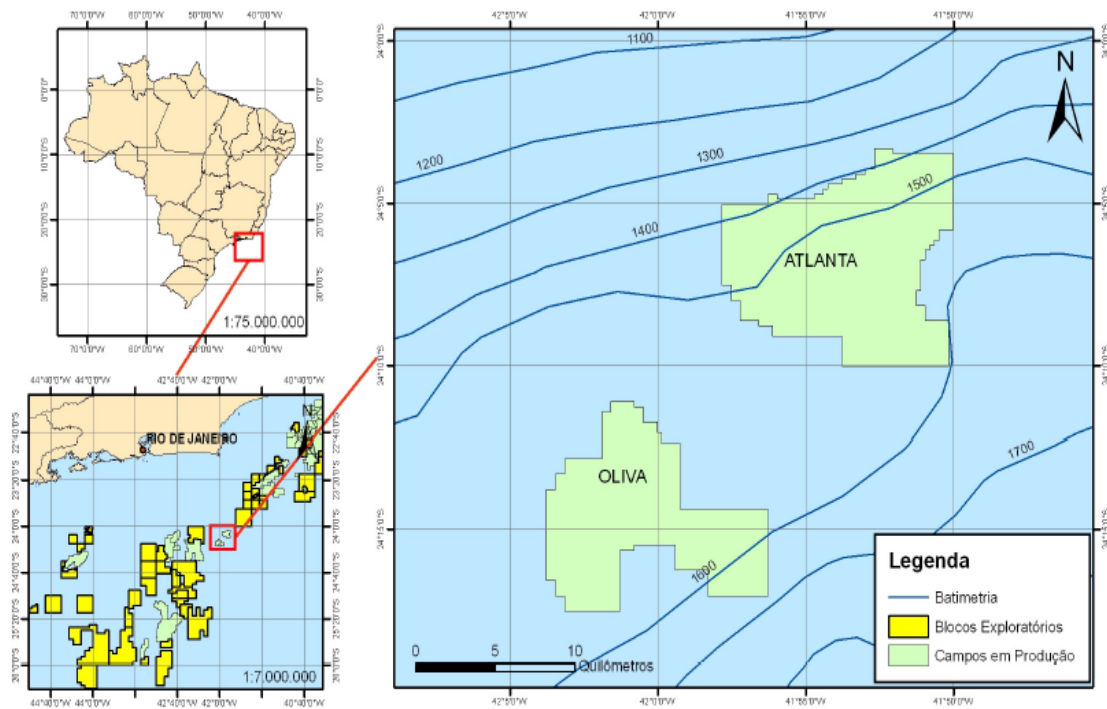


Figura 4: Mapa de Localização do Campo de Atlanta na Bacia de Santos. Fonte: ANP (2016).

Os reservatórios do Campo de Atlanta são constituídos por arenitos turbidíticos inconsolidados da Formação Marambaia (Membro Maresias) e estão situados entre de 2.400m à 3.000m de profundidade (QGEP, 2013). As rochas sedimentares desta formação são areias permo-porosas bem selecionadas, associadas a fluxos turbidíticos em ambientes marinho de talude e bacia. A boa seleção dos sedimentos foi possível devido a uma diminuição do gradiente de mergulho da superfície deposicional, nos quais os sedimentos turbidíticos não se encontravam nos cânions existentes na região e formavam feições lobadas.

3 Perfis geofísicos

Este capítulo contém uma breve descrição dos perfis geofísicos utilizados na análise petrofísica realizada neste trabalho. Propriedades físicas das rochas que podem ser estimadas a partir dos perfis geofísicos e os fatores que influenciam suas leituras também são discutidos.

3.1 Perfil de raios gama (RG)

O perfil de raios gama mede a radioatividade natural presente nas rochas, sendo influenciado principalmente pela presença de Potássio (K^{40}), Urânio (U^{235}) e Tório (Th^{232}). Normalmente, este perfil é medido em grau API (*American Petroleum Institute*), que consiste em uma normalização para as medições dos níveis de radioatividade de unidades contendo elementos radioativos (ASQUITH; GIBSON, 1982). Estes elementos, geralmente, ficam adsorvidos na estrutura superficial das argilas, fazendo com que este perfil seja um bom indicador de argilosidade nas formações.

Rochas areníticas e carbonáticas com baixos teores de argila têm baixas leituras no perfil de RG. No entanto, rochas que possuem altas concentrações de feldspato potássico, micas, glauconita ou águas com altos teores de urânio irão apresentar altas leituras no perfil, que não estarão associadas ao volume de argila na formação, levando a erros de interpretação e ambiguidade em casos que a geologia local não é bem conhecida.

Uma das formas de obter o volume de argila é usando a seguinte equação:

$$IGR = \frac{GR_{lido} - GR_{min}}{GR_{max} - GR_{min}}, \quad (3.1)$$

no qual IGR corresponde ao índice de raios gama e, em alguns casos, é considerado igual ao volume de argila (V_{shale}); GR_{lido} é a curva de raios gama medida no poço, GR_{min} o valor mínimo de raios gama mínimo para um intervalo analisado sem conteúdo de argila, correspondendo portanto aos arenitos ou carbonatos, GR_{max} cor-

responde ao maior índice de raios gama (ASQUITH; GIBSON, 1982).

Existem também fatores capazes de afetar a leitura do perfil de RG, dificultando a diferenciação entre zonas de folhelhos e não-folhelhos em um determinado poço. Alguns desses fatores estão associados ao equipamento utilizado como, por exemplo, o tipo de detector de radiação usado pode não identificar alguns raios gama que atravessam o contador, diminuindo assim a precisão da leitura na formação. Outro fator é o conhecimento da variação estatística do decaimento do tempo de meia-vida do elemento radioativo, que mesmo quando conhecido é difícil fazer uma estimativa de quantos átomos se desintegram durante a leitura. Vale ressaltar que apesar do efeito relacionado às variações estatísticas possa ser reduzido realizando-se contagens menos espessadas, nenhuma ferramenta geofísica pode permanecer parada muito tempo dentro do poço. Há também fatores relacionados aos efeitos do poço, ou seja, quando um material pesado (reboco) está localizado entre o detector e a parede do poço reduz a intensidade registrada no perfil (NERY, 2013).

3.2 Perfil sônico (DT)

A medição do perfil sônico é realizada por intermédio de um ou mais transmissores de pulsos sonoros muito curtos e de alta amplitude que se propagam pelas camadas até serem captados por receptores. As primeiras ondas mecânicas a serem gravadas pelos receptores são as ondas compressoriais, seguido das ondas cisalhante, Rayleigh e Stoneley e, por último, tem-se a chegada de uma onda de pressão que percorre a coluna de lama do poço. Originalmente, as ferramentas usadas para obtenção das velocidades utilizavam fontes monopolo capazes de produzir ondas compressoriais e cisalhantes na formação. No entanto, as ondas cisalhantes geradas não eram registradas em todos os tipos de formações, principalmente naquelas com baixos valores de propagação de onda (CHEN, 1988). Esta limitação foi corrigida com a disposição de uma fonte dipolar capaz de gerar ondas cisalhantes e flexurais ao longo do poço. A Figura 5 mostra uma ferramenta *Dipole Shear Sonic Imager* (DSI) que possui uma configuração com duas fontes dipolares ortogonais, cada uma com seu arranjo de receptores dipolares capazes de medir a vagarosidade cisalhante no plano perpendicular ao poço.

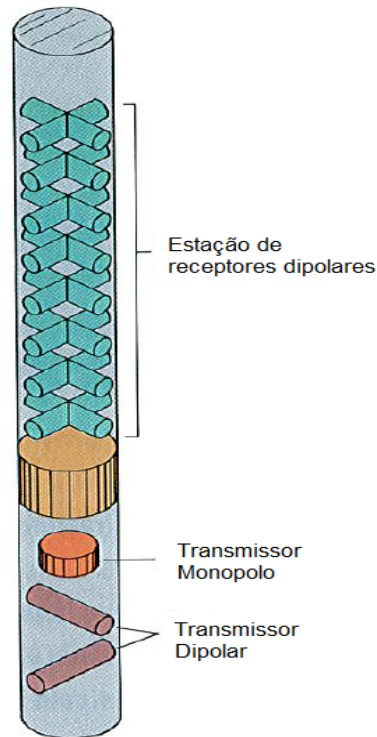


Figura 5: Desenho esquemático de um *Dipole Sonic Imager* (DSI). Modificado de Schlumberger (1990).

Para o cálculo da porosidade a partir do perfil sônico é necessário ter em mente que o intervalo de tempo com que uma onda compressional percorre um intervalo depende da litologia, porosidade e do tipo de fluido presente no espaço poroso. Desta forma, torna-se necessário conhecer as velocidades compressionais da matriz da rocha e do fluido. Com estas informações é possível estimar a porosidade sônica ($\phi_{sônica}$) (WYLLIE *et al.*, 1958):

$$\phi_{sônica} = \frac{\Delta t_{log} - \Delta t_{ma}}{\Delta t_f - \Delta t_{ma}}, \quad (3.2)$$

no qual Δt_{ma} é o tempo de trânsito da onda compressional ao se propagar na matriz, Δt_{log} é o tempo de trânsito da onda compressional medido e Δt_f o tempo de trânsito da onda ao percorrer o fluido.

A Equação 3.2 é aplicada no cálculo da porosidade intergranular de arenitos ou carbonatos consolidados. Em regiões mal consolidadas, um fator de compactação C_p é utilizado para contabilizar para este efeito:

$$\phi_{sônica} = \left(\frac{\Delta t_{log} - \Delta t_{ma}}{\Delta t_f - \Delta t_{ma}} \right) \times \frac{1}{C_p}, \quad (3.3)$$

no qual o fator de compactação pode ser calculado como:

$$C_p = \frac{\Delta t_{sh} \times C}{100}, \quad (3.4)$$

sendo Δt_{sh} o tempo de trânsito da onda compressional para o folhelho adjacente e C uma constante, a qual normalmente atribui-se o valor 1.0 para arenitos (ASQUITH *et al.*, 2004).

Outro efeito que pode alterar o tempo de trânsito da onda compressional e, conseqüentemente, afetar a leitura de seu perfil sônico, por exemplo, é a presença de hidrocarbonetos, ou seja, o intervalo Δt de uma formação varia devido a diferença dos tempos de trânsito dos fluidos (há um ligeiro aumento para camadas com óleo e grande aumento para camadas com gás, quando comparado com a água). Com isto, na presença de hidrocarbonetos o valor de porosidade pode ser erroneamente interpretado como um aumento de porosidade, o que pode não condizer com a realidade (ASQUITH *et al.*, 2004). Hilchie (1978) estudou algumas correções de porosidade para estes efeitos causado pela presença de gás e óleo e definiu as seguintes relações de correção:

$$\phi = \phi_{sônica} \times 0.7 (\text{gás}), \quad (3.5)$$

e:

$$\phi = \phi_{sônica} \times 0.9 (\text{óleo}). \quad (3.6)$$

Segundo Wyllie *et al.* (1958), outro fator capaz de alterar as leituras Δt do perfil sônico é a presença de argila. O tempo de trânsito da onda compressional aumenta na presença de argilas, devido à maior quantidade de água intersticial dessa camada, quando comparada a camada sem argila. Nestes casos são necessárias correções a partir de modelos que utilizam as porosidades total e efetiva. Além disso, a leitura também pode ser afetada em poços desmoronados ou muito rugosos e pelo não acionamento dos detectores em zonas de gás, zonas de fraturas ou com altíssimas porosidades (NERY, 2013).

3.3 Perfil de densidade (RHOB)

O perfil de densidade emite partículas de raios gama na formação por meio de espalhamento Compton. O espalhamento dos raios está diretamente relacionado ao

número de elétrons de uma determinada formação e, portanto, a sua densidade (ASQUITH *et al.*, 2004). A densidade de uma formação está relacionada a composição de sua matriz, ou seja, quanto mais densa for uma rocha menor será a intensidade de radiação identificada pelo detector após a emissão do feixe monoenergético. Então, tem-se uma relação inversamente proporcional entre densidade e porosidade medidas em uma determinada formação. A profundidade de investigação desta ferramenta é rasa (NERY, 2013).

Para calcular a porosidade a partir do perfil de densidade é necessário informações sobre a densidade da matriz (ρ_{ma}) e a densidade do fluido presente no espaço poroso (ρ_f). Com estas informações, pode-se utilizar a seguinte relação:

$$\phi_{den} = \frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_f}, \quad (3.7)$$

no qual ϕ_{den} é a porosidade calculada a partir do perfil de densidade e ρ_b a densidade medida pelo perfil.

Segundo Asquith *et al.* (2004), formações com presença de hidrocarbonetos terão um aumento da porosidade estimada pelo perfil de densidade. A presença de óleo não causa grandes efeitos, mas a presença de gás possui efeitos significativos. A presença de argila também afeta as leituras do perfil de densidade, devido ao excesso de água que tende a diminuir os valores de densidade e, conseqüentemente, a porosidade é subestimada.

3.4 Perfil neutrônico (NPHI)

O perfil neutrônico tem como característica medir o índice de hidrogênio da formação, a partir de um bombardeio de nêutrons que possuem algumas substâncias radioativas como, por exemplo, berílio e plutônio. Os nêutrons colidem com os núcleos do material da rocha na formação, sendo registrados apenas os nêutrons que colidem com átomos de hidrogênio e acarretam em uma perda de energia significativa durante a colisão, devido ao número semelhante de massa atômica.

Como os maiores índices de hidrogênio em uma determinada camada correspondem aos fluidos presentes no espaço poroso, o perfil neutrônico está diretamente associado à porosidade (ASQUITH *et al.*, 2004). A porosidade efetiva ϕ_{Ne} pode ser calculada a partir do perfil neutrônico de acordo com a seguinte relação:

$$\phi_N = \phi_{Ne}^2 S_w + \phi_{Ne}(1 - S_w)\phi_{Nh} + V_{sh}\phi_{Nsh} + (1 - V_{sh} - \phi_e)\phi_{Ni}, \quad (3.8)$$

no qual ϕ_N é a porosidade lida pela ferramenta, S_w é o valor de saturação da água, ϕ_{Nh} a leitura da ferramenta na zona de hidrocarbonetos, ϕ_{Nsh} a leitura da ferramenta na zona de folhelhos, V_{sh} o volume de argila calculado e ϕ_{Ni} a leitura no arenito.

Na presença de gás, ϕ_N terá um valor subestimado, devido uma menor quantidade de hidrogênio quando comparado a água e óleo. Já em zonas com maior argilosidade possuem um maior teor de água, resultando em uma maior porosidade neutrônica, efeito contrário do observado na presença de gás.

3.5 Combinação dos perfis de densidade e neutrônico

A combinação do perfil de densidade e neutrônico é uma ferramenta útil para a estimativa da porosidade. Ao associar estes dois perfis é possível compensar os efeitos de gás e de argila, pois enquanto o perfil neutrônico subestima a porosidade na presença de gás e superestima na presença de argila, no perfil de densidade ocorre o oposto. A porosidade estimada usando a combinação dos perfis de densidade e neutrônico pode ser obtida como:

$$\phi_{N,D} \approx \sqrt{\frac{\phi_N^2 + \phi_D^2}{2}}, \quad (3.9)$$

no qual $\phi_{N,D}$ é a porosidade nêutron-densidade, ϕ_N é a porosidade neutrônica e ϕ_D a porosidade estimada pelo perfil de densidade.

3.6 Perfil de litodensidade (PEF)

Segundo Glover (2014), o perfil de litodensidade (ou fator fotoelétrico, PEF) é uma importante ferramenta como indicador de litologia. Este perfil costuma ser muito mais preciso que o perfil de raios gama, devido a menor atenuação por efeitos do reboco do poço e menor espaçamento existente entre os detectores, reduzindo as variações estatísticas das medições. O perfil de litodensidade é sensível à composição química das rochas, atribuindo altos valores de PEF para altas densidades. Este perfil é capaz de dar uma assinatura eficaz para classificar determinados tipos de rocha como carbonatos, arenitos e evaporitos, que são litologias difíceis de serem diferenciadas

utilizando somente o perfil de raios gama.

O índice de absorção fotoelétrica (P_e) se relaciona primeiramente com a litologia das formações e, em segundo lugar, com a porosidade e os fluidos. Isto se deve à absorção fotoelétrica que provê um parâmetro independente do número atômico da formação, intensificando a capacidade de identificação de litologias (GLOVER, 2014). Segundo Glover (2014), os valores de P_e e U comumente das rochas são baixos em comparação àqueles da matriz e portanto, irrelevantes. A exceção está na presença de salmoura, que possui um alto valor P_e . A Figura 6 mostra a influência que porosidades com valores de até 35% possui na calcita, quartzo e dolomita. De acordo com Nery (2013), os valores mais comuns são: 5.084 para a calcita, 3.142 para a dolomita, 1.806 para a sílica, 0.807 para salmoura, 0.119 para óleo e 0.125 para folhelhos. Estes valores podem ser obtidos a partir da relação:

$$P_e = \frac{Z^{3,6}}{10}, \quad (3.10)$$

no qual Z é o número atômico.

O perfil de litodensidade é primordialmente controlado pelo número atômico da formação, sendo possível inferir que quanto maior o número atômico Z , maior será o valor P_e associado. Em um gráfico, picos isolados de índices fotoelétricos podem estar associados à deposição de metais pesados, enquanto que uma curva contínua pode indicar a presença de rochas metamórficas.

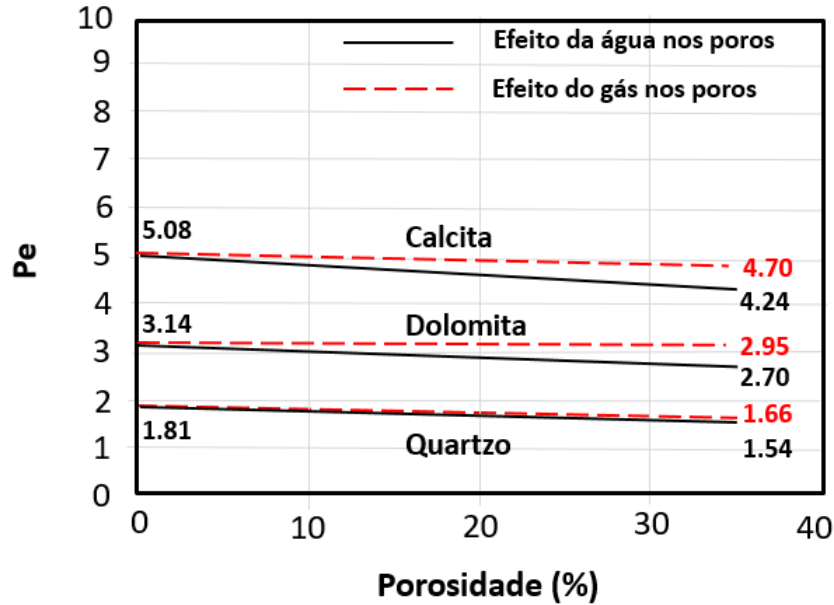


Figura 6: Efeito do gás e da água na porosidade com relação ao fator fotoelétrico da calcita, dolomita e quartzo. Modificado de Glover (2014).

3.7 Perfis de resistividade

Os perfis de resistividade são capazes de identificar os tipos de fluidos presentes no espaço poroso e também são indicadores de zonas permeáveis e não-permeáveis. A resistividade de formação pode ser obtida por indução ou medição usando eletrodos. Os perfis de indução devem ser utilizados em lamas de perfuração base óleo, enquanto os perfis que usam eletrodos devem ser utilizados em lamas de perfuração base água. Na presença de hidrocarbonetos, a resistividade medida será mais alta que quando a rocha está saturada com água salgada.

O cálculo da saturação é de extrema importância para a investigação de hidrocarbonetos em um possível reservatório, devido o fato que reservatórios contendo óleo ou gás, a resistividade da formação depende tanto da porosidade quanto da sua saturação. Uma forma muito utilizada para obter a saturação é utilizando a fórmula de Archie 3.11:

$$S_w = \left(\frac{a R_w}{\phi^m R_t} \right)^{\frac{1}{n}}, \quad (3.11)$$

no qual S_w é a saturação da água, R_w a resistividade medida da água, R_t a resistividade profunda da formação, a o fator de compactação, m o fator de cimentação e n o expoente de saturação. Os valores típicos associados aos arenitos limpos e os

carbonatos são apresentados na Tabela 1.

Tabela 1: Valores típicos para arenitos limpos e carbonatos. Modificado de Kearey *et al.* (2009).

Tipos de Rochas	a	m	n
Arenitos Limpos	0,6 - 1,0	2,0	2,0
Carbonáticas	1,0	1,8 - 2,6	1,5 - 2,2

O método é amplamente utilizado quando os arenitos presentes na formação não contêm partículas de argila. Em regiões com presença de argila, há um aumento na quantidade de íons presentes na superfície dos grãos de argila, tornando a aplicação da saturação por Archie inadequada. É importante frisar que os valores de resistividade profunda devem ser corrigidos para efeitos de invasão tanto nos perfis de indução quanto nos perfis de eletrodos, a fim de obter valores mais precisos da resistividade de formação.

4 *Importância das velocidades compressional e cisalhante*

Neste capítulo são analisados parâmetros elásticos em conjunto com propriedades petrofísicas utilizada na caracterização de reservatórios. Também são apresentados modelos para a estimativa da velocidade cisalhante.

Na propagação da onda sísmica compressional, a direção de propagação das partículas em movimento é sempre na direção de propagação da onda. A velocidade da onda compressional está relacionada com a densidade do meio em que se propaga da seguinte forma:

$$V_p = \sqrt{\frac{K + \frac{4}{3}\mu}{\rho}} = \sqrt{\frac{\frac{E}{\rho}(1 - \sigma)}{(1 - 2\sigma)(1 + \sigma)}} = \sqrt{\frac{\lambda + 2\mu}{\rho}}, \quad (4.1)$$

no qual V_p corresponde a velocidade compressional, E o módulo de Young, σ o coeficiente de Poisson, λ a constante de Lamé, μ ao módulo de rigidez e ρ a massa específica (densidade) da rocha. Quanto à propagação da onda cisalhante, a movimentação das partículas ocorre perpendicularmente à direção de propagação da onda. A velocidade cisalhante pode ser calculada usando a seguinte relação:

$$V_s = \sqrt{\frac{\mu}{\rho}} = \sqrt{\frac{E}{\rho} \frac{1}{2(1 + \sigma)}}, \quad (4.2)$$

no qual V_s corresponde a velocidade cisalhante.

4.1 **Fatores que afetam a velocidade compressional e cisalhante**

As velocidades compressional e cisalhante dependem da densidade e das propriedades elásticas de um determinado material. As Equações 4.1 e 4.2 mostram que as velocidades são inversamente proporcionais à raiz quadrada da densidade do meio

em que se propagam. No entanto, geralmente as velocidades sísmicas serão maiores em rochas mais densas, pois o módulo bulk, K , e o módulo cisalhante, μ , aumentam mais rapidamente que a densidade.

A Figura 7 mostra os valores das velocidades compressional e cisalhante para um conjunto de dados de arenitos com diferentes valores de porosidade (4-40%), pressão efetiva (5-50 MPa), volume de argila (0-50%) e saturados com água ou gás (AVSETH *et al.*, 2010). Podemos notar que o aumento de porosidade (ϕ), do volume de argila e da pressão de poro causam os mesmos efeitos nas velocidades compressional e cisalhante, ou seja, uma diminuição das velocidades. Por outro lado, quando ocorre uma mudança de saturação de gás para água, a velocidade compressional aumenta e a velocidade cisalhante diminui. Estes comportamentos são interessantes para caracterizar quais são os efeitos que estão provocando alterações nas velocidades.

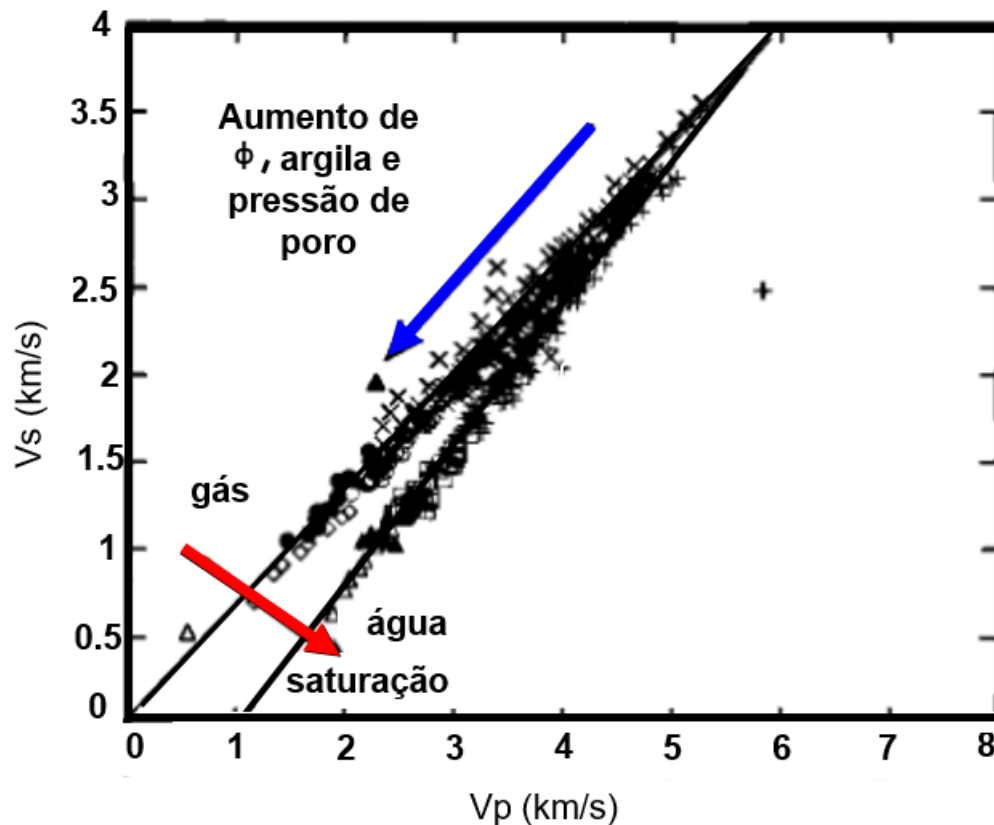


Figura 7: Gráfico V_p versus V_s para arenitos saturados com água e com gás, com porosidades entre 4-40%, pressão efetiva entre 5-50 MPa e fração de argila entre 0-50%. A seta azul indica a direção do aumento da porosidade, da argila e da pressão de poro. O efeito da variação da saturação (seta vermelha) é perpendicular aos demais efeitos. Modificado de Avseth *et al.* (2010).

A relação entre V_p e V_s depende de fatores como matriz, porosidade, volume de argila, grau de compactação, geometria dos poros, pressão e fluido presente no espaço poroso (LEE, 2003). Um modo de visualizar a variação da razão V_p/V_s é relacionando as Equações 4.1 e 4.2:

$$\frac{V_p}{V_s} = \sqrt{\frac{\lambda + 2\mu}{\mu}} = \sqrt{\frac{k + \frac{4}{3}\mu}{\mu}} = \sqrt{\frac{1 - \sigma}{\frac{1}{2} - \sigma}}. \quad (4.3)$$

Pickett *et al.* (1963) utilizaram dados de diferentes litologias com porosidades entre 2% a 25%. Nestes dados, cada litologia tinha uma tendência bem definida para as vagarosidades cisalhante, $1/V_s$, e compressional, $1/V_p$, em relação aos seus valores de porosidade e pressão efetiva, o que possibilitou uma boa classificação das litologias. A Figura 8 mostra estas relações para as diferentes litologias. Os dados referentes aos calcários e dolomitos possuem uma baixa variação na razão V_p/V_s enquanto que os arenitos possuem a razão V_p/V_s , em torno de 1.6 para baixas porosidades e 1.75 para altas porosidades sob condição de baixa pressão.

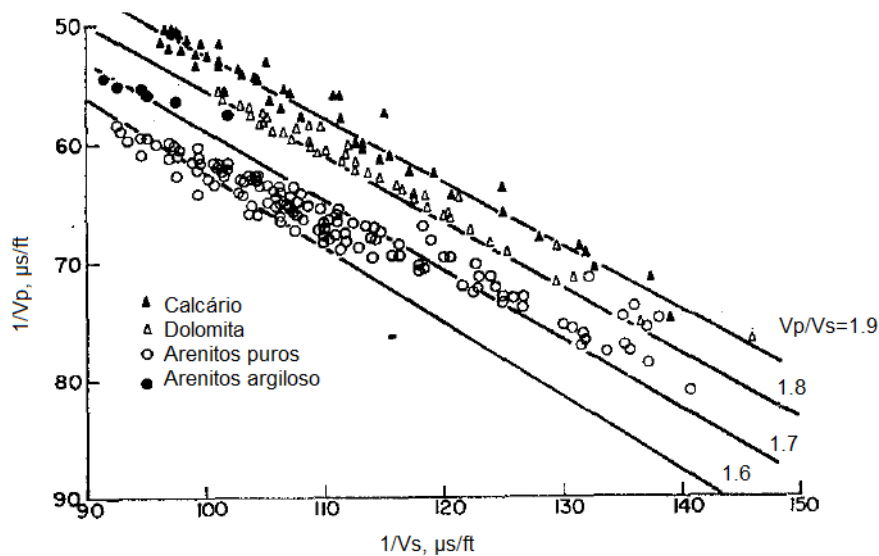


Figura 8: Medições laboratoriais da vagarosidade cisalhante ($1/V_s$) versus vagarosidade compressional ($1/V_p$). Modificado de Pickett *et al.* (1963).

A utilização em conjunto das velocidades compressional e cisalhante e da porosidade muitas vezes é capaz de reduzir a ambiguidade associada a interpretação quando comparado com somente a utilização da impedância acústica, I_p , produto da velocidade compressional, V_p , pela densidade, ρ_d , conforme descrita na equação a seguir:

$$I_p = V_p \cdot \rho_d. \quad (4.4)$$

Avseth *et al.* (2010) elaboraram alguns *templates* relacionando a razão V_p/V_s com valores de impedância acústica em função da litologia, porosidade e saturações de água e gás para reservatórios siliciclásticos. Na Figura 9 é mostrado os modelos de física de rocha para folhelhos e arenitos. Neste *template* também é analisado as variações da razão V_p/V_s e impedância acústica para diferentes cenários nos arenitos. O aumento da argilosidade (1) é acompanhado por um aumento da razão V_p/V_s e diminuição da impedância acústica. O aumento do volume de cimento (2) ocorre com a diminuição da razão V_p/V_s e aumento da impedância acústica. O aumento da porosidade (3) e diminuição da pressão efetiva (4) possuem aumento da razão V_p/V_s relacionado à diminuição da impedância acústica, enquanto que o aumento da saturação de gás (5) foi o único que provocou a diminuição tanto da razão V_p/V_s quanto da impedância acústica.

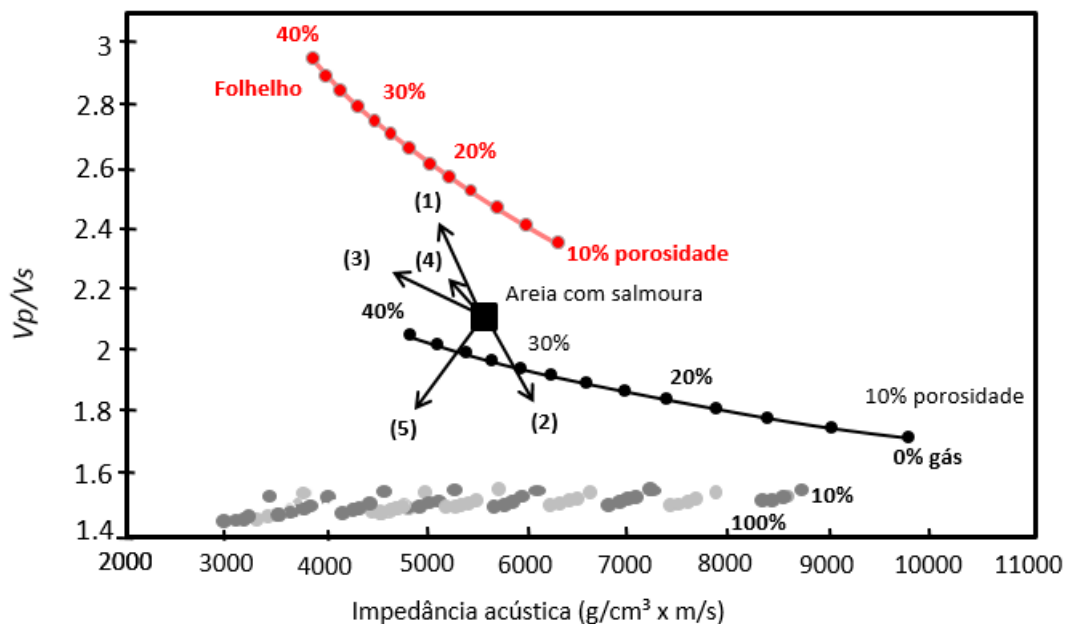


Figura 9: *Template* de física de rochas apresentado como um *crossplot* de V_p/V_s vs. Impedância acústica, incluindo modelos condicionados a pressão, mineralogia, porosidade crítica e propriedades de fluidos. O *template* inclui tendências de porosidade para diferentes litologias e aumento de saturação de gás por areias (assumindo uma saturação uniforme). As setas pretas indicam tendências conceitualmente geológicas: (1) aumento da argilosidade, (2) aumento do volume de cimento, (3), aumento da porosidade, (4) diminuição da pressão efetiva e (5) aumento da saturação de gás. Modificado de Avseth *et al.* (2010).

Avseth *et al.* (2010) associaram a razão V_p/V_s e a impedância acústica em dados *offshore* do Mar do Norte (Figura 10). As litologias identificadas foram folhelhos A e B, arenitos saturados com água e com gás. Nos dados de arenitos saturados com gás nota-se baixos valores da razão V_p/V_s e da impedância acústica.

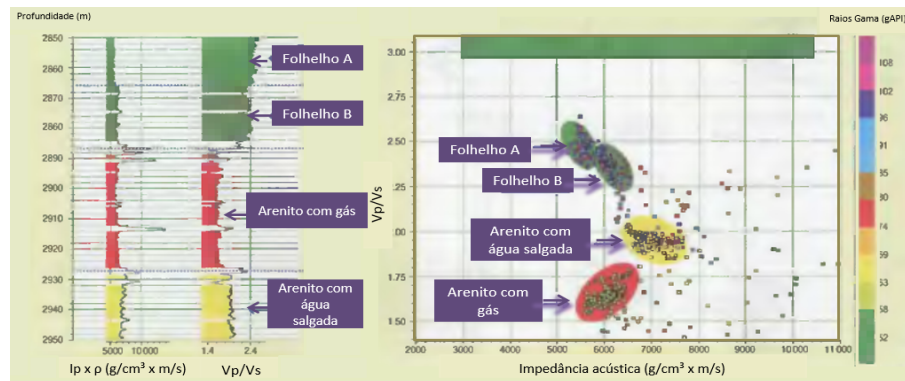


Figura 10: Perfis de impedância acústica e V_p/V_s (esquerda) e *crossplot* da impedância acústica *versus* razão V_p/V_s (direita). Os perfis estão coloridos com base na classificação de fácies nos dados do Mar do Norte. Modificado de Avseth *et al.* (2010).

A Figura 11 mostra os mesmos dados da Figura 10, com as linhas de tendência apresentadas na Figura 9 para folhelhos e arenitos. A linha pontilhada branca superior representa a linha de tendência dos folhelhos, enquanto que a linha pontilhada preta representa a linha de tendência dos arenitos saturados com água. A linha representando o aumento da saturação de gás nos arenitos também é mostrada nessa figura. Observa-se que as duas zonas associadas aos folhelhos caem sobre a linha de tendência do folhelho, porém com diferentes valores de porosidades. A presença de argila nos arenitos saturados com salmoura faz com que sua posição esteja um pouco acima de sua linha de tendência. Já o posicionamento dos dados referentes aos arenitos saturados com gás indicam que a porosidade na área varia entre 20% a 25% e possuem baixa concentração de argila.

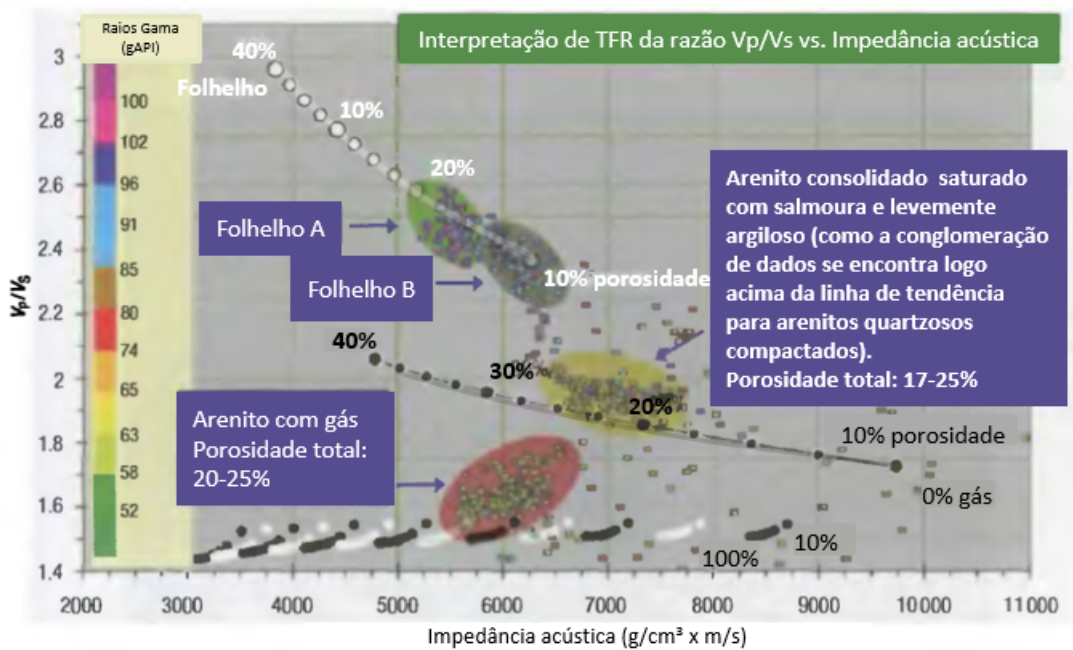


Figura 11: *Crossplot* da impedância acústica *versus* razão V_p/V_s , com as tendências teóricas de física de rochas dos folhelhos e arenitos limpos saturados com salmoura. Estas tendências são inseridas em função da porosidade total. Os efeitos de diferentes saturações de gás são adicionados abaixo da linha de tendência do arenito saturado com salmoura. As cores são baseadas no perfil de raios gama. Área: Mar do Norte e águas rasas da Noruega. Modificado de Avseth *et al.* (2010).

Outro meio de reduzir a ambiguidade na caracterização de reservatórios é utilizando os parâmetros de Lamé λ e μ . Estes parâmetros, quando combinados com a densidade ρ e a impedância acústica possibilitam uma melhor identificação dos fluidos presentes no espaço poroso. Os parâmetros de Lamé podem ser obtidos como:

$$\lambda = V_p^2 \rho - V_s^2 \rho, \quad (4.5)$$

e:

$$\mu = V_s^2 \rho. \quad (4.6)$$

A associação dos parâmetros $\lambda \rho$ e $\mu \rho$ pode permitir uma melhor interpretação para diferenciar litologias do que quando se utiliza velocidades compressional e cisalhante e impedância acústica (GOODWAY, 2001). Em reservatórios com gás, $\lambda \rho$ terá uma diminuição assim como a porosidade, o que pode potencializar a ambiguidade para a

interpretação. Deste modo, como μ não sofre grandes variações com a saturação de fluido, a análise das variações $\lambda\rho$ e $\mu\rho$ pode ajudar a distinguir se esta diminuição foi causada pela variação da porosidade ou da saturação.

A Figura 12 mostra uma melhor separação dos dados quando os parâmetros de Lamé foram utilizados. Fica difícil distinguir o folhelho dos arenitos saturado com água, óleo, e gás com base apenas nas impedâncias acústicas e cisalhantes. No gráfico da direita, percebe-se que os parâmetros $\lambda\rho$ e $\mu\rho$ possibilitaram uma melhor discriminação de litologias e tipos de fluidos, separando bem os folhelhos e os arenitos saturados com diferentes fluidos, o que demonstra o grande potencial deste *template*.

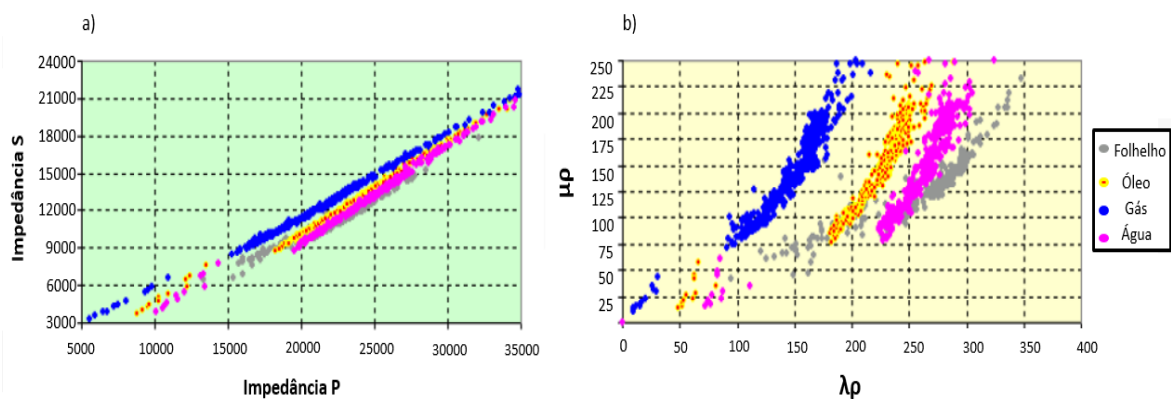


Figura 12: Análise dos parâmetros elásticos para folhelhos e arenitos saturados com diferentes fluidos usando a) impedância acústica *versus* impedância cisalhante e b) usando $\lambda\rho$ *versus* $\mu\rho$. Modificado de Goodway *et al.* (2007).

4.2 Equações de Gassmann

As equações de Gassmann (GASSMANN, 1951) são frequentemente utilizadas para análise das configurações de reservatórios por meio do método de substituição de fluidos, relacionando os módulos elásticos das rochas às suas propriedades físicas e os tipos de fluidos presentes nos espaços porosos.

Para a aplicação das equações de Gassmann, assume-se que a rocha é macroscopicamente homogênea e isotrópica, todos os poros são interconectados e preenchidos com fluidos sem atritos, o sistema fluido rocha é fechado e seus fluidos não interagem com a matriz da rocha. Também é necessário utilizar as propriedades dos fluidos adequadas. As fórmulas empíricas de Batzle e Wang (1992), que descrevem a

dependência experimental das propriedades do gás, óleo e salmoura, de acordo com a temperatura, composição e pressão, são normalmente utilizadas.

As equações e os passos para a utilização das equações de Gassmann são:

1. Extrair os módulos bulk, $K^{(1)}$, e cisalhante, $\mu^{(1)}$, a partir das velocidades compressional, $V_p^{(1)}$ e cisalhante, $V_s^{(1)}$, e densidade, $\rho^{(1)}$, iniciais correspondente a uma rocha saturada com um fluido inicial:

$$K^{(1)} = \rho \left((V_p^{(1)})^2 - \frac{4}{3} (V_s^{(1)})^2 \right), \quad (4.7)$$

$$\mu^{(1)} = \rho (V_s^{(1)})^2. \quad (4.8)$$

2. Aplicar a relação de Gassmann para calcular o módulo de bulk da rocha saturada com o novo fluido, $K^{(2)}$:

$$\frac{K_{sat}^{(2)}}{K_{mineral} - K_{sat}^{(2)}} - \frac{K_{fluido}^{(2)}}{\phi (K_{mineral} - K_{fluido}^{(2)})} = \frac{K^{(1)}}{K_{mineral} - K_{sat}^{(1)}} - \frac{K_{fluido}^{(1)}}{\phi (K_{mineral} - K_{fluido}^{(1)})}. \quad (4.9)$$

3. O módulo cisalhante para a rocha saturada com o fluido inicial e após a saturação com o novo fluido não se altera:

$$\mu^{(2)} = \mu^{(1)}. \quad (4.10)$$

4. Deve-se corrigir o valor da densidade para o novo fluido, $\rho^{(2)}$:

$$\rho^{(2)} = \rho^{(1)} + \phi (\rho^{(2)} - \rho^{(1)}), \quad (4.11)$$

5. E recalculer as velocidades compressional e cisalhante para a rocha saturada com o fluido 2:

$$V_p^{(2)} = \sqrt{\frac{K_{sat}^{(2)} + (4/3) \mu_{sat}^{(2)}}{\rho^{(2)}}}, \quad (4.12)$$

$$V_s^{(2)} = \sqrt{\frac{\mu_{sat}^{(2)}}{\rho^{(2)}}}. \quad (4.13)$$

4.3 Modelos para estimativa da velocidade da onda cisalhante

Na ausência da velocidade cisalhante medida a partir de dados de perfil ou testemunhos, torna-se necessário sua modelagem usando modelos empíricos, tais como:

Castagna *et al.* (1985), Greenberg e Castagna (1992), Kuster e Toksöz (1974) e Xu e White (1995).

4.3.1 Modelo de Castagna *et al.* (1985)

Castagna *et al.* (1985) obtiveram relações empíricas entre as velocidades compressional e cisalhante para diferentes litologias usando medições em testemunhos. A relação entre as velocidades compressional e cisalhante para arenito saturado com água encontrada foi:

$$V_s = 0.8621V_p - 1.1724 \text{ (km/s)}. \quad (4.14)$$

Este modelo considera que as velocidades cisalhantes e compressionais aumentam linearmente à medida que a saturação de água e o teor de quartzo aumentam. A relação de Castagna *et al.* (1985) é chamada de *mudrock line* e juntamente com a relação linear dada por Han *et al.* (1986) prevê baixos valores de V_s , devido seus melhores ajustes as amostras com maior teor de argilosidade, conforme descrito na Figura 13. A razão V_p/V_s apresentou valores próximos de 2.0 para os arenitos saturados com água, 1.7 para arenitos com gás e para arenitos secos foi encontrado o valor de 1.5.

Nur *et al.* (1984) estimaram valores da razão V_p/V_s próximos de 1.5 para arenitos inconsolidados e maiores valores para arenitos saturados com água. Para arenitos saturados com óleo pesado, diferentemente do esperado para óleos leves, os valores obtidos foram próximos de 2, devido ao fato de que ambos os módulo bulk e cisalhante aumentam durante a saturação. Quando a litologia não é bem conhecida, as linhas de tendência obtidas por Han *et al.* (1986) e Castagna e Backus (1993) fornecem uma boa estimativa para as razões V_p/V_s .

A Figura 13 mostra dados de arenitos e folhelhos compilados por Castagna e Backus (1993), aos quais foram impostas as seguintes relações: $V_s = 0.8621V_p - 1.1724 \text{ (km/s)}$ de Castagna *et al.* (1985)), $V_s = 0.8042V_p - 0.8559 \text{ (km/s)}$ de Castagna e Backus (1993)) e $V_s = 0.7936V_p - 0.7868 \text{ (km/s)}$ de Han *et al.* (1986).

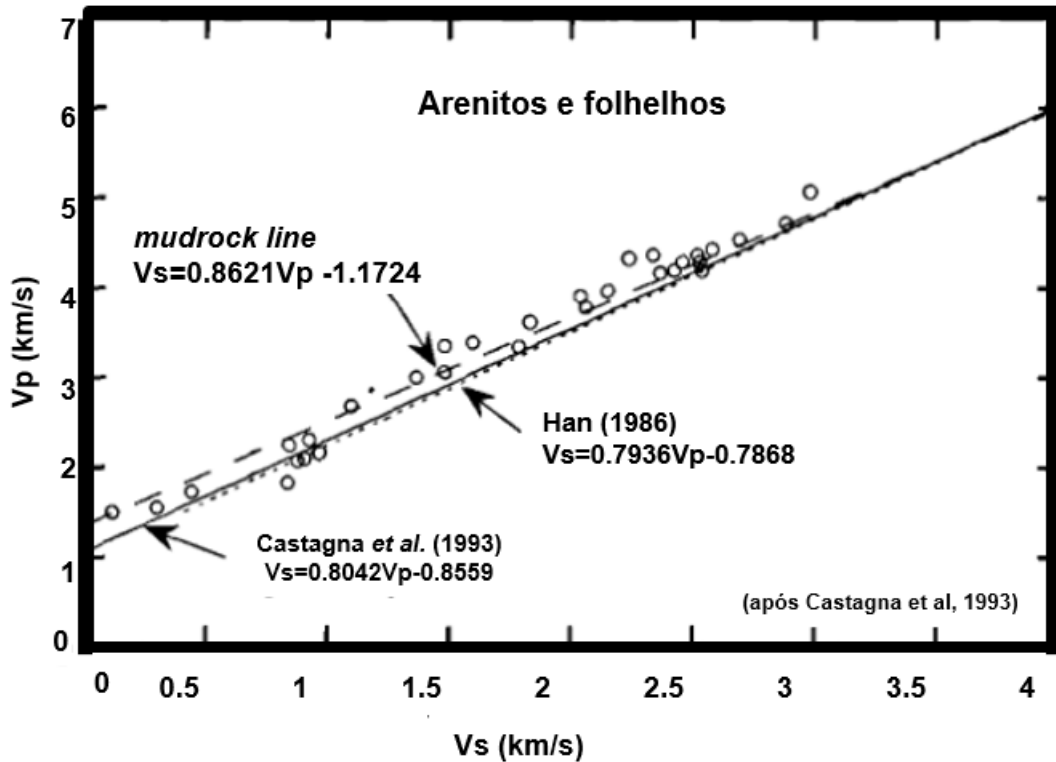


Figura 13: Gráfico V_p versus V_s para folhelhos saturados com água aos quais foram impostas 3 relações empíricas. Dados compilado por Castagna e Backus (1993). Modificado de Castagna e Backus (1993).

Castagna e Backus (1993) compilaram uma série de dados ultrassônicos de V_p e V_s para carbonatos saturados por água, a fim de estabelecer uma relação entre as velocidades. Como comparação, utilizaram as relações estabelecidas por Pickett *et al.* (1963) $V_s = V_p/1.9$ (km/s) e por Castagna e Backus (1993) $V_s = 0.055V_p^2 + 1.10168V_p - 1.0305$ (km/s), conforme mostrado na Figura 14. A relação de Pickett *et al.* (1963) tem melhor ajuste para maiores velocidades, porém os dados não possuem um comportamento linear e tendem para o ponto associado à água ($V_p = 1.5$ km/s e $V_s = 0$).

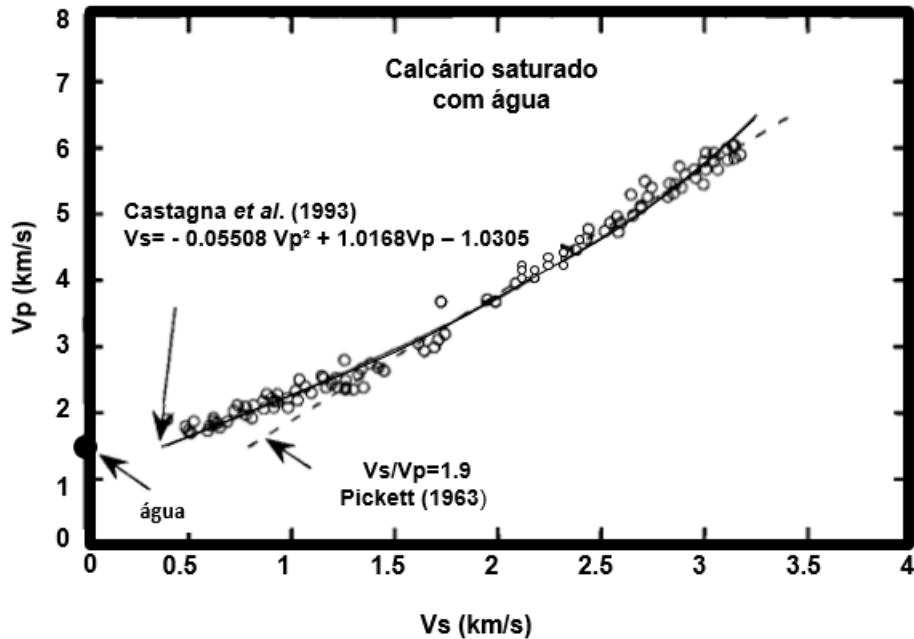


Figura 14: Gráfico V_s versus V_p para calcários saturados com água, com duas linhas de tendência impostas. Dados compilados por Castagna e Backus (1993). Modificado de Castagna e Backus (1993).

4.3.2 Modelo de Greenberg e Castagna (1992)

O modelo de Greenberg e Castagna (1992) busca estimar a velocidade cisalhante em rochas sedimentares quando as informações das propriedades dos constituintes das rochas e saturação estão disponíveis. O método correlaciona as relações empíricas entre V_p e V_s com as equações de Gassman (GREENBERG; CASTAGNA, 1992).

As velocidades cisalhantes e a velocidade compressional em rochas monominerálicas saturadas com salmoura podem ser relacionadas polinomialmente da seguinte forma (CASTAGNA *et al.*, 1993):

$$V_{s1i} = \sum_{j=0}^{N_i} (a_{ij} V_{p1i}^j), \quad (4.15)$$

no qual a_{ij} são os coeficientes do polinômio e n_{ij} o grau do polinômio. Partindo deste princípio, a velocidade cisalhante em um meio monominerálico saturado por salmoura pode ser aproximado pela média das séries harmônicas e aritméticas de seus constituintes:

$$V_{sC} = 0,5 \left(\left\{ \sum_{i=0}^L X_i \sum_{j=0}^{Ni} a_{ij} \right\} + \left\{ \sum_{i=0}^L X_i \left[\sum_{j=0}^{Ni} a_{ij} V_{pC}^i \right]^{-1} \right\}^{-1} \right), \quad (4.16)$$

ou seja:

$$V_{sC} = 0,5 \left(\sum_{i=1}^{Nm} X_i V_{s1i} + \sum_{i=1}^{Nm} \frac{X_i}{V_{s1i}} \right), \quad (4.17)$$

no qual X_i é a fração de cada mineral na rocha e N_m o número de minerais na rocha. Os autores sugerem que para uma rocha de composição homogênea com velocidade compressional V_{pC} , a porosidade pode ser subdividida em N_m partes de modo que:

$$V_{p11} \sim V_{p12} \sim \dots \sim V_{p1Nm} \sim V_{p1C}, \quad (4.18)$$

no qual V_{1C} é a velocidade compressional na rocha saturada por salmoura. Esta aproximação torna-se cada vez mais precisa à medida que a porosidade da rocha aumenta ou à medida que a velocidade compressional de cada constituinte da rocha se aproxima da velocidade compressional da rocha composta.

Greenberg e Castagna (1992) calcularam os coeficientes para algumas litologias monominerálicas a partir da seguinte relação:

$$V_s = a_{i2} V_p^2 + a_{i1} V_p + a_{i0}. \quad (4.19)$$

Os valores encontrados de a_{i0} , a_{i1} e a_{i2} para arenito, calcário, dolomita e folhelho são mostrados na Tabela 2.

Tabela 2: Coeficientes para litologias monominerálicas. Fonte: Greenberg e Castagna (1992).

Litologia	a_{i2}	a_{i1}	a_{i0}
Arenito	0	0,80416	- 0,85588
Calcário	- 0,0558	1,01677	-1,03049
Dolomita	0	0,58321	- 0,07775
Folhelho	0	0,76969	- 0,86735

Para calcular a velocidade cisalhante em meios saturados por outros fluidos os seguintes passos são utilizados:

1. Estimar um valor inicial para a velocidade compressional para a rocha 100% saturada, $V_{p100\%}$;

2. Calcular o valor da velocidade cisalhante para a rocha 100% saturada com salmoura utilizando uma regressão empírica (Equação 4.17);
3. Os valores obtidos nos passos 1 e 2 são substituídos na Equação de Gassman, a fim de obter a velocidade cisalhante final.

4.3.3 Modelo de Kuster e Toksöz (1974)

O trabalho desenvolvido por Kuster e Toksöz (1974) baseou-se na obtenção de expressões para as velocidades compressional e cisalhante a partir da teoria de espalhamento de primeira ordem para grandes comprimentos de onda. Os resultados dos módulos de incompressibilidade, K_{KT} , e cisalhamento, μ_{KT} , foram obtidos considerando-se inclusões de esferóides elipsoidais e esféricos, descrito conforme as seguintes equações:

$$K_{KT} - K_m = \frac{(3K_{KT} + 4\mu_m)}{(3K_m + 4\mu_m)} \sum_{i=1}^N x_i \left(\frac{K_i - K_m}{3} \right) P_i, \quad (4.20)$$

e:

$$\mu_{KT} - \mu_m = \frac{6\mu_{KT}(K_m + 2\mu_m) + \mu_m(9K_m + 8\mu_m)}{5\mu_m(3K_m + 4\mu_m)} \sum_{i=1}^N X_i \frac{(\mu_i - \mu_m)}{5} Q_i, \quad (4.21)$$

nos quais K_i e μ_i são, respectivamente, os módulos de incompressibilidade e cisalhamento das inclusões; P_i e Q_i são valores escalares que dependem da razão de aspecto de poro α das inclusões e estão descritos no Apêndice A.

Kuster e Toksöz (1974) mostraram que a concentração, forma e as propriedades das inclusões podem afetar as velocidades compressional e cisalhante da rocha em um valor de mais de 10%. Além disso, os cálculos também mostraram que a mudança da velocidade cisalhante nas rochas secas e saturadas é muito relevante, enquanto na velocidade compressional as mudanças são menores para as mesmas condições.

As Equações de Kuster e Toksöz são aplicáveis somente para baixas porosidades. Uma alternativa para contornar isso é utilizar o método de meio efetivo diferencial (DEM) (BERRYMAN, 1992), a fim de ir aumentando a porosidade da rocha gradualmente. Esse método utiliza as seguintes equações:

$$K^*(\phi + d\phi) = K^*(\phi) + (K_2 - K^*(\phi)) P^{(*2)} \frac{d\phi}{(1 - \phi)}, \quad (4.22)$$

e:

$$\mu^*(\phi + d\phi) = \mu^*(\phi) + (\mu_2 - \mu^*(\phi)) Q^{(*2)} \frac{d\phi}{(1 - \phi)}, \quad (4.23)$$

no qual $K^*(0) = K_1$ são os módulos de incompressibilidade e $\mu^*(0) = \mu_1$ o módulo cisalhante da matriz na fase inicial; K_2 e μ_2 são os módulos da fase incremental, P e Q são os fatores geométricos da inclusão e $d\phi$ é o incremento infinitesimal da porosidade.

4.3.4 Modelo de Xu e White (1995)

Xu e White (1995) elaboraram um modelo baseado nas Equações de Kuster-Toksöz (KUSTER; TOKSÖZ, 1974), nas equações diferenciais de DEM (BERRYMAN, 1992) e nas Equações de Gassmann (GASSMANN, 1951). Neste modelo, primeiro calcula-se os módulos elásticos médios dos constituintes da rocha, utilizando, por exemplo, uma média ponderada pelo volume de cada constituinte. Em seguida, os poros da rocha são incluídos no modelo levando em consideração a razão de aspecto de poro, através das equações de Kuster e Toksöz (1974) e, para isto, utiliza-se as equações diferenciais do meio efetivo. Por último, adiciona-se o fluido no espaço poroso utilizando as equações de Gassmann. A Figura 15 mostra o desenho esquemático destes passos.

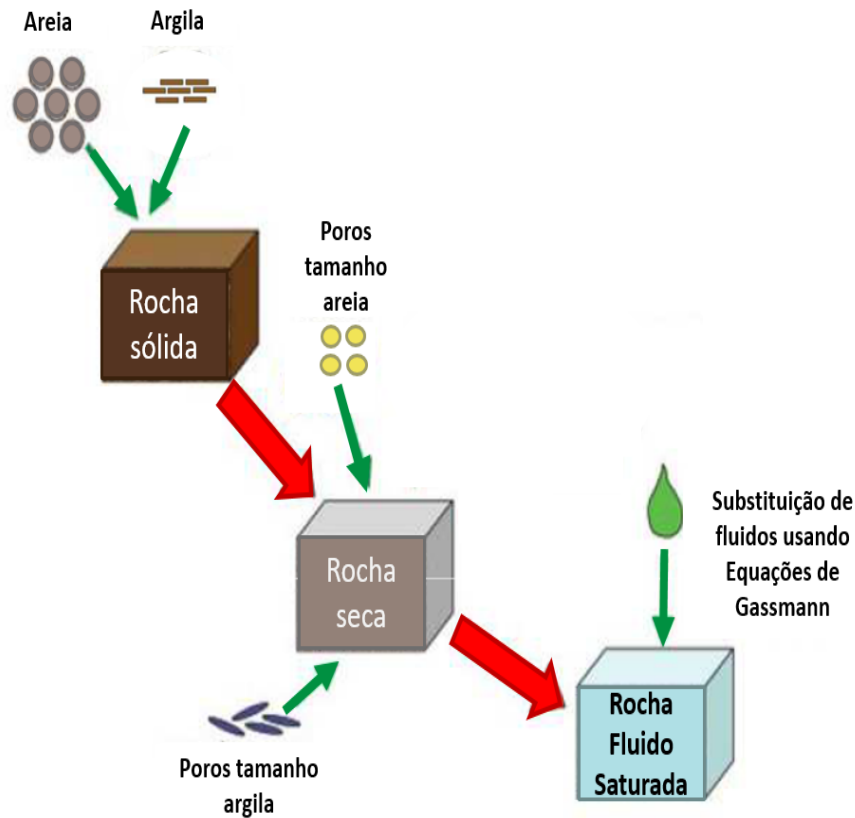


Figura 15: Diagrama do modelo de inclusão de física de rocha para rochas siliciclásticas. Modificado de Xu e Payne (2009).

A base teórica deste modelo está no princípio de que as dimensões entre os aspectos de poro para grãos nas frações areia e argila são diferentes e, portanto, capazes de influenciar significativamente nos parâmetros elásticos. O espaço poroso associado a mistura areia ϕ_s e argilas ϕ_c é:

$$\phi = \phi_s + \phi_c. \quad (4.24)$$

Como o volume de argila pode ser obtido utilizando o perfil de raios gama, utiliza-se as seguinte relações:

$$\phi_s = (1 - \phi - V_{sh}) \left(\frac{\phi}{1 - \phi} \right), \quad (4.25)$$

$$\phi_c = V_{sh} \left(\frac{\phi}{1 - \phi} \right), \quad (4.26)$$

no qual ϕ é a porosidade total e V_{sh} é o volume de argila .

5 Metodologia

A metodologia utilizada neste trabalho foi dividida nas seguintes etapas: levantamento bibliográfico sobre a Bacia de Santos; seleção, carregamento e controle de qualidade de um poço no Campo de Atlanta; criação do perfil de litofácies baseado nos perfis composto, raios gama e de litodensidade; cálculos do volume de argila, porosidade e saturação no intervalo de interesse; análise petrofísica e modelagem do perfil de velocidade cisalhante. A Figura 16 mostra o fluxograma da metodologia utilizado neste trabalho.

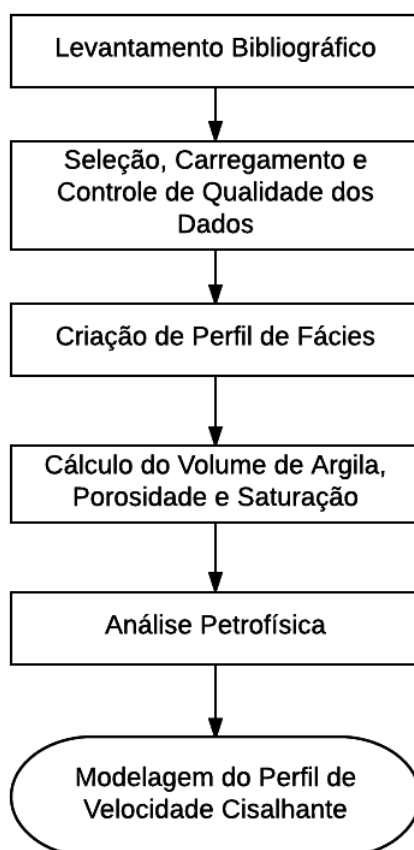


Figura 16: Fluxograma das principais etapas realizadas no desenvolvimento desta pesquisa.

5.1 Seleção, carregamento e controle de qualidade dos dados

Para o desenvolvimento dessa pesquisa, foi selecionado o poço 9-SHEL-19D-RJS, por conter todos os perfis necessários para a aplicação da metodologia proposta. Estes perfis são: cáliper, perfil de raio gama (HSGR), resistividade induzida, densidade (RHOZ), nêutron (NPHI), fator fotoelétrico ou litodensidade (PEFZ), sônico (DT) e sônico cisalhante (DTS). Algumas calibrações iniciais como correção de azimute para o desvio do poço nas profundidades em que o desvio era superior a 10° . É importante ressaltar que os parâmetros utilizados nas análises $GR_{máximo}$, $GR_{mínimo}$, ρ_{matriz} , R_w e R_t foram adquiridos a partir da interpretação dos perfis ou pelas informações disponíveis do poço.

5.2 Criação do perfil de litofácies

O perfil de litofácies não estava disponível sendo, portanto, necessário sua criação. Para isto, utilizou-se os perfis de litodensidade (fator fotoelétrico, PEF) e o perfil de raios gama (GR). A combinação destes perfis é útil pois ambos são muito sensíveis a mudanças litológicas.

O perfil de raios gama auxiliou, inicialmente, a distinguir os folhelhos dos arenitos e calcários. A partir disto, utilizou-se o perfil de litodensidade para separar os arenitos dos calcários com base em valores dos fatores fotoelétricos. O perfil composto auxiliou na identificação dessas litologias, servindo como um controle de qualidade da interpretação.

5.3 Cálculo das propriedades petrofísicas

Para realização dos cálculos petrofísicos foi feita uma análise preliminar dos perfis, a fim de separar regiões com características e padrões similares. Em seguida, o cálculo do volume de argila foi realizado baseado em interpretações qualitativas do perfil de raios gama, após traçar a linha de base dos folhelhos e dos arenitos. Isso possibilitou o cálculo do índice de raios gama (Equação 3.1). Para o cálculo do volume de argila, neste trabalho utilizou-se uma estimativa linear na qual $V_{shale} = IGR$.

Após a estimativa do volume de argila, calculou-se a porosidade total e efetiva

do reservatório utilizando o método densidade-nêutron. Como dados de entrada para esta estimativa foram utilizadas as curvas de densidade, nêutron, resistividade, temperatura da formação e o volume de argila previamente calculado.

Após serem calculados os valores para porosidade total e efetiva, utilizou-se o método de Archie, conforme Equação (3.11), para cálculo de saturação. Alguns dados de entrada foram necessários para efetuar o cálculo. As curvas referentes à resistividade da água R_w , resistividade da formação R_t estavam disponíveis, não sendo necessário seus cálculos. Os valores atribuídos a m (fator de cimentação), a (constante empírica), n (coeficiente de saturação) utilizados foram baseados nos valores para arenitos e carbonatos apresentados na Tabela 1.

5.4 Análise de *templates*

As principais análises consistiram na interpretação dos valores da razão V_p/V_s e impedância acústica com relação as mudanças de saturação, porosidade efetiva, volume de argila e profundidade. Estas análises são importantes para compreender o comportamento dos parâmetros elásticos a partir das mudanças das propriedades petrofísicas do reservatório. Com este objetivo, uma análise inicial dos gráficos de porosidade efetiva *versus* as velocidades compressional e cisalhante com base nos valores de saturação e volume de argila foi realizada, a fim de obter os valores dos módulos de incompressibilidade e cisalhante e da densidade da matriz nas zonas interesse.

5.5 Modelagem da velocidade cisalhante

A modelagem da velocidade cisalhante utilizando diferentes modelos foi realizada para verificar sua consistência com os dados reais. Inicialmente, a modelagem da velocidade cisalhante usando o modelo de Castagna *et al.* (1985) foi feita com base nos valores obtidos pelos autores (Equação 4.14). Em seguida, os coeficientes a e b da equação de Castagna *et al.* (1985) foram obtidos por uma regressão linear utilizando os dados de velocidades compressional e cisalhante na região do arenito saturado com água. A seguir, estes coeficientes foram utilizados nos demais modelos (Castagna *et al.* (1985) modificado, Greenberg e Castagna (1992) e Xu e White (1995)) juntamente com os parâmetros elásticos das matrizes das rochas presentes no reservatório para a modelagem da velocidade cisalhante.

Após as estimativas das velocidades cisalhantes utilizando os diferentes modelos, calculou-se também os erros relativos entre os valores medidos e os estimados usando a seguinte equação:

$$Erro_{relativo} = \sum_{i=1}^n \frac{(V_{s_{medido}} - V_{s_{estimado}})}{V_{s_{medido}}} \times 100, \quad (5.1)$$

no qual n corresponde ao número de amostras, $V_{s_{medido}}$ e $V_{s_{estimado}}$ são os valores das velocidades cisalhantes medida e estimada, respectivamente. O cálculo do erro foi realizado na zona do reservatório, na zona do reservatório saturada com óleo e na zona saturada com água.

6 *Resultados e Considerações*

Neste capítulo são apresentados os resultados e considerações obtidas usando a metodologia mostrada no capítulo 5 no poço 9-SHEL-19D-RJS no Campo de Atlanta, Bacia de Santos, Brasil.

6.1 Criação do perfil de fácies e estimativas de V_{sh} , S_W e ϕ

O gráfico relacionando o perfil de raios gama (RG) *versus* o perfil de litodensidade ou fator fotoelétrico (PEF) possibilitou uma boa distinção entre as litologias presentes na zona de interesse (Figura 17). A diferenciação entre os arenitos (pontos amarelos), arenitos argilosos (pontos verde claros) e argilas (pontos verde escuros) foi feita com base nos índices de raios gama (GLOVER, 2014). As margas (pontos vermelho escuros) e calcários (pontos azuis) foram separados com base nos valores mais altos dos fatores fotoelétricos.

A eficácia do gráfico relacionando o perfil de litodensidade (PEF) e o perfil de raios gama pode ser verificada com base na construção do perfil de litofácies (Figura 18). As regiões que indicam a presença de arenitos e margas no perfil composto, mostrado no Apêndice B, são bem correlacionadas com o perfil de raios gama. A zona 1 (2300m à 2387m) foi interpretada como predominantemente composta por margas, devido a alta concentração de argila. Esta interpretação é corroborada com o perfil composto que mostra a presença de marga (composta por terrígenos e carbonatos) em aproximadamente 2365m.

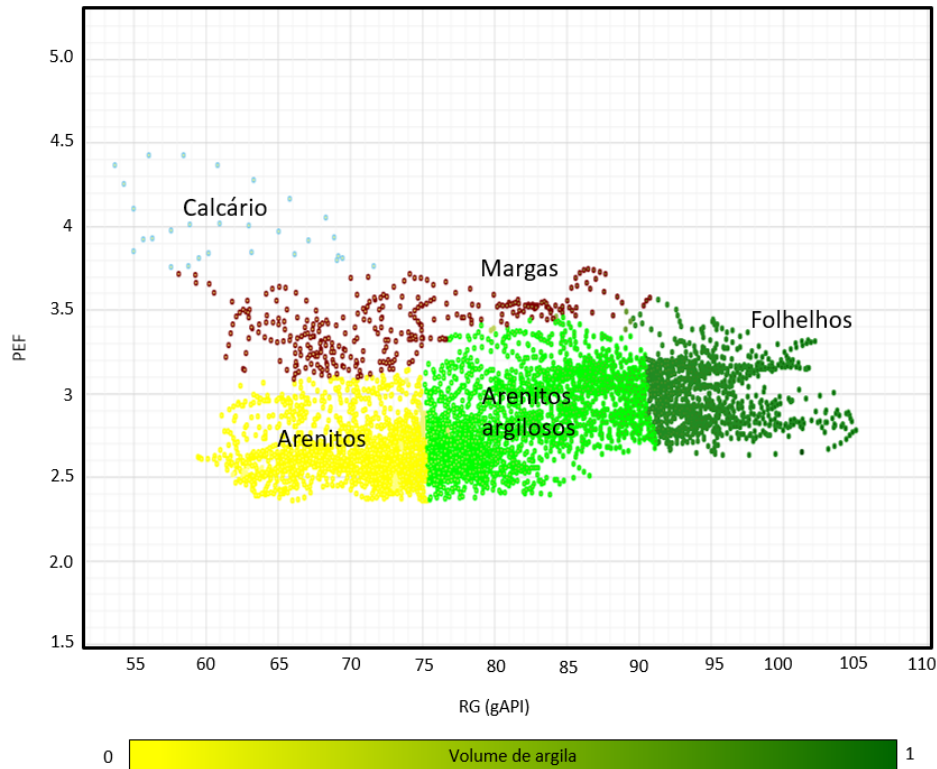


Figura 17: Gráfico do perfil de raios gama *versus* perfil do fator fotoelétrico (PEF). Litologias marcadas pelos pontos amarelos correspondem aos arenitos; pontos verde claros a escuros correspondem a arenitos com baixo a alto conteúdo de argila, respectivamente; pontos azuis correspondem aos calcários e pontos vermelho escuros correspondem a margas.

A zona 2 (2387m à 2575m) é predominantemente formada pelos arenitos, calcários e margas, o que pode ser comprovado no perfil composto. Esta zona foi identificada como zona do reservatório, pois possui um menor conteúdo de argila. Nesta zona também observa-se que a partir de 2535m de profundidade, os valores do perfil de resistividade se tornam muito baixos, sendo identificado como o contato óleo-água, conforme descrito no perfil composto. Com isto, foi possível caracterizar a zona 2 como sendo composta de arenitos saturados com óleo entre 2387m a 2535 m e arenitos saturados com água entre 2535m à 2575m (Figura 19).

A Tabela 3 mostra as profundidades para o topo e para a base das zonas 1 e 2, suas respectivas litologias e os fluidos presentes no espaço poroso da rocha.

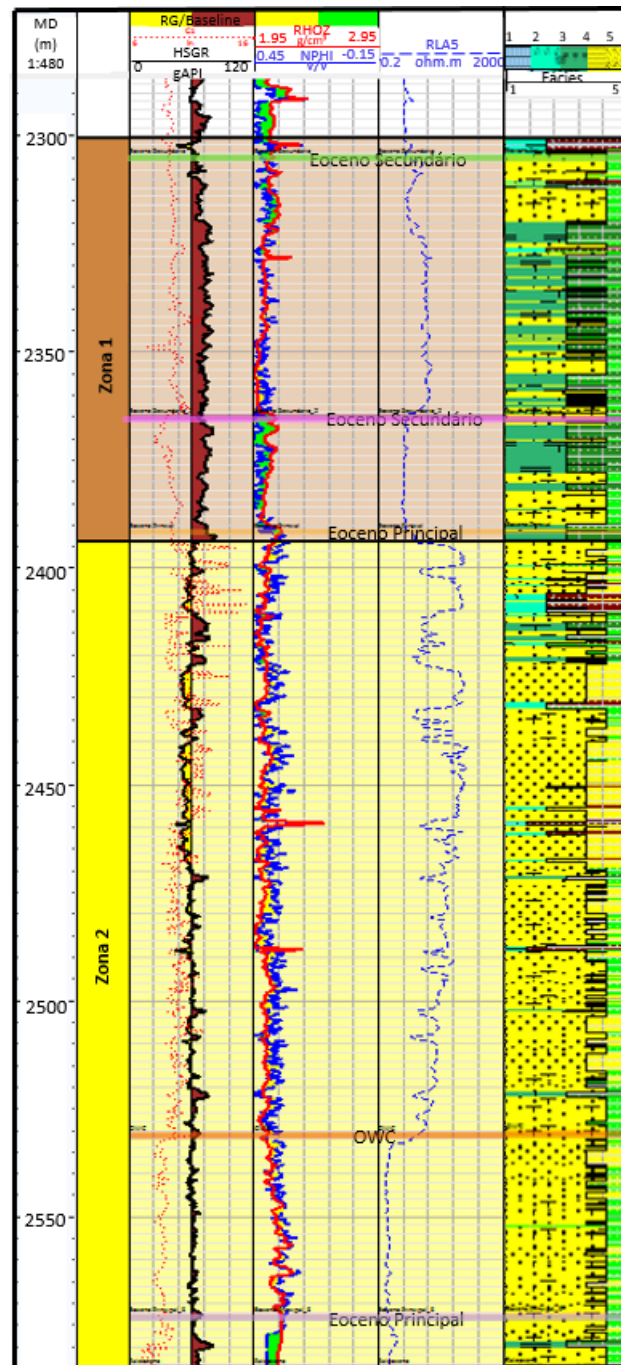


Figura 18: Perfis de raios gama, neutrônico, densidade e resistividade. O perfil de fácies criado com base no gráfico GR versus PEF também é apresentado. As fácies descritas são: 1- calcários; 2- margas; 3 - folhelhos; 4 - arenito argiloso; 5 - arenito.

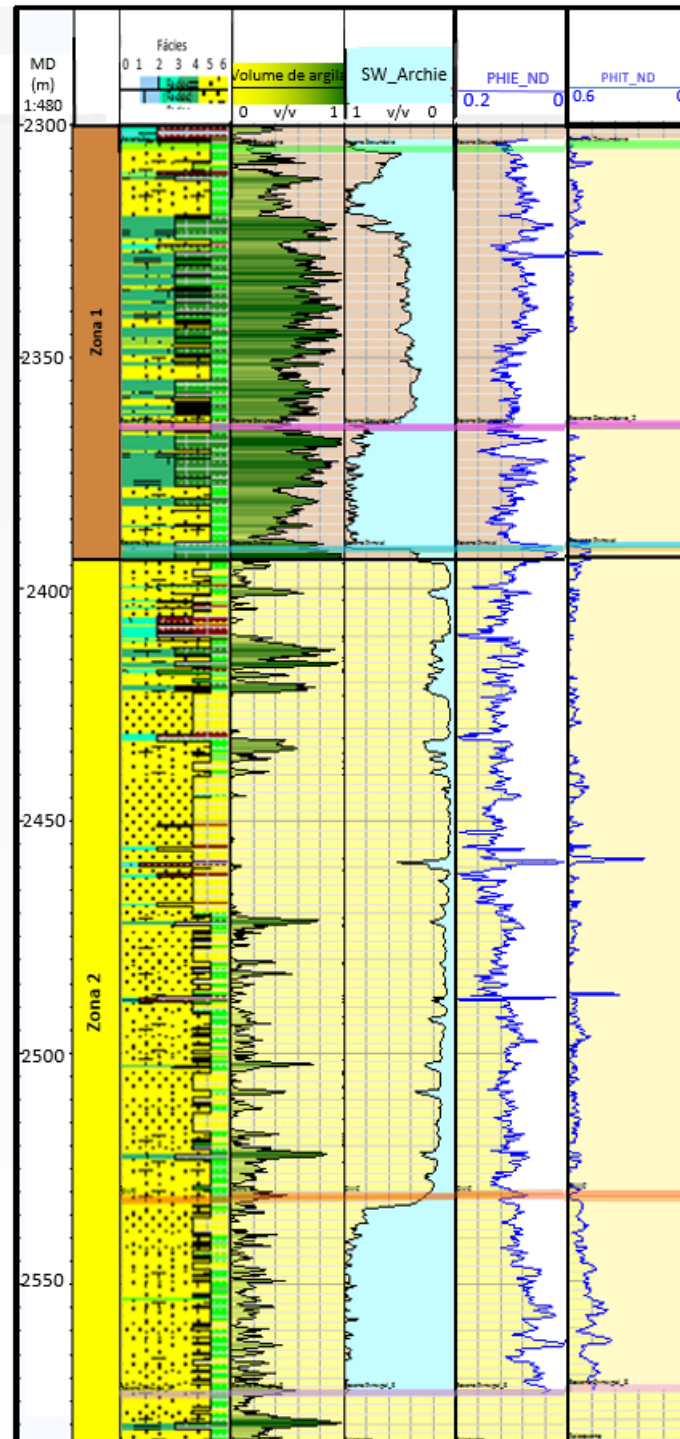


Figura 19: Estimativas do volume de argila, saturação, porosidade efetiva e total do poço 9-SHEL-19D-RJS do Campo de Atlanta, Bacia de Santos. Na zona 1 há altos valores de saturação de água e altos valores para saturação de óleo na zona 2.

Tabela 3: Zonas de interesse do poço 9-SHEL-19D-RJS, fluidos de saturação e litologias presentes nas zonas.

Zonas	Intervalo (m)	Saturação	Litologia
Zona 1	2300 - 2387	Indícios de óleo	Margas com intercalações de arenitos
Zona 2	2387 - 2535	Óleo	Arenitos com intercalações de margas
	2535 - 2575	Água	Arenitos com intercalações de margas

A estimativa de porosidade efetiva pelo método de densidade-nêutron mostra menores valores de porosidade na zona 1 do que para a zona 2, com 0.4% de diferença. A saturação estimada usando a equação de Archie mostra na zona 2 duas regiões bem demarcadas: 2387m à 2535m com altos valores de saturação e 2535m à 2575m com baixos valores de saturação de óleo. Na primeira região da zona 2, os valores médios de porosidade efetiva e saturação de óleo foram iguais a 17% e 83%, respectivamente.

6.2 Análise dos parâmetros elásticos e das propriedades do reservatório

A Figura 20 mostra a velocidade compressional *versus* velocidade cisalhante, variando com a saturação. A maior parte dos valores da velocidade compressional estão em torno de 2000 m/s. Deste modo, seria esperado que os valores da velocidade cisalhante estivessem próximos de 1000 m/s, ou seja, a razão V_p/V_s em torno de 1.8 à 2.2. No entanto, o que se observa são valores de velocidade cisalhante bem menores que os esperados na zona 2.

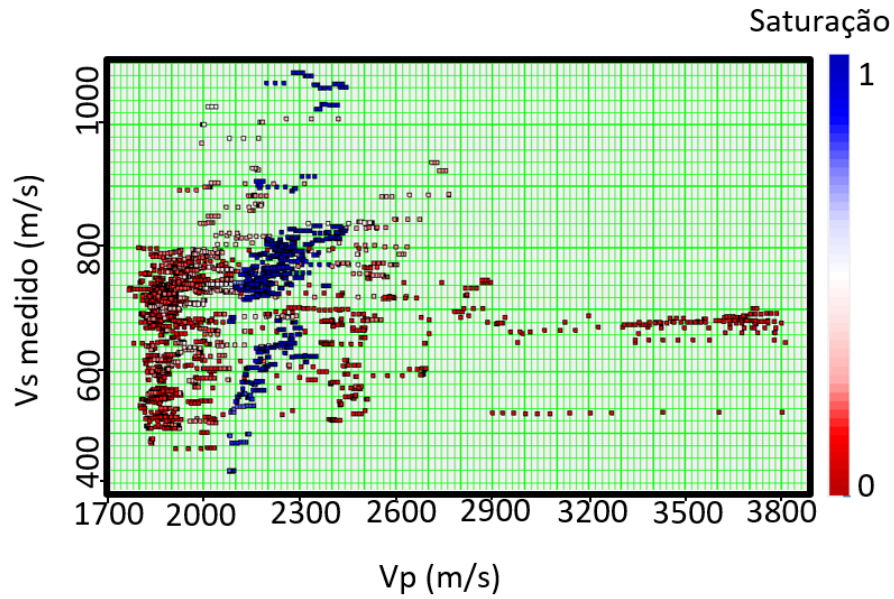


Figura 20: Gráfico V_p versus V_s para valores de saturação na zona 2.

A velocidade compressional na zona 2 foi analisada usando o gráfico da porosidade versus a velocidade compressional (Figura 21). Primeiramente, observa-se a diminuição da velocidade compressional com o aumento da porosidade. Nota-se que o aumento da saturação de óleo é acompanhado por uma diminuição da velocidade compressional e um aumento da porosidade efetiva, indicado pela seta branca da Figura 21a. Na Figura 21b, observa-se que a diminuição do volume de argila também provoca uma diminuição da velocidade compressional e um aumento da porosidade efetiva.

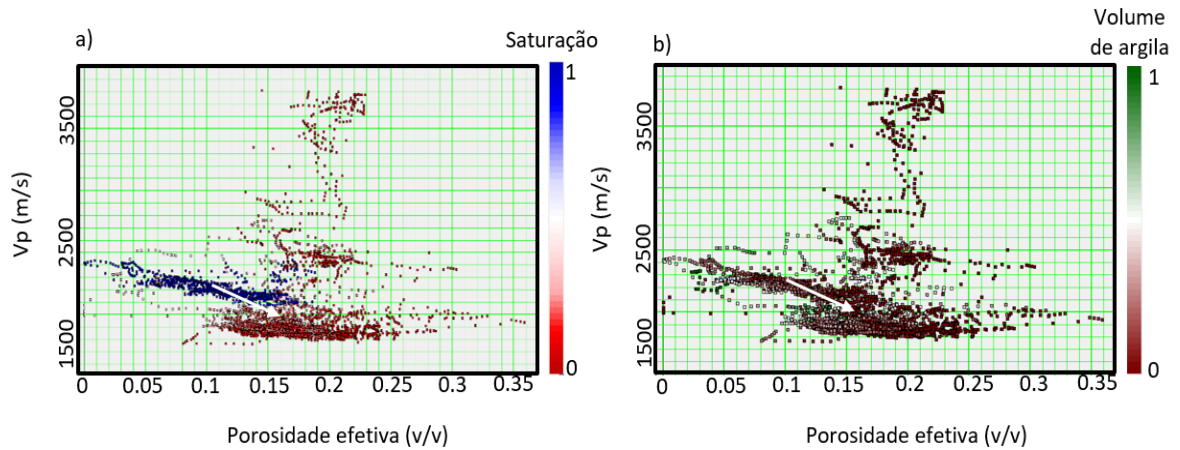


Figura 21: Gráficos porosidade efetiva *versus* V_p ; a) indica a diminuição da saturação de água, apontando para a zona saturada com óleo e b) indica a diminuição do conteúdo de argila.

A Figura 22 mostra a impedância acústica *versus* a razão V_p/V_s em conjunto com os valores da porosidade efetiva. A análise do efeito da porosidade efetiva nos parâmetros elásticos foi realizada somente na zona 2 saturada com água, para retirar o efeito da saturação com óleo. Pode-se observar que nestas condições, o aumento da porosidade efetiva indica maiores valores da razão V_p/V_s , que variam de 2.6 à 4.6, acompanhado de uma diminuição da impedância acústica, que varia de $5500((m/s) * (g/cm^3))$ à $6500((m/s) * (g/cm^3))$.

A Figura 23 mostra a impedância acústica *versus* a razão V_p/V_s em toda a zona 2, com base no volume de argila. A seta azul mostra a direção do aumento do volume de argila, que é acompanhado pela diminuição da razão V_p/V_s neste sentido.

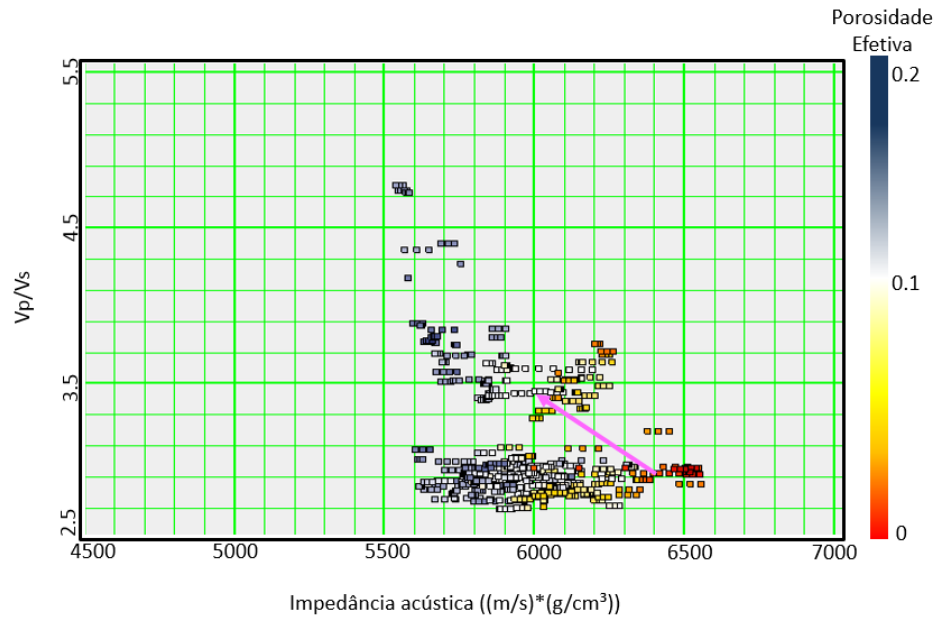


Figura 22: Gráfico V_p/V_s versus Impedância acústica; a seta rosa indica o aumento da porosidade efetiva na zona de arenitos saturados com água.

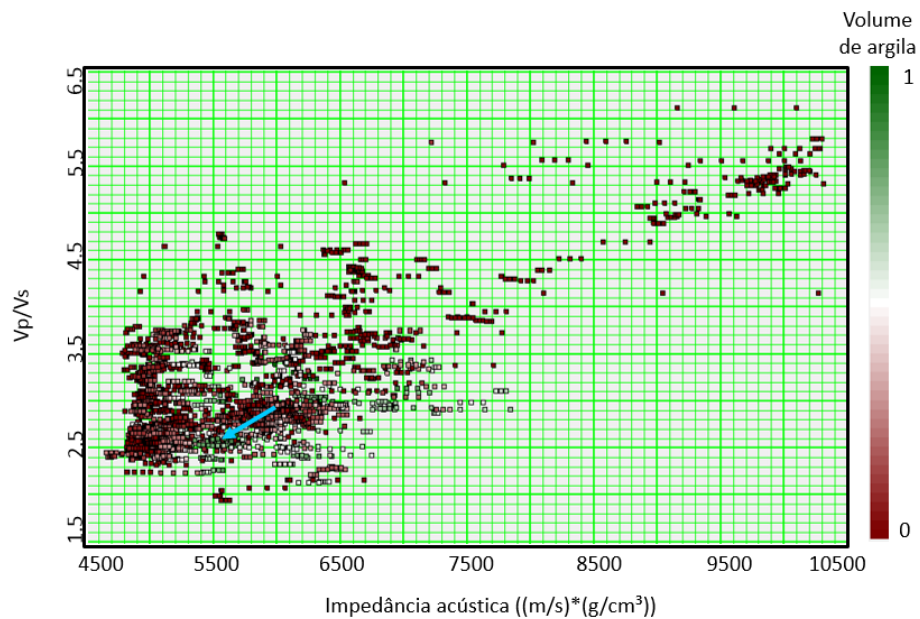


Figura 23: Gráfico V_p/V_s versus Impedância acústica; a seta azul indica o aumento do volume de argila na zona total do reservatório.

Na Figura 24, os valores da razão V_p/V_s para a região saturada com água variam de 2.7 à 3.5 e os valores de impedância acústica entre $5700((m/s) \cdot (g/cm^3))$ à

6500((m/s) * (g/cm³)), enquanto que para a zona saturada com óleo os valores da razão V_p/V_s para a maioria dos pontos variam de 2.3 à 3.2 e a impedância acústica de 4700((m/s) * (g/cm³)) à 5500((m/s) * (g/cm³)). Isto mostra que o aumento da saturação de óleo (indicado pela seta laranja), provoca uma diminuição da razão V_p/V_s e da impedância acústica, como é normalmente esperado. Esta análise mostra que, para esses dados, a impedância acústica é um bom parâmetro para distinguir as regiões saturadas com água e com óleo.

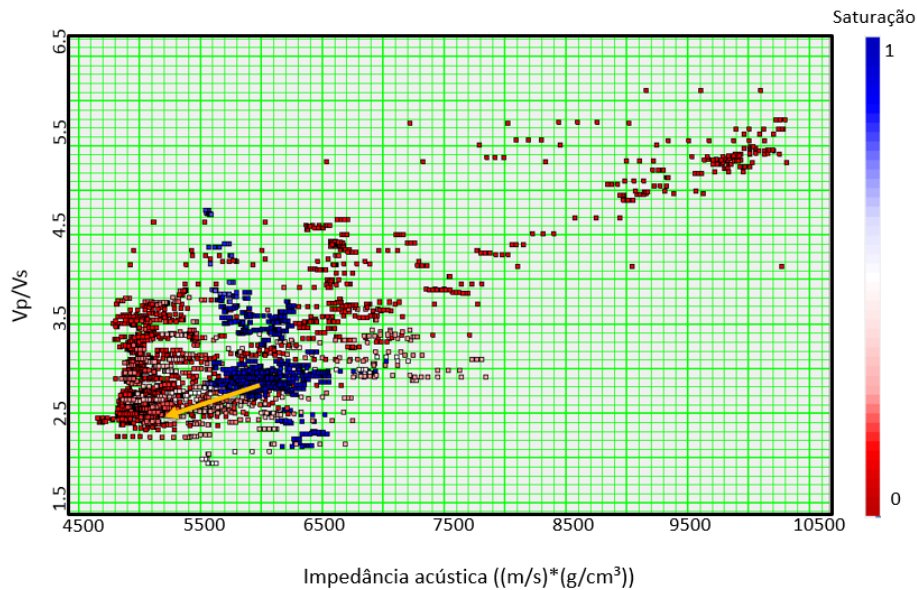


Figura 24: Gráfico V_p/V_s versus Impedância acústica; a seta laranja indica o aumento da saturação de óleo na zona total do reservatório.

A fim de uma melhor verificação da variação dos parâmetros elásticos analisados nas Figuras 22 à 24, gerou-se o gráfico da impedância acústica versus razão V_p/V_s para os valores de profundidade (Figura 25). As setas representam os sentidos dos aumentos da porosidade efetiva (seta rosa), do volume de argila (seta azul) e aumento da saturação de óleo (seta laranja).

Percebe-se que a variação da porosidade, indicada pela seta rosa, está associada às menores profundidades, o que pode indicar menores graus de compactação. Já a seta azul indicando o aumento no volume de argila aponta para as profundidades mais rasas que, conforme descrito no perfil composto, é a região com maior volume de argila (zona 1). A direção do aumento de saturação de óleo no reservatório indica claramente a transição da zona de arenitos saturados com água (2535m à 2575m) para os arenitos saturados com óleo (2387m à 2575m).

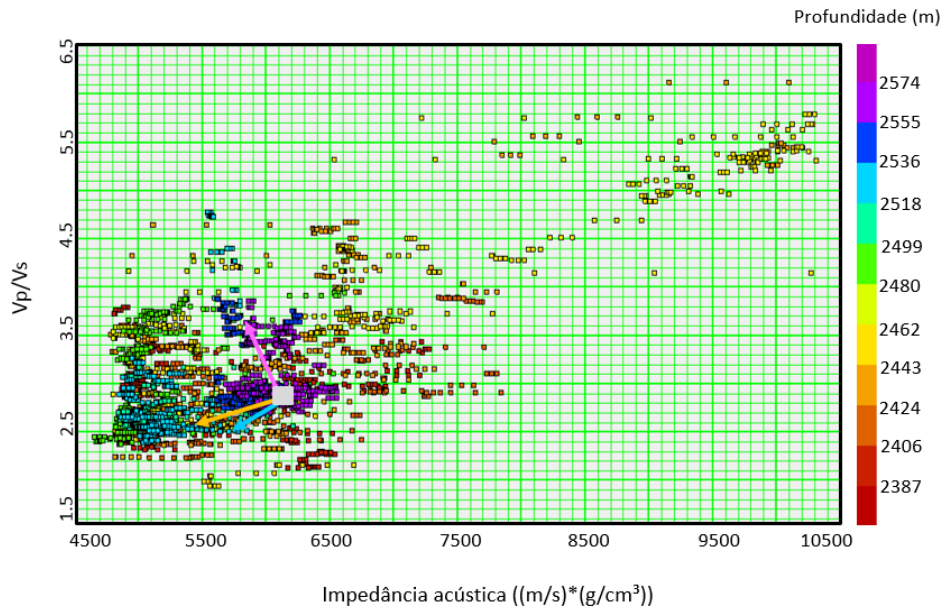


Figura 25: Gráfico de impedância acústica *versus* V_p/V_s com base nos valores de saturação (a) e profundidade (b).

6.3 Estimativa das velocidades cisalhantes

Utilizando o gráfico relacionando os valores de V_p e V_s com base na saturação, foi feita uma regressão linear (Figura 26) para a zona de arenitos saturados com água, na qual a reta obtida apresentou uma correlação de 47% com os dados, e a partir da qual foram obtidos os coeficientes $a = 0.518831$ e $b = -420.32$ da reta. Estes valores foram utilizados nas estimativas da velocidade cisalhante dos modelos Castagna *et al.* (1985), Castagna *et al.* (1985) modificado, Greenberg e Castagna (1992) e Xu e White (1995), a fim de obter resultados mais precisos para as análises do reservatório em estudo. Pode-se observar, no entanto, a presença de duas famílias de arenitos que podem estar separadas devido ao conteúdo de margas presentes nas diferentes profundidades.

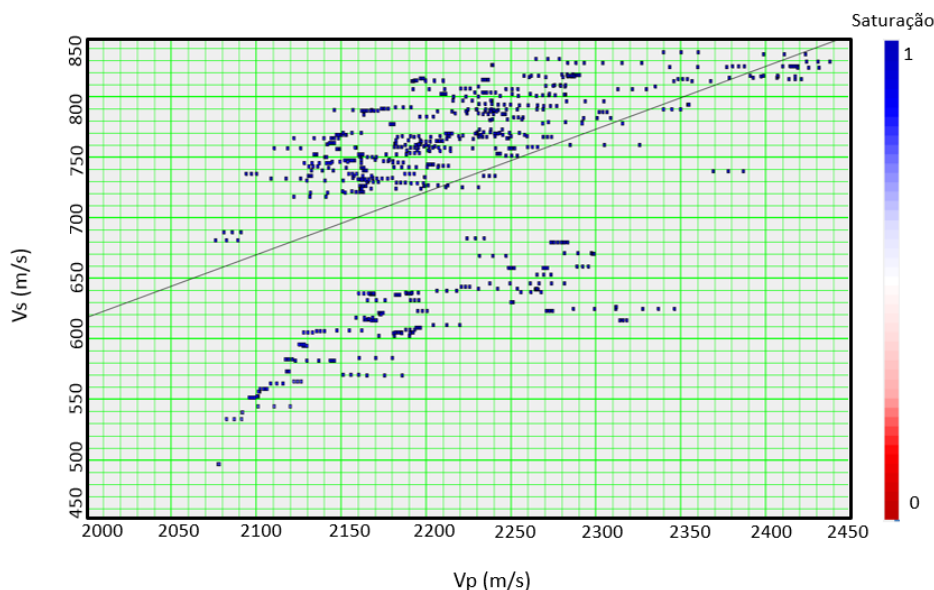


Figura 26: Gráfico relacionando V_p versus V_s para a profundidade região de arenitos saturados com água (2353m à 2575m) indicando a regressão linear a partir da qual foram obtidos os coeficientes $a = 0.518831$ e $b = -420.32$ utilizados nas estimativas da velocidade cisalhante pelos modelos de Castagna *et al.* (1985), Castagna *et al.* (1985) modificado, Greenberg e Castagna (1992) e Xu e White (1995).

A partir destas análises, realizou-se os cálculos dos parâmetros elásticos e das propriedades do reservatório para a região com maior conteúdo de argila identificada no volume de argila estimado (2320m à 2380m) e na região de arenitos saturados com óleo (2535m à 2575m). Os valores das velocidade compressional e cisalhante, obtidos pelos gráficos relacionando V_p e V_s com base nos valores de saturação nos intervalos mencionados, foram aplicados nas Equações 4.1 e 4.2 e possibilitaram os cálculos dos módulos de bulk, cisalhante e da densidade da matriz da rocha nestes intervalos.

O valor utilizado para a matriz da região composta por margas foi a densidade referente às argilas, devido o fato que a marga é um tipo de calcário contendo entre 35% a 60% de argila, não sendo possível calcular sua densidade a partir das análises dos gráficos relacionando V_p e V_s no intervalo correspondente. Os resultados obtidos para os cálculos dos módulos de bulk e cisalhante e densidade da matriz do arenito encontram-se na Tabela 4:

Tabela 4: Resultado dos cálculos dos parâmetros elásticos e das propriedades da matriz da rocha do reservatório.

Matriz	Intervalo (m)	V_p (m/s)	V_s (m/s)	K_m (GPa)	μ_m (GPa)	ρ_m (g/cm ³)
Marga	2320-2380	2074	727	11	1.35	2.55
Arenito	2535-2575	3000	1192	19.18	3.84	2.7

A Figura 27 mostra as curvas de V_s e das razões V_p/V_s a partir dos modelos Castagna *et al.* (1985), Castagna *et al.* (1985) modificado, Greenberg e Castagna (1992) e Xu e White (1995). A velocidade compressional (curva vermelha) varia de 1750m/s à 3820m/s e os valores mais altos estão associados às intercalações de margas (2425m) e calcários (2452m) no reservatório, como observado no perfil composto (Apêndice B). Estes altos valores da velocidade compressional nestas litologias não são acompanhados pela velocidade cisalhante, justificando os altos valores da razão V_p/V_s para esta litologia, que atinge até 6.2.

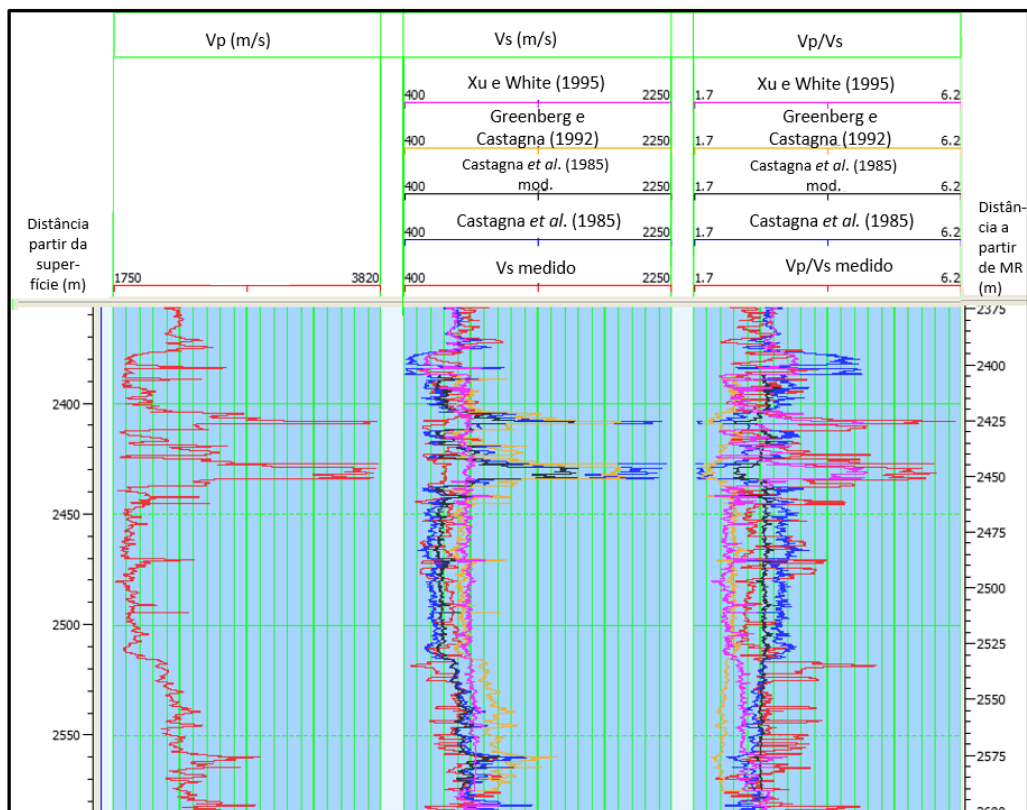


Figura 27: Curvas V_s medida (curva vermelha) e estimadas pelos métodos de Castagna *et al.* (1985) (curva azul), Castagna *et al.* (1985) modificado (curva preta), Greenberg e Castagna (1992) (curva amarela) e Xu e White (1995) (curva rosas) e suas respectivas razões V_p/V_s , com mesmo padrão de cores associados.

Todos os modelos utilizados para a modelagem da velocidade cisalhante mostraram uma boa correlação com a velocidade cisalhante medida. Somente na região referente às margas e aos calcários que a modelagem de V_s usando os modelos de Castagna *et al.* (1985) (curva azul), Castagna *et al.* (1985) modificado (curva preta), Greenberg e Castagna (1992) (curva amarela) seguiu o comportamento da velocidade compressional (altos valores para as margas e calcários), o que não acontece na prática, produzindo assim valores muito diferentes dos valores medidos. Para as margas e calcários, o modelo de Xu e White (1995) (curva rosa) foi o que mais se aproximou de V_s e da razão V_p/V_s medidos.

As velocidades compressionais *versus* as velocidades cisalhantes estimadas usando os métodos de Castagna *et al.* (1985), Castagna *et al.* (1985) modificado, Greenberg e Castagna (1992) e Xu e White (1995) são mostrados na Figura 28. Com exceção do modelo de Xu e White (1995), todos os modelos apresentaram uma relação linear entre V_p e os V_s estimados. Este modelo (Figura 28d) mostra duas tendências bem distintas: uma linear para a região saturada com água e outra com uma tendência “circular”, com os dados posicionados em nuvem, para a região saturada com óleo.

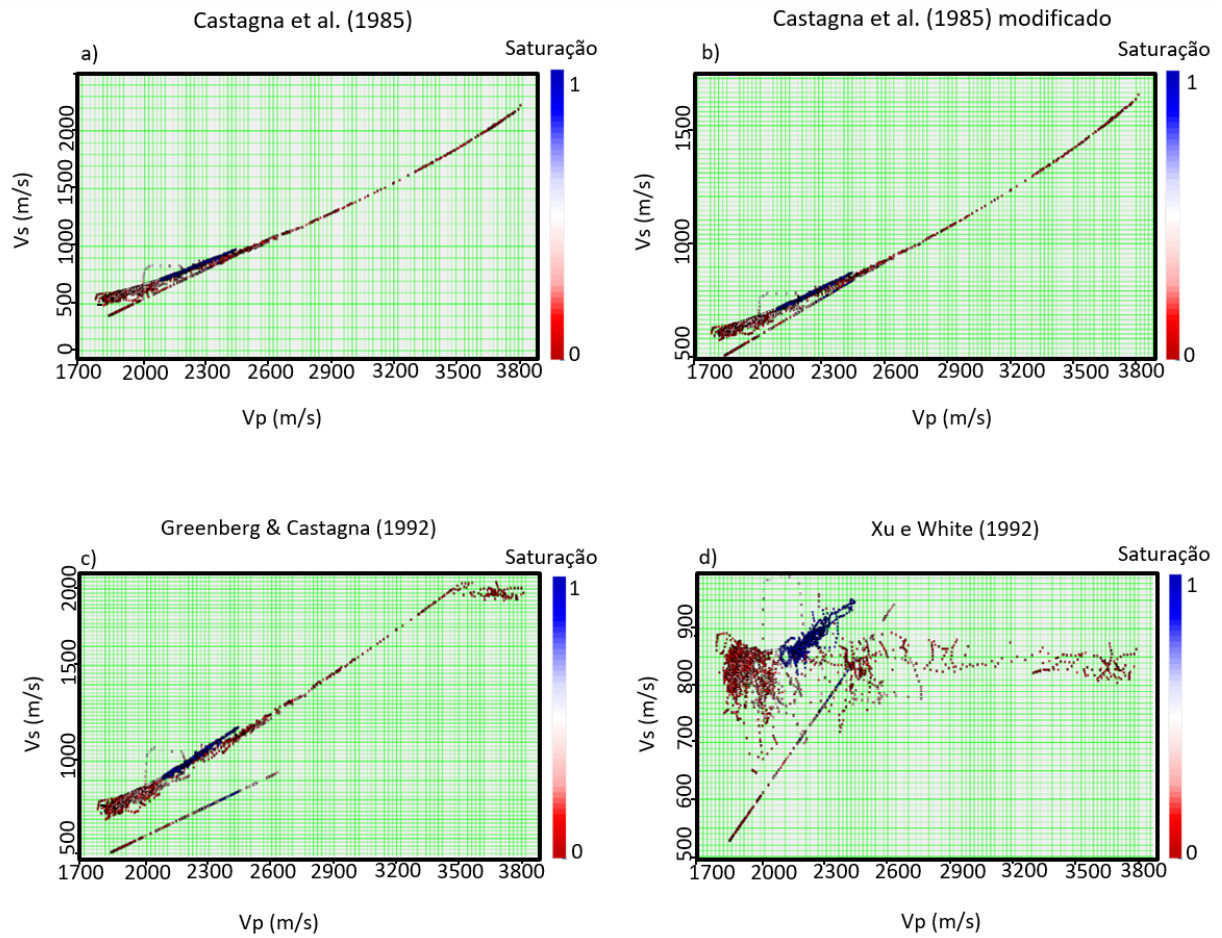


Figura 28: Gráfico V_p versus V_s com base nos valores de saturação para os modelos de a) Castagna *et al.* (1985), b) Castagna *et al.* (1985) modificado, c) Greenberg e Castagna (1992) e d) Xu e White (1995).

A impedância acústica *versus* as razões V_p/V_s estimadas a partir dos modelos são mostradas nas Figuras 29 à 32. No modelo de Castagna *et al.* (1985) na Figura 29a, na região de arenito saturado com óleo (2536m a 2555m) os valores da razão V_p/V_s ficaram em torno de tem valores em torno de 2.9 à 3.4. Estes valores não eram esperados para a região saturado com óleo, no qual a tendência é que se tenha valores da razão V_p/V_s menores do que a região saturada com água, observada entre 2555m à 2575m. No gráfico da impedância acústica *versus* a razão V_p/V_s mostrando as profundidades de investigação (Figura 29b) pode-se notar que no início do reservatório (2387m) os valores da razão V_p/V_s foram muito altos, o que não condiz com a realidade (Figura 25).

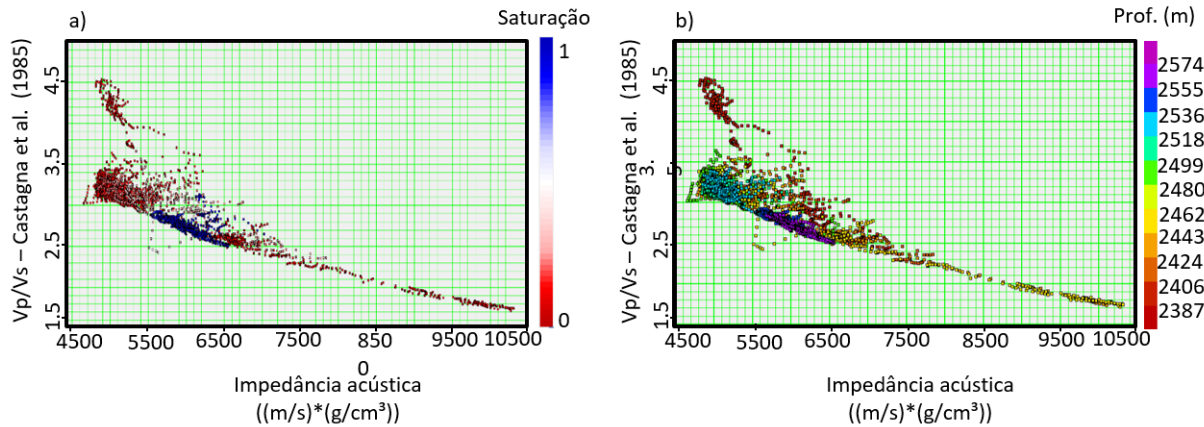


Figura 29: Gráfico de Impedância acústica *versus* V_p/V_s pelo modelo de Castagna *et al.* (1985) para valores de a) saturação e b) profundidade.

Com os modelos de Castagna *et al.* (1985) modificado e Greenberg e Castagna (1992), as tendências observadas nos gráficos da impedância acústica *versus* a razão V_p/V_s com relação a saturação (Figura 31a) e profundidade (Figura 31b) são similares aos de Castagna *et al.* (1985), porém no modelo de Castagna *et al.* (1985) modificado demonstrou uma menor variação da razão V_p/V_s de 2.3 à 3.4, ao invés de 1.5 à 4.5 e 1.7 à 3.5 como nos modelos de Castagna *et al.* (1985) e Greenberg e Castagna (1992) respectivamente.

O único modelo de estimativa de V_s que foi capaz de produzir valores menores da razão V_p/V_s na área saturada com óleo quando comparado com a área saturada com água foi o modelo de Xu e White (1995) (Figura 32a). Com este modelo, o gráfico de impedância acústica *versus* V_p/V_s conseguiu representar melhor a tendência mostrada na zona do reservatório com os valores medidos (seta laranja na Figura 24).

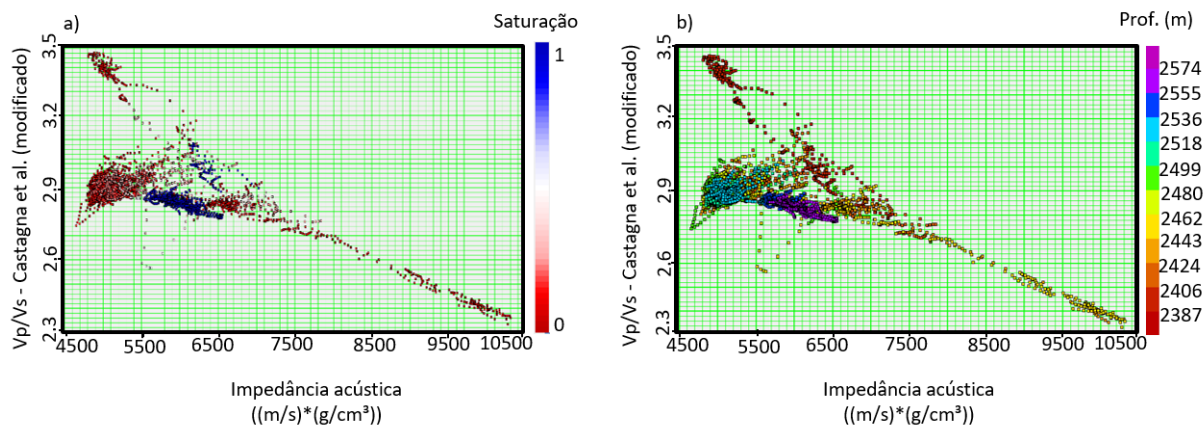


Figura 30: Gráfico de Impedância acústica *versus* V_p/V_s pelo modelo de Castagna *et al.* (1985) modificado para valores de a) saturação e b) profundidade.

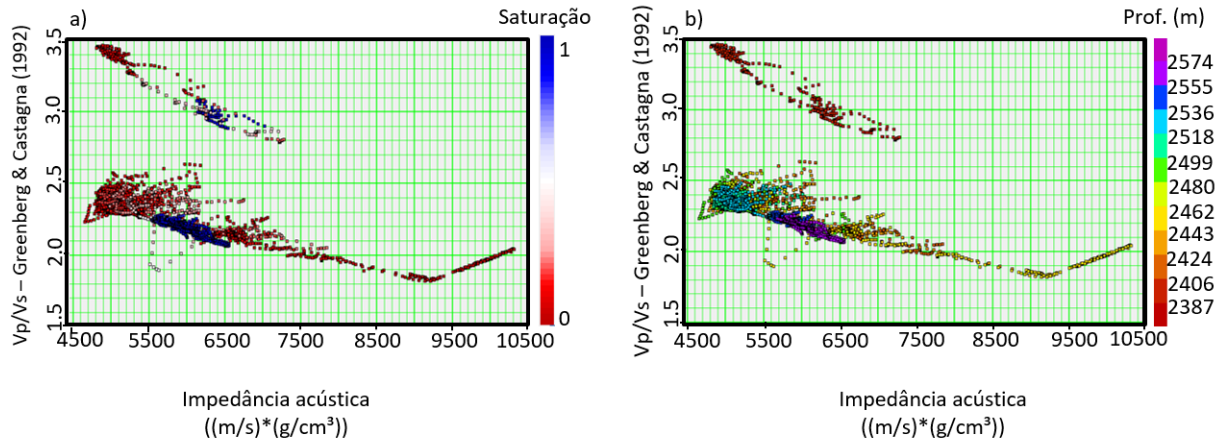


Figura 31: Gráfico de Impedância acústica *versus* V_p/V_s pelo modelo de Greenberg e Castagna (1992) para valores de a) saturação e b) profundidade.

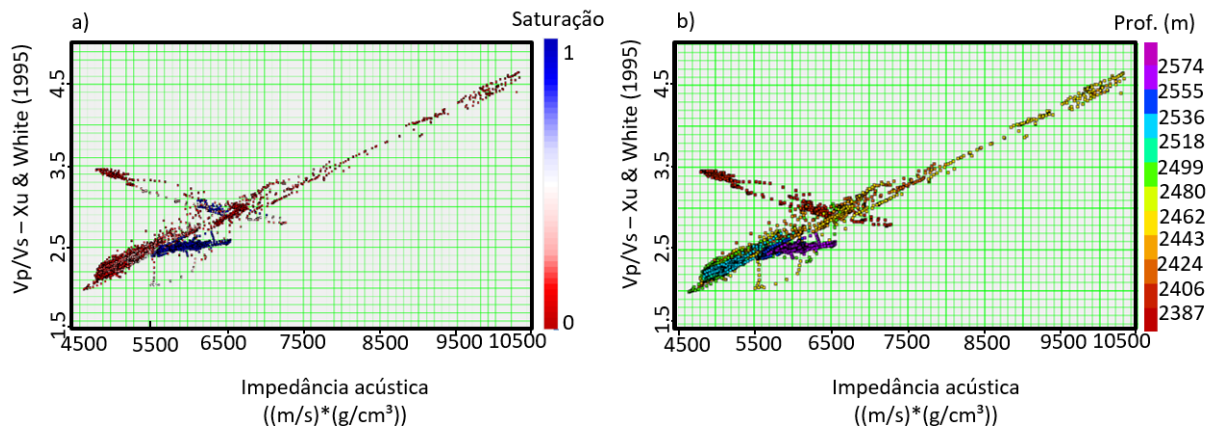


Figura 32: Gráfico de Impedância acústica *versus* V_p/V_s pelo modelo de Xu e White (1995) para valores de a) saturação e b) profundidade.

A análise do erro relativo foi feita utilizando a Equação 5.1, e os resultados estão na Tabela 5. Observa-se que os erros relativos para todos os modelos não foram muito altos. Ainda assim, estes valores são justificados pelos erros associados às intercalações de margas e calcários, como já foi discutido anteriormente. Os modelos que apresentaram os menores erros na zona do reservatório foram os modelos de Castagna *et al.* (1985) modificado, com 19.85%, e Xu e White (1995), com 23.83%. No modelo de Castagna *et al.* (1985) observa-se que a diminuição do erro para a zona do reservatório foi de 8.68%, o que pode também ser verificado na comparação entre as Figuras 29 e 30, resultado das calibrações feitas no modelo utilizando os parâmetros calculados (Tabela 4).

Tabela 5: Tabela de erro relativo das estimativas de velocidade cisalhantes para os modelos de Castagna *et al.* (1985), Castagna *et al.* (1985) modificado, Greenberg e Castagna (1992) e Xu e White (1995) para a zona 2, zona de arenitos saturados com óleo e arenitos saturados com água.

Modelo	Erro Relativo (%)		
	Arenito com água	Arenito com óleo	Área total
Castagna <i>et al.</i> (1985)	13.42	28.53	25.28
Castagna <i>et al.</i> (1985) (mod.)	10.36	19.85	17.18
Greenberg e Castagna (1992)	41.81	34.39	35.93
Xu e White (1995)	22.76	23.83	22.95

7 Conclusões

No presente trabalho, os perfis do poço 9-SHEL-19D-RJS do Campo de Atlanta na Bacia de Santos, Brasil, foram utilizados para analisar os parâmetros elásticos e as propriedades do reservatório. O reservatório neste poço é formado por arenitos turbidíticos pouco consolidados com intercalações de margas, carbonatos e folhelhos da Formação Marambaia. Os principais objetivos foram a criação do perfil de litofácies, as estimativas do volume de argila, porosidade e saturação, a análise de como os parâmetros elásticos se comportam com a variação das propriedades do reservatório e, por último, a modelagem da velocidade cisalhante.

O perfil de litofácies foi criado a partir dos perfis de litodensidade e raios gama e o perfil composto foi usado como controle de qualidade. Com a associação dos perfis litodensidade e raios gama foi possível diferenciar os arenitos, margas, calcários e folhelhos. O perfil de litofácies obtido foi bastante semelhante ao perfil composto. Esta semelhança pode ser notada ao longo de todo o perfil de litofácies, com destaque para as pequenas intercalações de margas e carbonatos na zona de reservatório, que inicialmente foram identificadas no perfil composto. O sucesso da criação do perfil de litofácies comprovou eficácia do método, mostrando ser uma alternativa quando o perfil composto não está disponível.

As estimativas das propriedades do reservatório (volume de argila, porosidade efetiva e saturação) possibilitaram identificar o intervalo do reservatório e avaliar as variações dessas propriedades com relação aos parâmetros elásticos. Pode-se notar que os efeitos do aumento da saturação de óleo, do volume de argila e da porosidade efetiva provocaram uma diminuição da velocidade compressional. Também foi notado que os efeitos do aumento de porosidade efetiva foram mais acentuados na velocidade cisalhante, produzindo assim altos valores da razão V_p/V_s em toda a zona do reservatório, tanto saturado com água quanto saturada com óleo. Isto é justificável por ser uma área inconsolidada e, conseqüentemente, a velocidade cisalhante torna-se muito baixa.

As análises relacionando a impedância acústica e a razão V_p/V_s para valores de

porosidade efetiva, volume de argila e saturação do reservatório foram consistentes com o estudo feito por Avseth *et al.* (2010). O aumento da porosidade efetiva provocou um aumento da razão V_p/V_s . Já os aumentos do volume de argila e saturação provocaram uma diminuição da razão V_p/V_s . Somente com a utilização da razão V_p/V_s foi difícil verificar as mudanças de litologias ocorrendo na zona do reservatório. Entretanto, a partir do gráfico de impedância acústica *versus* a razão V_p/V_s foi possível concluir que nos dados analisados, a impedância acústica permitiu uma boa separação entre a região saturada com óleo da região saturada com água.

As estimativas da velocidade cisalhante utilizando os modelos de Castagna *et al.* (1985), Castagna *et al.* (1985) modificado, Greenberg e Castagna (1992) e Xu e White (1995) apresentaram uma boa correlação com a velocidade cisalhante medida. No entanto, para a região com presença de margas e carbonatos, verificou-se que os modelos de Castagna *et al.* (1985), Castagna *et al.* (1985) modificado e Greenberg e Castagna (1992) estimaram valores das velocidades cisalhantes bem mais altos do que os valores medidos. Por outro lado, o modelo de Xu e White (1995) foi o que mais se aproximou dos valores medidos de V_s nestas regiões. Para a zona do reservatório esperava-se que os valores da razão V_p/V_s fossem menores na região saturada com óleo do que na região saturada com água, como encontrado nos valores medidos. Isto foi observado apenas no modelo de Xu e White (1995), no qual os valores da razão V_p/V_s ficaram entre 2.0 à 2.5 para a região saturada com óleo e 2.4 à 2.7 para a região saturada com água.

Na análise feita com relação ao erro relativo entre as velocidades cisalhantes medidas e as velocidades cisalhantes estimadas, os modelos que apresentaram os menores erros na zona saturada com óleo foram os modelos de Castagna *et al.* (1985) modificado e Xu e White (1995). No primeiro caso, após a calibração das constantes do modelo empírico provocou uma diminuição do erro relativo em 8.68%, o que demonstrou a importância da calibração de modelos empíricos para a região em estudo. No segundo caso (modelo de Xu e White (1995)) mostrou a influência de considerar as razões de aspecto de poro na modelagem dos parâmetros elásticos.

A partir deste trabalho ressaltou-se a importância de compreender as relações entre as propriedades do reservatório e os parâmetros elásticos. Além de mostrar como é importante a obtenção da velocidade cisalhante durante a perfuração do poço. Pois, os modelos empíricos são construídos baseados em dados específicos de uma ou mais regiões e as constantes encontradas para o ajuste destes modelos podem variar muito de um reservatório para outro. Isto pode acarretar em estimativas de

parâmetros que não condizem com a realidade do local analisado, prejudicando assim a caracterização do reservatório e as atividades de exploração.

Como trabalhos futuros são sugeridos:

- A construção de um modelo empírico para o reservatório siliciclástico da Formação Marambaia no Campo de Atlanta;
- A aplicação da metodologia em outros Campos da Bacia de Santos;
- Uma análise da influência das razões de aspecto de poro na modelagem da velocidade cisalhante;
- Analisar melhor o impacto das velocidades compressional e cisalhante em um meio mal consolidado.

Referências

- ANP. *Plano de Desenvolvimento Aprovado - Atlanta*. 12 2016.
[Http://www.anp.gov.br/wwwanp/?dw=81085](http://www.anp.gov.br/wwwanp/?dw=81085). Acesso em: 27/12/2016. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/wwwanp/?dw=81085>>.
- ASQUITH, G. B.; GIBSON, C. R. Gamma ray logs: Chapter v. AAPG Special Volumes, 1982.
- ASQUITH, G. B.; KRYGOWSKI, D.; GIBSON, C. R. *Basic well log analysis*. [S.l.]: American Association of Petroleum Geologists Tulsa, OK, 2004.
- AVSETH, P.; MUKERJI, T.; MAVKO, G. *Quantitative seismic interpretation: Applying rock physics tools to reduce interpretation risk*. [S.l.]: Cambridge university press, 2010.
- BATZLE, M.; WANG, Z. Seismic properties of pore fluids. *Geophysics*, Society of Exploration Geophysicists, v. 57, n. 11, p. 1396–1408, 1992.
- BERRYMAN, J. G. Single scattering approximations for coefficients in biots equations of poroelasticity. *The Journal of the Acoustical Society of America*, 1992.
- CALDAS, M. F.; ZALAN, P. V. Reconstituição cinemática e tectono-sedimentação associada a domos salinos nas águas profundas da bacia de santos, brasil. *Boletim de Geociências da Petrobras*, v. 17, n. 2, p. 227–248, 2009.
- CASTAGNA, J.; BACKUS, M. Offset dependent reflectivity: Theory and practice of avo analysis. *SEG Investigations in Geophysics Series*, n. 8, p. 345, 1993.
- CASTAGNA, J.; BATZLE, M.; KAN, T. Rock physics-the link between rock properties and avo response, inoffset-dependent reflectivity-theory and practice of avo analysis', jp castagna and m. Backus, eds., *SEG, Tulsa*, 1993.
- CASTAGNA, J. P.; BATZLE, M. L.; EASTWOOD, R. L. Relationships between compressional-wave and shear-wave velocities in clastic silicate rocks. *Geophysics*, Society of Exploration Geophysicists, v. 50, n. 4, p. 571–581, 1985.
- CHANG, H. K.; ASSINE, M. L.; CORRÊA, F. S.; TINEN, J. S.; VIDAL, A. C.; KOIKE, L. Sistemas petrolíferos e modelos de acumulação de hidrocarbonetos na bacia de santos. *Revista Brasileira de Geociências*, Sociedade Brasileira de Geologia, v. 38, n. 2, p. 29–46, 2008.
- CHEN, S. Shear-wave logging with dipole sources. *Geophysics*, Society of Exploration Geophysicists, v. 53, n. 5, p. 659–667, 1988.
- COSTA, D. F. O. da. *Boletim da Produção de Petróleo e Gás Natural*. 11 2016. Agência de Petróleo, Gás Naturais e Biocombustíveis (ANP): Superintendência de

Desenvolvimento e Produção. Acesso em: 23/01/2017. Disponível em: <[http://www-anp.gov.br/wwwanp/images/publicacoes/boletins-anp/boletim_de_novembro-2016.pdf](http://www.anp.gov.br/wwwanp/images/publicacoes/boletins-anp/boletim_de_novembro-2016.pdf)>.

DEMERCIAN, L. A halocinese na evolução do sul da bacia de Santos do Aptiano ao Cretáceo superior. *Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, Brazil*, 1996.

GASSMANN, F. Elastic waves through a packing of spheres. *Geophysics, Society of Exploration Geophysicists*, v. 16, n. 4, p. 673–685, 1951.

GLOVER, P. *The Litho Density Log: Chapter XIV*. [S.l.], 2014.

GOODWAY, B. Avo and lamé constants for rock parameterization and fluid detection. *CSEG Recorder*, v. 26, n. 6, p. 39–60, 2001.

GOODWAY, B.; VARSEK, J.; ABACO, C. Isotropic avo methods to detect fracture prone zones in tight gas resource plays. In: *2007 CSPG CSEG Convention*. [S.l.: s.n.], 2007.

GREENBERG, M.; CASTAGNA, J. Shear-wave velocity estimation in porous rocks: Theoretical formulation, preliminary verification and applications1. *Geophysical prospecting, Wiley Online Library*, v. 40, n. 2, p. 195–209, 1992.

HAN, D.-h.; NUR, A.; MORGAN, D. Effects of porosity and clay content on wave velocities in sandstones. *Geophysics, Society of Exploration Geophysicists*, v. 51, n. 11, p. 2093–2107, 1986.

HASUI, Y.; CARNEIRO, C. D. R.; ALMEIDA, F. d.; BARTORELLI, A. Geologia do Brasil. *São Paulo, SP: Beca*, 2012.

HILCHIE, D. Applied openhole log interpretation: Golden, Colorado, DW Hilchie. *Inc., 161p*, 1978.

KEAREY, P.; BROOKS, M.; HILL, I. *Geofísica de exploração*. [S.l.]: Oficina de Textos, 2009.

KUSTER, G. T.; TOKSÖZ, M. N. Velocity and attenuation of seismic waves in two-phase media: Part I. theoretical formulations. *Geophysics, Society of Exploration Geophysicists*, v. 39, n. 5, p. 587–606, 1974.

LEE, M. W. *Velocity ratio and its application to predicting velocities*. [S.l.]: US Department of the Interior, US Geological Survey, 2003.

LIMA, G. P. H. J. W. S. Origem, evolução e classificação das bacias sedimentares. *Phoenix*, v.5, n. 49, 2003.

MARTINELLI, J. C.; LIMA, J. V.; MOHRIAK, W. Análise regional geofísica e geológica das estruturas profundas na bacia de Santos. In: SOCIETY OF EXPLORATION GEOPHYSICISTS AND BRAZILIAN GEOPHYSICAL SOCIETY. *13th International Congress of the Brazilian Geophysical Society & EXPOGEF, Rio de Janeiro, Brazil, 26–29 August 2013*. [S.l.], 2013. p. 367–370.

- MILANI, E.; BRANDÃO, J.; ZALÁN, P.; GAMBOA, L. Petróleo na margem continental brasileira: geologia, exploração, resultados e perspectivas. *Brazilian Journal of Geophysics*, SciELO Brasil, v. 18, n. 3, p. 351–396, 2000.
- MIO, E. d.; CHANG, H. K.; CORRÊA, F. S. Integração de métodos geofísicos na modelagem crustal da bacia de santos. *Revista brasileira de Geofísica*, SciELO Brasil, v. 23, n. 3, p. 275–284, 2005.
- MOHRIAK, W.; NEMČOK, M.; ENCISO, G. South atlantic divergent margin evolution: rift-border uplift and salt tectonics in the basins of se brazil. *Geological Society, London, Special Publications*, Geological Society of London, v. 294, n. 1, p. 365–398, 2008.
- MOHRIAK, W. U. Bacias sedimentares da margem continental brasileira. *Geologia, Tectônica e Recursos Minerais do Brasil*, CPRM Brasília, p. 87–165, 2003.
- MOHRIAK, W. U. Recursos energéticos associados à ativação tectônica mesozóico-cenozóica da américa do sul. *Geologia Do Continente Sul-Americano: Evolução da Obra de Fernando Flávio Marques de Almeida. Beca Produções Culturais Ltda., São Paulo*, v. 17, p. 293–318, 2004.
- MOREIRA, J. L. P.; MADEIRA, C.; GIL, J.; MACHADO, M. P. Bacia de santos. *Boletim de Geociências da PETROBRAS*, v. 15, n. 2, p. 531–549, 2007.
- NERY, G. G. Perfilagem geofísica em poço aberto: fundamentos básicos com ênfase em petróleo. *Rio de Janeiro: SBGf*, 2013.
- NETO, J. B. *Boletim de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural*. 05 2016. Ministério de Minas e Energia. Acesso em: 23/01/2017. Disponível em: <<http://www.mme.gov.br>>.
- NUR, A.; TOSAYA, C.; VO-THANH, D. *et al.* Seismic monitoring of thermal enhanced oil recovery processes. In: SOCIETY OF EXPLORATION GEOPHYSICISTS. *1984 SEG Annual Meeting*. [S.l.], 1984.
- OJEDA, H. Structural framework, stratigraphy, and evolution of brazilian marginal basins. *AAPG Bulletin*, American Association of Petroleum Geologists, v. 66, n. 6, p. 732–749, 1982.
- PEREIRA, M. J.; FEIJÓ, F. J. Bacia de santos. *Boletim de Geociências da PETROBRAS*, v. 8, n. 1, p. 219–234, 1994.
- PICKETT, G. R. *et al.* Acoustic character logs and their applications in formation evaluation. *Journal of Petroleum technology*, Society of Petroleum Engineers, v. 15, n. 06, p. 659–667, 1963.
- SCHLUMBERGER. Shear wave logging with dipoles. In: SCHLUMBERGER (Ed.). *Oilfield Review*. [S.l.]: Elsevier, 1990.
- WYLLIE, M.; GREGORY, A.; GARDNER, G. An experimental investigation of factors affecting elastic wave velocities in porous media. *Geophysics*, Society of Exploration Geophysicists, v. 23, n. 3, p. 459–493, 1958.

XU, S.; PAYNE, M. A. Modeling elastic properties in carbonate rocks. *The Leading Edge*, Society of Exploration Geophysicists, v. 28, n. 1, p. 66–74, 2009.

XU, S.; WHITE, R. E. A new velocity model for clay-sand mixtures. *Geophysical prospecting*, v. 43, n. 1, p. 91–118, 1995.

APÊNDICE A - Formulação completa das equações de Kuster e Toksöz (1974)

Descreve-se neste apêndice as formulações completas para os termos P_i e Q_i das Equações (4.20) e (4.21) para esferóides elipsoidais e esféricos:

$$P_i = \frac{3F_1}{F_2}, \quad (\text{A.1})$$

$$Q_i = \frac{2}{F_3} + \frac{1}{F_4} + \frac{F_4F_5 + F_6F_7 - F_8F_9}{F_2F_4}, \quad (\text{A.2})$$

no qual:

$$F_1 = 1 + A \left[\frac{3}{2}(f + \theta) - R \left(\frac{3}{2}f + \frac{5}{2}\theta - \frac{4}{3} \right) \right], \quad (\text{A.3})$$

$$F_2 = 1 + A \left[1 + \frac{3}{2}(f + \theta) - \frac{1}{2}R(3f + 5\theta) \right] + B(3 - 4R) + \frac{1}{2}A(A + 3B)(3 - 4R) \left[f + \theta - R(f - \theta + 2\theta^2) \right], \quad (\text{A.4})$$

$$F_3 = 1 + A \left[1 - \left(f + \frac{3}{2}\theta \right) + R(f + \theta) \right], \quad (\text{A.5})$$

$$F_4 = 1 + \frac{1}{4}A[f + 3\theta - R(f + \theta)], \quad (\text{A.6})$$

$$F_5 = A \left[-f + R \left(f + \theta - \frac{4}{3} \right) \right] + B\theta(3 - 4R), \quad (\text{A.7})$$

$$F_6 = 1 + A[1 + f - R(f + \theta)] + B(1 - \theta)(3 - 4R), \quad (\text{A.8})$$

$$F_7 = 2 + \frac{1}{4}A[3f + 9\theta - R(3f + 5\theta)] + B\theta(3 - 4R), \quad (\text{A.9})$$

$$F_8 = A \left[1 - 2R + \frac{1}{2}f(R - 1) + \frac{1}{2\theta(5R - 3)} \right] + B(1 - \theta)(3 - 4R), \quad (\text{A.10})$$

$$F_9 = A[(R - 1)f - R\theta] + B\theta(3 - 4R), \quad (\text{A.11})$$

nos quais A , B e R são dados por:

$$A = \frac{\mu_i}{\mu_m - 1}, \quad (\text{A.12})$$

$$B = \frac{1}{3} \left(\frac{K_i}{K_m} - \frac{\mu_i}{\mu_m} \right), \quad (\text{A.13})$$

$$R = \frac{3\mu_m}{3K_m + 4\mu_m}. \quad (\text{A.14})$$

As funções f e θ variam de acordo com a razão de aspecto, conforme descrito a seguir:

$$\theta = \frac{a_i}{(1 - a_i^2)^{3/2}} \left[\cos^{-1}(a_i) - a_i(1 - a_i^2)^{1/2} \right], \quad (\text{A.15})$$

$$f = \frac{a_i^2}{1 - a_i^2} (3\theta - 2). \quad (\text{A.16})$$

APÊNDICE B - Perfil composto



9-SHEL-19D-RJS

(9-SHEL-19D-RJS)

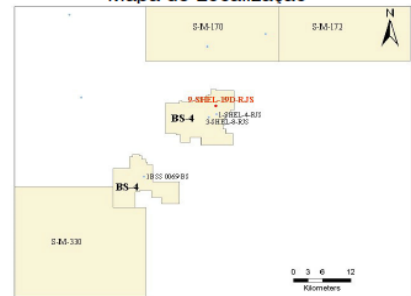
Perfil Composto

ESCALA: 1:1000

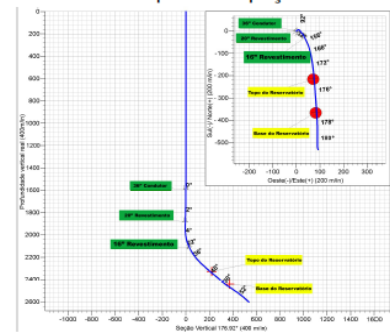
Bloco : BS-4
Bacia: Santos
Operador: Shell Brasil Ltda
Cadastro: 74316021856
Estado: RJ
Sonda: Deepwater Navigator/ NS-23
Operador da sonda: Transocean
Data de início: 12/06/2006
Data de término perfuração: 05/07/2006
Data de Conclusão: 15/07/2006
Atualizado em: 26/09/2006

MR: 17 M.
Lâmina D'água: 1535 M.
Profundidade total:
Medida (m)
Sondador: 2831 M.
Perfilagem: 2831 M.
Vertical (m)
Sondador: 2601 M.
Perfilagem: 2601 M.

Mapa de Localização



Esquema do poço





































































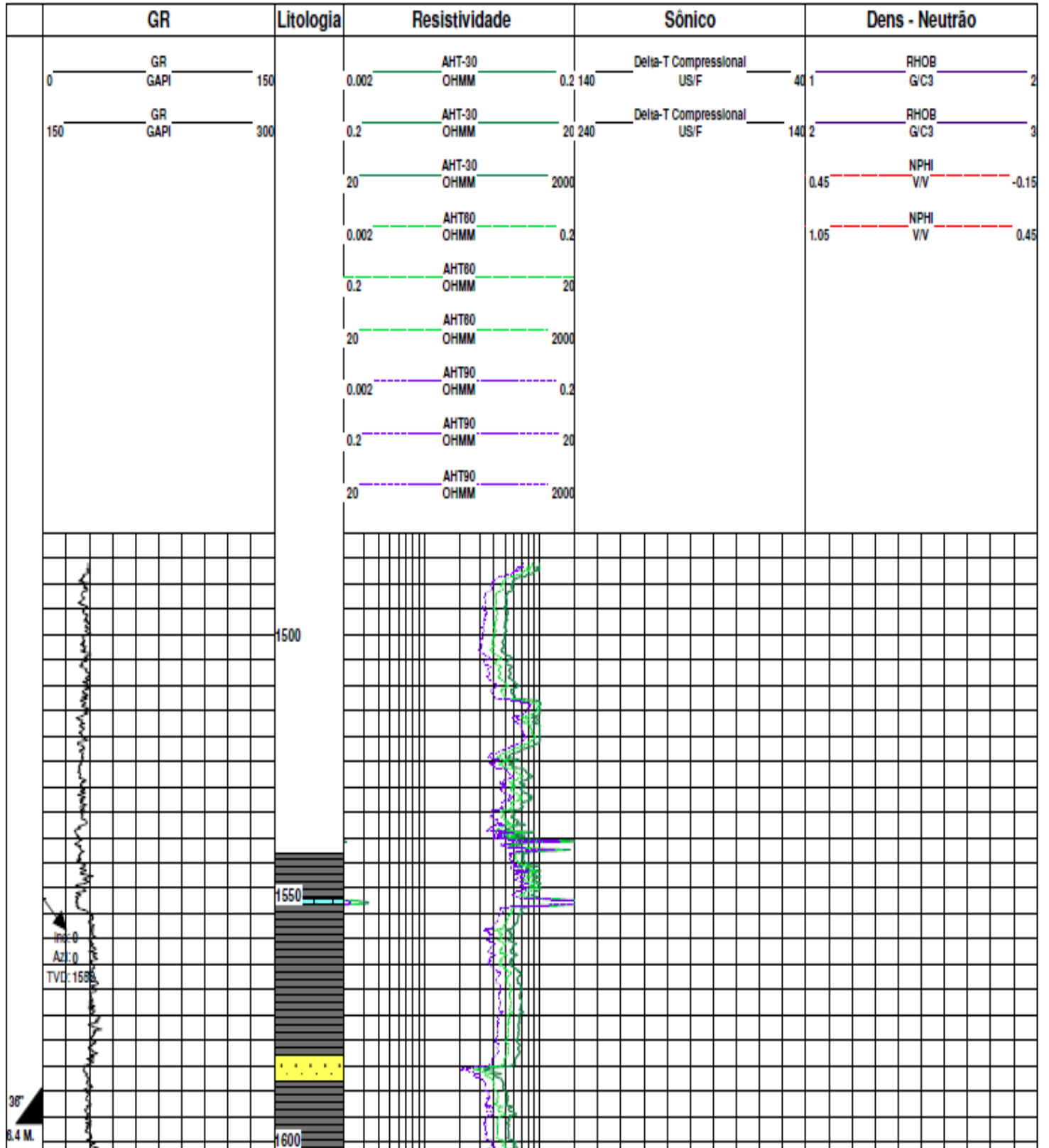
Coordenadas da base
Latitude: 24°05'22.0150" S
Longitude: 41°51'59.2473" W
Datum SAD-69
Policônica:
X: 6232117.68
Y: 7281516.25
MC: -39

Perfilagem

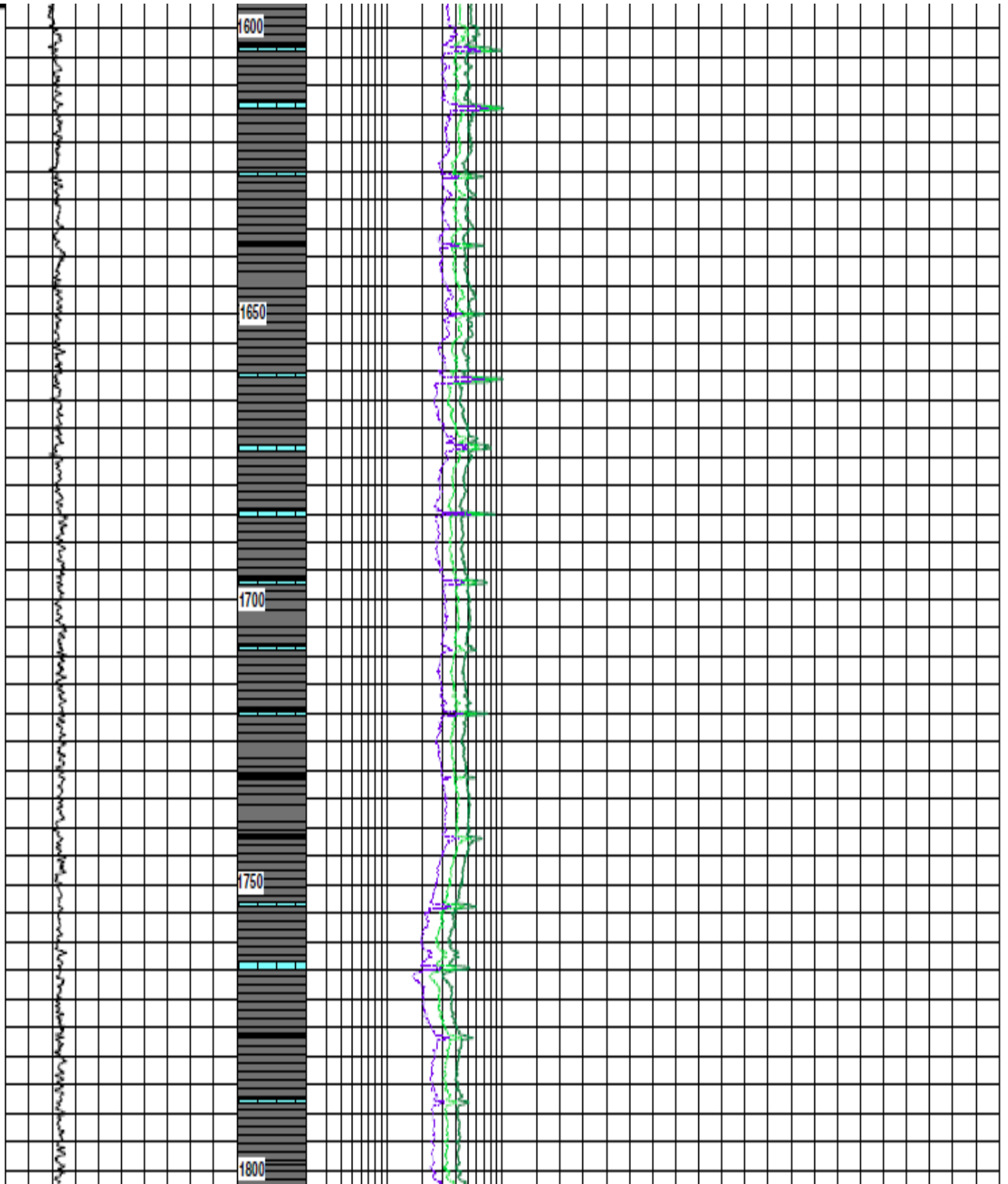
Corrida:	Perfis durante a perfuração:	Intervalo (m):
1	ARC/GR/APWD/MWD	1596-1887
2	ARC/GR/APWD/MWD	1887-2134
3	ARC/GR/ADN/APWD/MWD	2134-2831
Corrida:	Perfis a cabo:	Intervalo (m):
1	PEX-EMS	2125 - 4578.4
2	GR-MDT	2321 - 2321
3	GR-MDT (Pipe Conveyed)	2321 - 2571.5
4	Spectral GR-HRLA-DSI-FMI	1552 - 2831.6
5	GR - NMR	2240 - 2720
6	GR-SWC	2513.5-2579.6
7	GR-SWC	2212-2510.5

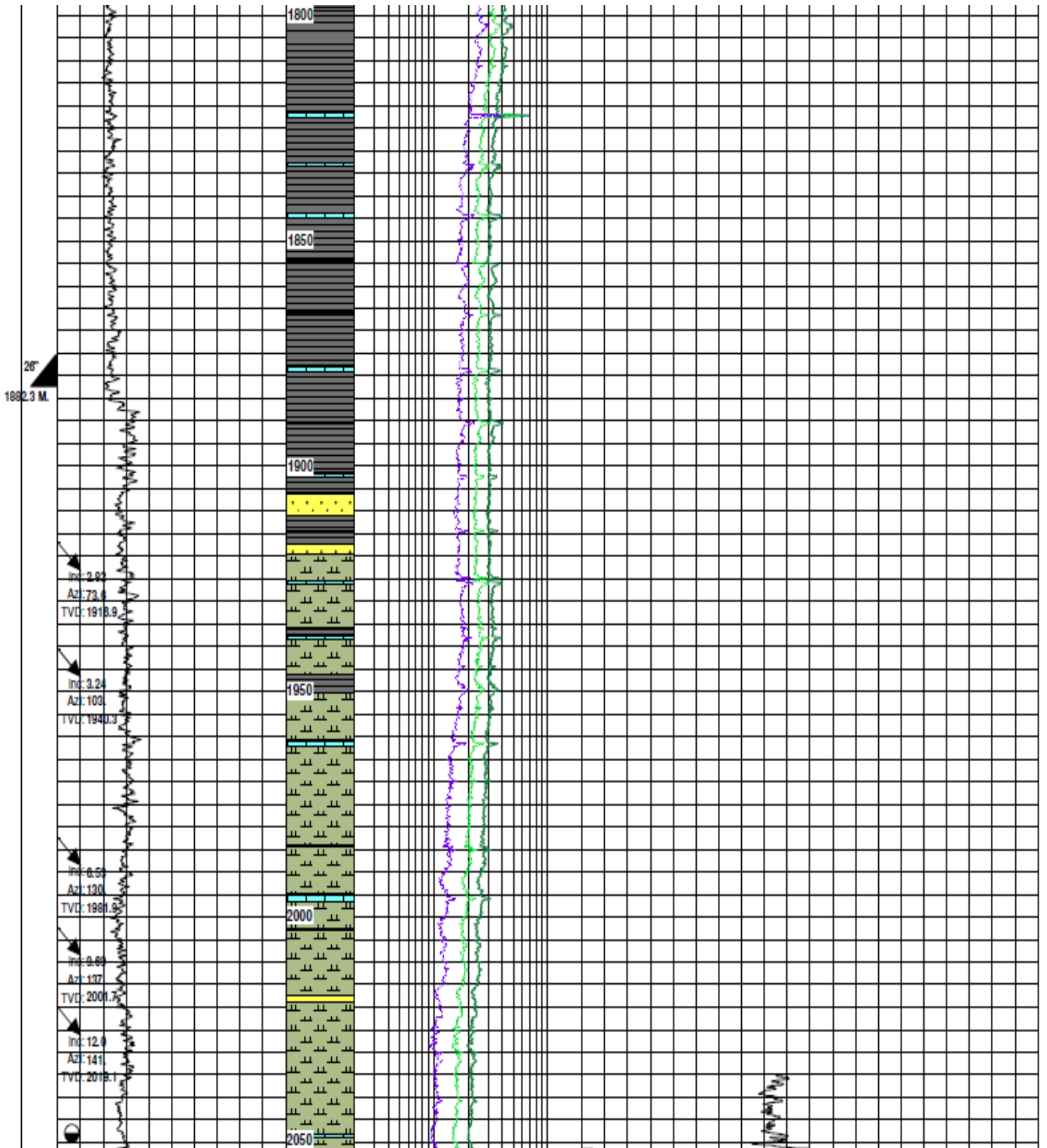
Coordenadas do fundo
Latitude: 24°05'38.9985" S
Longitude: 41°51'59.2473" W
Datum SAD-69
Policônica:
X: 6232177.69
Y: 7280976.72
MC: -39

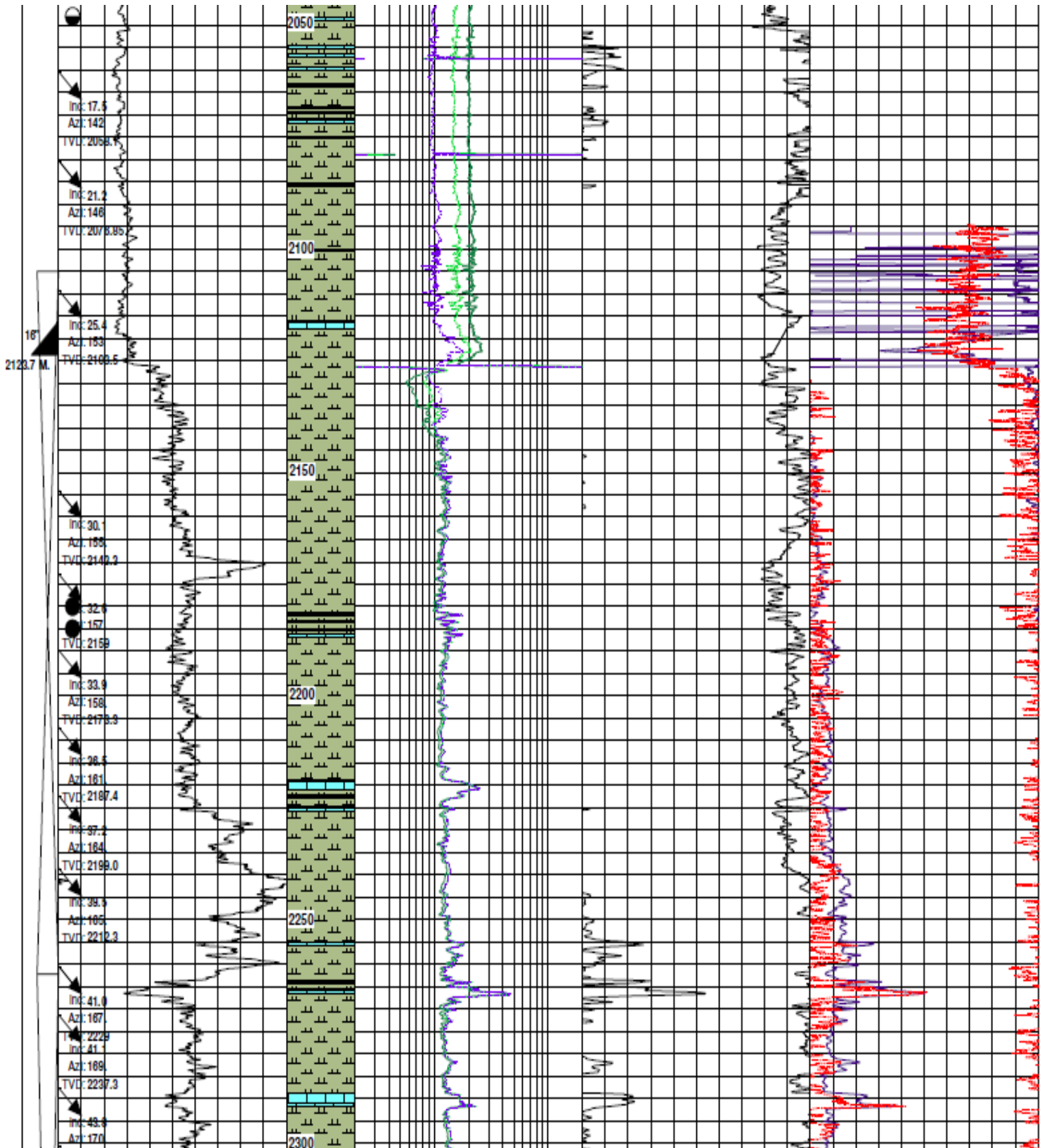
LITOLOGIA		OPERAÇÕES	
 Arenito  Arenito (Calc)  Siltito  Siltito (Calc)  Argilito  Folhelho  Conglomerado  Brecha  Dolomito  Calcário	 Calcilito  Calcario Dolomítico  Calcarenito  Marga  Sal  Tufo vulcânico  Ígnea (Extrusiva)  Ígnea (Intrusiva)  Ígnea (Vulcânica)  Metamórfica	 Testemunho (Recuperado)  Testemunho (Não recuperado)  Sapata de revestimento  Suspensor de revestimento  Ganho de fluido  Perda de fluido  Inclinação <p>Ino: Azi: TVD:</p>	 Tampão de cimento  Índicios de gás (fraco)  Índicios de gás (moderado)  Índicios de gás (Bom)  Índicios de gás (forte)  Índicios de óleo (fraco)  Índicios de óleo (moderado)  Índicios de óleo (bom)  Índicios de óleo (forte)  Fluorescência (Boa)  Fluorescência (fraca)  Fluorescência (mineral)
ACESSÓRIOS			
 Argiloso  Betuminoso  Calcítico  Carbonoso  Conglomerático  Dolomítico  Feldspático  Fossilífero  Glauconítico  Caulinitico  Margoso	 Micáceo  Microfossilífero  Oncolítico  Oolítico  Cascalho  Peloidal  Bioturbado  Píritico  Arenoso  Siderítico  Siltico	 Am. Lateral (Recuperada)  Am. Lateral (Não recuperada)  Pré-teste  Amostra de fluido  Teste/pré teste falho	



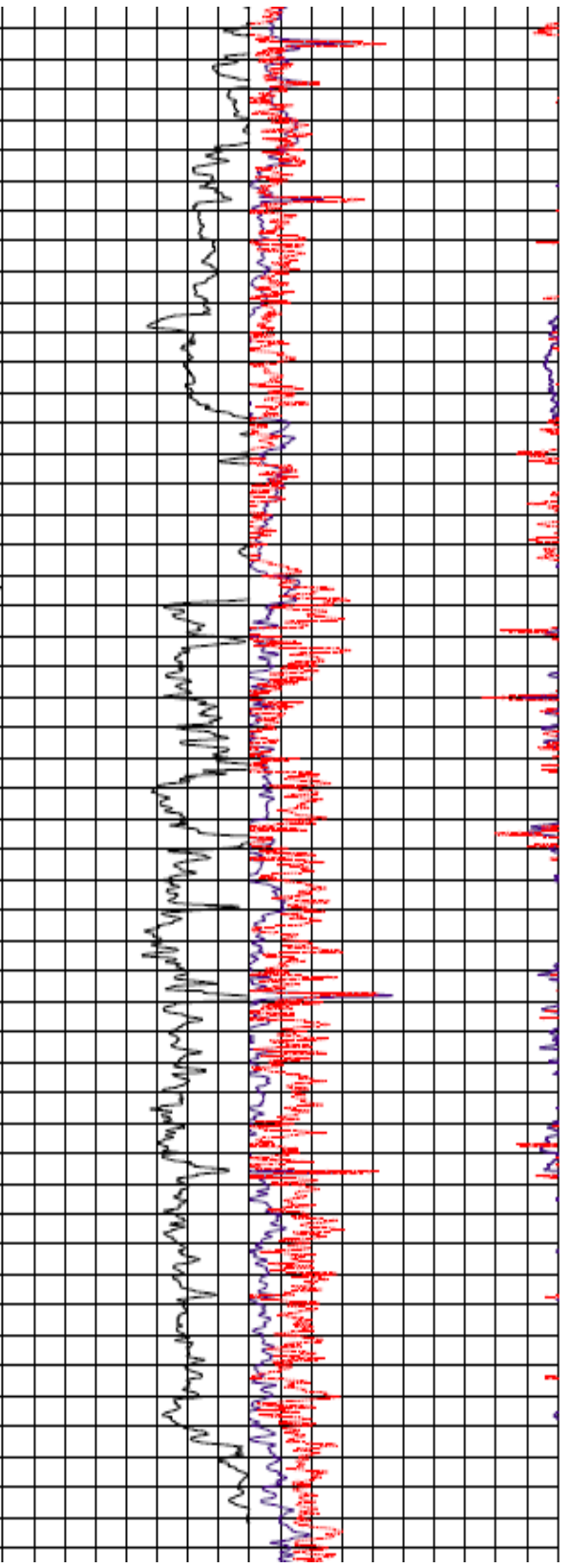
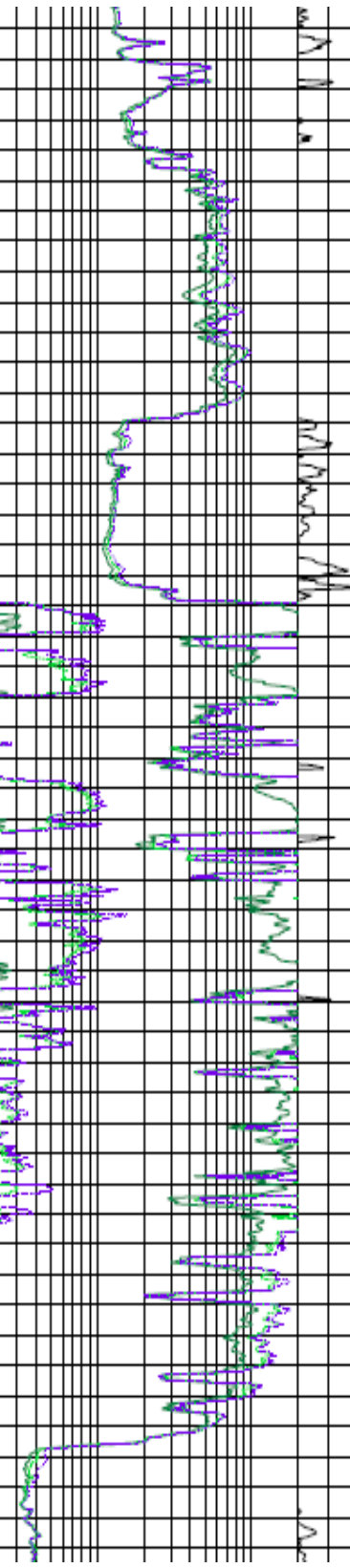
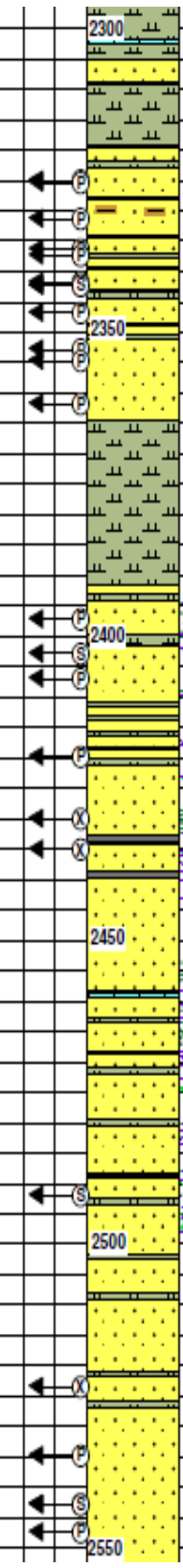
1598.4 M.

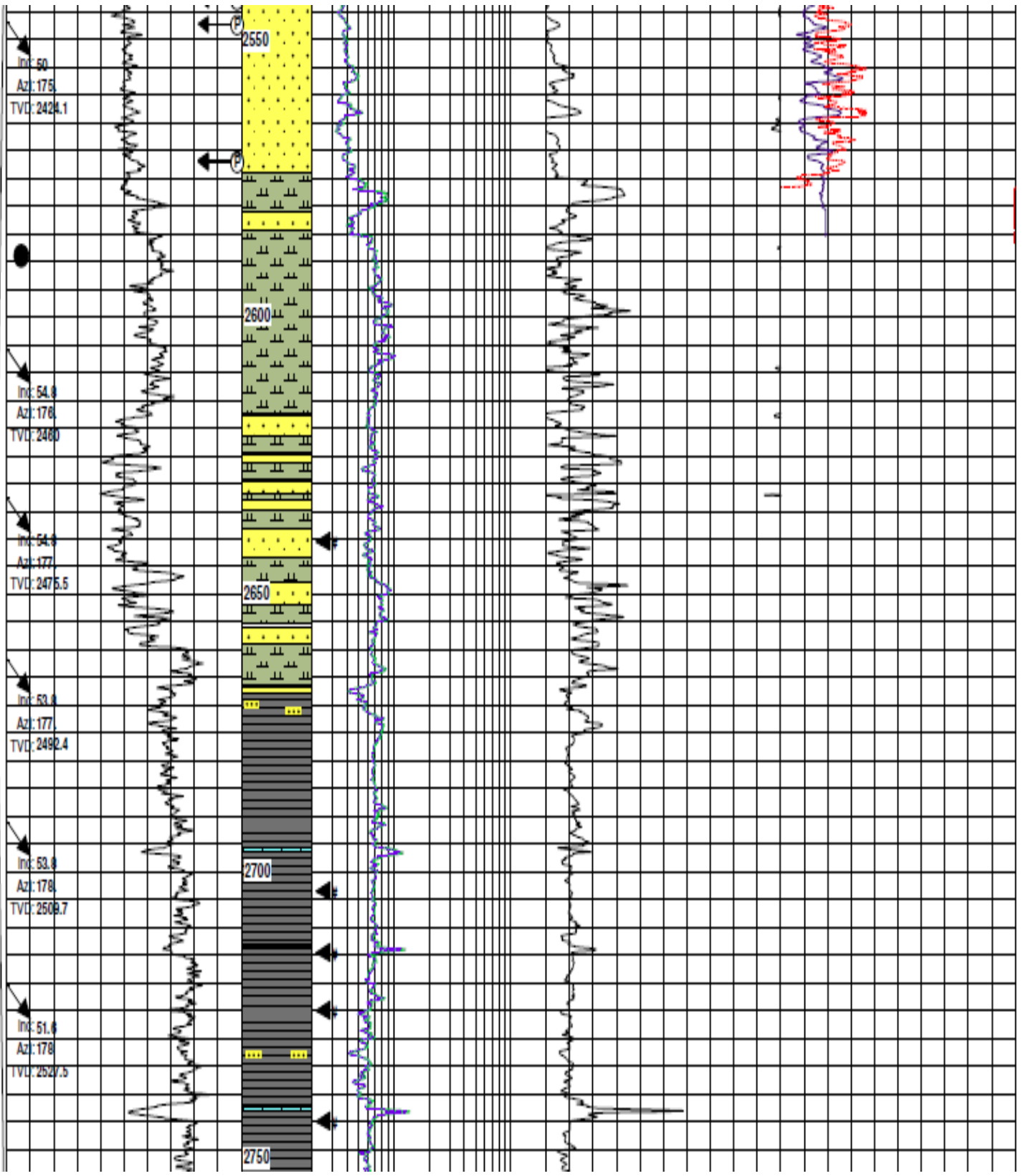


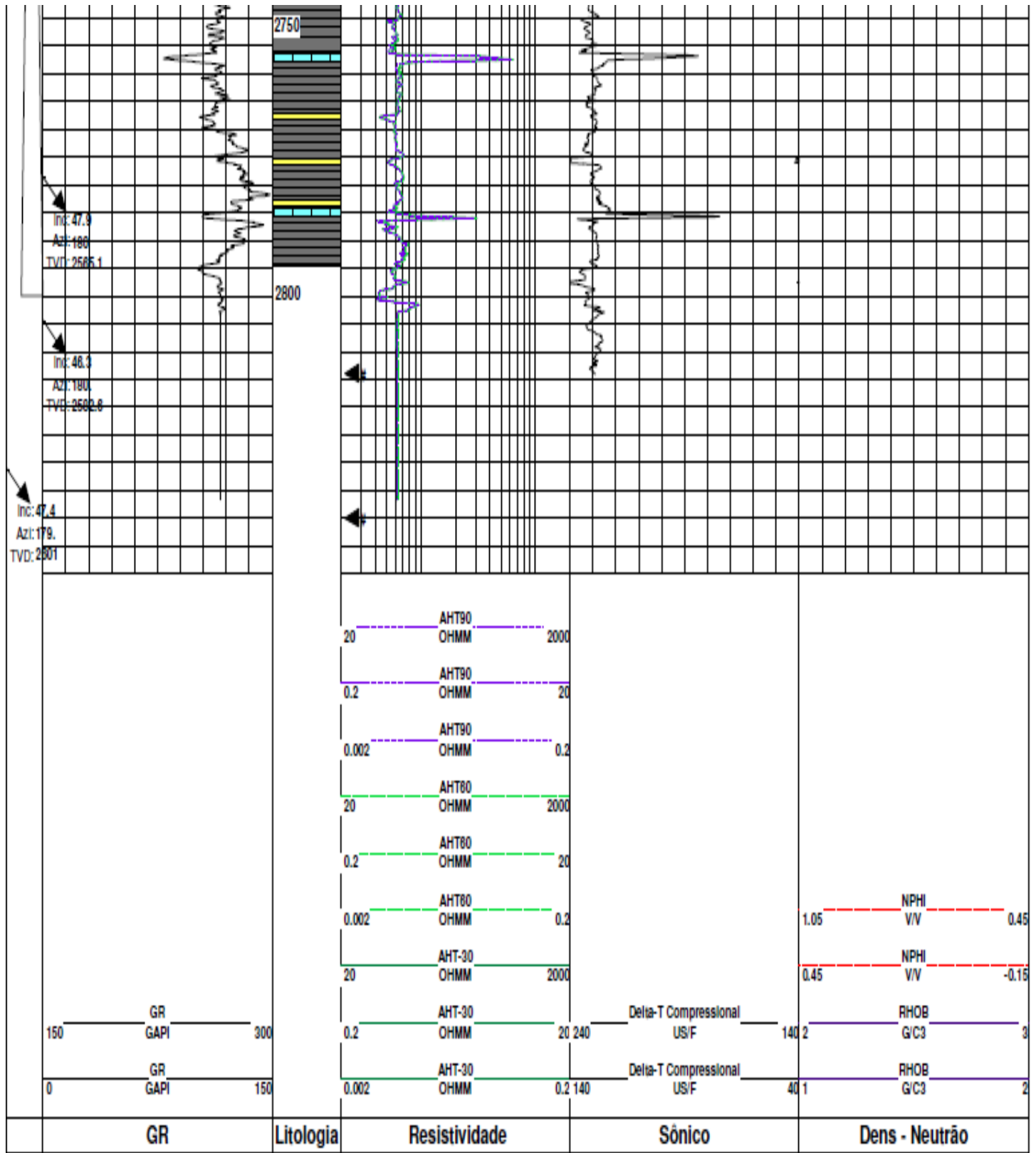




Az: 170
 Inc: 2249.3
 Az: 44.2
 Az: 170
 Inc: 2258.7
 Inc: 48.1
 Az: 173
 TVD: 2288.8
 Inc: 48.8
 Az: 173
 TVD: 2309.4
 Inc: 47.8
 Az: 174
 TVD: 2329.4
 Inc: 50.1
 Az: 174
 TVD: 2345.0
 Inc: 48.1
 Az: 173
 TVD: 2365.6







GR

Litologia

Resistividade

Sônico

Dens - Neutrão

Amostras Laterais

Corrida	ordem	Profundidade (M)	Status	Corrida	Ordem	Profundidade (M)	Status
1	1	2579.6	recuperado	2	16	2455.9	recuperado
1	2	2578.5	recuperado	2	17	2455	recuperado
1	3	2575.5	recuperado	2	18	2451.5	recuperado
1	4	2572.6	recuperado	2	19	2447	recuperado
1	5	2570.5	recuperado	2	20	2443	recuperado
1	6	2567.5	recuperado	2	21	2435	recuperado
1	7	2562.4	recuperado	2	22	2434	recuperado
1	8	2559.5	recuperado	2	23	2432.1	recuperado
1	9	2557.6	recuperado	2	24	2428	recuperado
1	10	2555.5	recuperado	2	25	2423	recuperado
1	11	2550.5	recuperado	2	26	2420	recuperado
1	12	2547.6	recuperado	2	27	2417.9	recuperado
1	13	2541.5	recuperado	2	28	2416.5	recuperado
1	14	2539.5	recuperado	2	29	2413.9	recuperado
1	15	2538.5	recuperado	2	30	2412	recuperado
1	16	2537.5	recuperado	2	31	2410.1	recuperado
1	17	2535.5	recuperado	2	32	2404.5	recuperado
1	18	2534	recuperado	2	33	2402.5	recuperado
1	19	2533	recuperado	2	34	2400.5	recuperado
1	20	2532	recuperado	2	35	2398	recuperado
1	21	2531	recuperado	2	36	2396	recuperado
1	22	2530	recuperado	2	37	2393.4	recuperado
1	23	2528.5	recuperado	2	38	2392	recuperado
1	24	2527	recuperado	2	39	2389	recuperado
1	25	2523.5	recuperado	2	40	2384.5	recuperado
1	26	2521.9	recuperado	2	41	2375	recuperado
1	27	2519.4	recuperado	2	42	2363	recuperado
1	28	2518.5	recuperado	2	43	2361	recuperado
1	29	2515.5	recuperado	2	44	2357	recuperado
1	30	2513.5	recuperado	2	45	2353.9	recuperado
				2	46	2349	recuperado
2	1	2510.5	recuperado	2	47	2344.5	recuperado
2	2	2509	recuperado	2	48	2340	recuperado
2	3	2506.9	recuperado	2	49	2337	recuperado
2	4	2495.1	recuperado	2	50	2335.1	recuperado
2	5	2491	recuperado	2	51	2332	recuperado
2	6	2488.5	não recuperado	2	52	2329.5	recuperado
2	7	2485	recuperado	2	53	2327.1	recuperado
2	8	2483.4	recuperado	2	54	2322	recuperado
2	9	2480.5	recuperado	2	55	2314	recuperado
2	10	2477.5	recuperado	2	56	2309	recuperado
2	11	2473	não recuperado	2	57	2307	recuperado
2	12	2470	recuperado	2	58	2280	recuperado
2	13	2465	recuperado	2	59	2241	recuperado
2	14	2462.7	recuperado	2	60	2212	recuperado

2	14	2462.7	recuperado
2	15	2459	recuperado

2	60	2212	recuperado
---	----	------	------------

MDT

Teste	Profundidade (m MD)	TVD (m)	Drawdown Mobility MD/CP	Pressão de Lama (PSIA)		Última leitura (PSIA) Pressão de Build up	Pressão de formação (PSIA)	Teste
				Antes	Depois			
2	2325.2							Perda de selo
2	2325.69	2275.81	30.66	3634.36	3635.82	3416.63	3416.63	Pré teste
3	2331.63	2279.81	41.78	3642.13	3642.69	3417.96	3417.96	Pré teste
4	2336.64	2336.64	15.04	3646.19	3646.44	3427.66	3427.66	Pré teste
5	2337.36	2293.74	3.41	3647.51	3646.84	3433.92	3433.92	Pré teste
6	2341.89	2286.90	30.96	3655.16	3654.63	3431.75	3431.75	Pré teste
7	2342.47	2342.47	44.66	3658.84	3652.85	3430.97	3430.97	Pré teste
81	2342.63	2287.27	3.70	3669.82	3664.00	3427.99	3427.99	Amostra de óleo
8	2347.00	2347.00	21.7	3669.77	3680.41	3436.69	3436.69	Pré teste
9	2362.96	2294.49	25.66	3666.13	3666.84	3437.38	3437.38	Pré teste
10	2364.90	2296.83	152.92	3667.74	3663.11	3439.03	3439.03	Pré teste
11	2361.95	2300.69	31.66	3677.34	3676.73	3444.38	3444.38	Pré teste
12	2367.39	2324.85	386.47	3917.69	3917.21	3473.10	3473.10	Pré teste
82	2403.06	2326.67	1274.44	3669.64	3922.12	3479.20	3479.20	Amostra de óleo
13	2407.11	2407.11	0.16	3929.78	3929.13	3429.73	3429.73	Pré teste
14	2420.00	2420.00	10.19	3990.69	3932.96	3496.15	3496.15	Pré teste
15	2430.18	2346.47	80.36	3966.91	3966.42	3967.80	3967.80	Perda de selo
16	2435.23	2435.23	13.92	3962.99	3961.84	3777.38	3777.38	Perda de selo
83	2482.17	2387.36	4.90	4016.66	4004.48	3664.39	3664.39	Amostra de óleo
17	2523.61	2406.81	8.68	3927.03	3986.49	3686.66	3686.66	Teste falho
18	2634.95	2416.42	1370.47	4062.92	4069.61	3692.81	3692.81	Pré teste
84	2642.91	2421.63	1334.22	4080.83	4080.44	3600.95	3600.95	Amostra de água
19	2647.62	2424.60	679.39	4083.03	4084.69	3606.68	3606.68	Pré teste
20	2672.09	2440.03	806.94	4107.11	4106.06	3628.47	3628.47	Pré teste
21	2672.38	2440.20	467.37	4106.68	4110.24	3628.46	3628.46	Pré teste

Índice Remissivo

- Abstract, xiv
Análises, 41
- Campo de Atlanta, 11
Combinação dos perfis de densidade e neutrônico, 18
Comissão Examinadora, i
Conclusões, 58
Contexto Geológico da Bacia de Santos, 3
- dedicação, ii
- Evolução tectono-sedimentar, 5
- Fatores que afetam a velocidade compressional e cisalhante, 22
- Importância da velocidade cisalhante, 22
- Interpretação dos perfis, 38
Introdução, 1
- Metodologia, 37
Modelo para estimativa da velocidade da onda cisalhante, 29
- Perfil de densidade (RHOB), 16
Perfil de raio gama (GR), 13
Perfil fator fotoelétrico (PEF), 18
Perfil neutrônico (NPHI), 17
Perfis de resistividade, 20
Perfis geofísicos, 13
- Resultados, 41
Resultados e Análises, 41
Resumo, xiii
- Sistema petrolífero da Bacia de Santos, 8