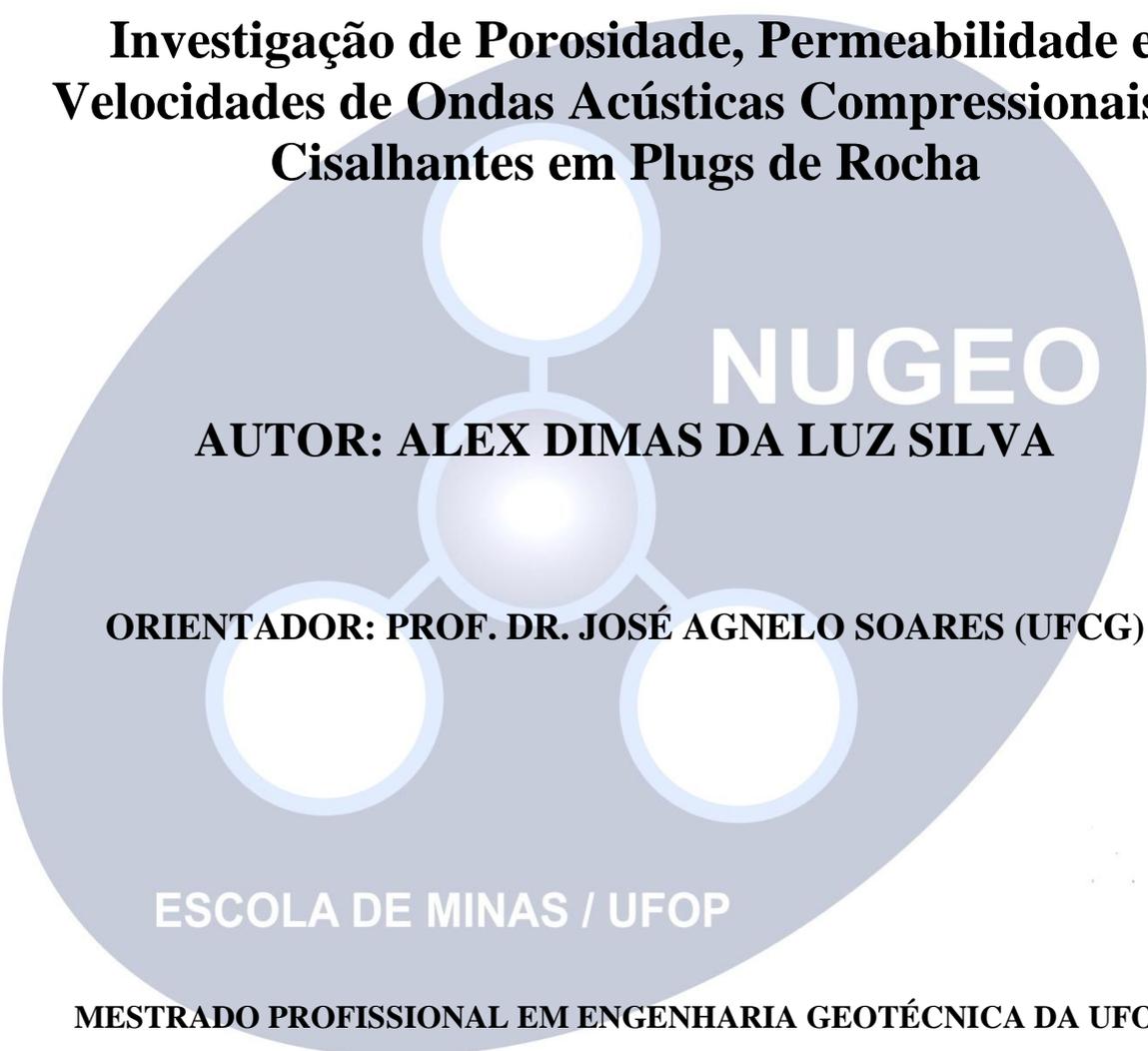


Dissertação de Mestrado

**CARACTERIZAÇÃO PETROFÍSICA EM ÁREA
PRODUTORA DE MINÉRIO DE FERRO:
Investigação de Porosidade, Permeabilidade e
Velocidades de Ondas Acústicas Compressionais e
Cisalhantes em Plugs de Rocha**



NUGEO

AUTOR: ALEX DIMAS DA LUZ SILVA

ORIENTADOR: PROF. DR. JOSÉ AGNELO SOARES (UFCG)

ESCOLA DE MINAS / UFOP

MESTRADO PROFISSIONAL EM ENGENHARIA GEOTÉCNICA DA UFOP

OURO PRETO/2014

S586c Silva, Alex Dimas Da Luz.
Caracterização petrofísica em área produtora de minério de ferro [manuscrito]: investigação de porosidade, permeabilidade e velocidade de ondas compr / Alex Dimas Da Luz Silva. - 2014.
146f.: il.: color; grafs; tabs; mapas.

Orientador: Prof. Dr. Soares José Agnelo .

Dissertação (Mestrado) - Universidade Federal de Ouro Preto. Escola de Minas. . Rede Temática em Engenharia de Materiais.
Área de Concentração Engenharia Geotécnica com ênfase em Sondagem.

1. Porosidade - Teses. 2. Minério de ferro - Teses. 3. Petróleo - exploração - Teses. I. Soares, José Agnelo . II. Universidade Federal de Ouro Preto. III. Título.

CDU: 622.24:553.2

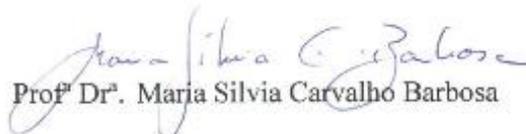
Catálogo: www.sisbin.ufop.br

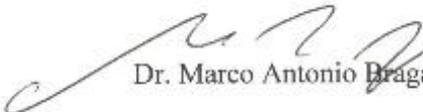
**CARACTERIZAÇÃO PETROFÍSICA EM ÁREA
PRODUTORA DE MINÉRIO DE FERRO.
INVESTIGAÇÃO DE POROSIDADE,
PERMEABILIDADE E VELOCIDADE DE ONDAS
ACÚSTICAS COMPRESSIONAIS E CISALHANTES EM
PLUGS DE ROCHA**

Dissertação apresentada ao Mestrado Profissional em Engenharia Geotécnica do Núcleo de Geotecnia da Escola de Minas da Universidade Federal de Ouro Preto, como parte integrante dos requisitos para obtenção do título de **Mestre em Geotecnia**, área de concentração em *Mineração*.

Esta dissertação foi apresentada em sessão pública e aprovada em 05 de setembro de 2014, pela Banca Examinadora composta pelos membros:


Prof. Dr. José Agnelo Soares (Orientador)


Prof. Dr. Maria Silvia Carvalho Barbosa


Dr. Marco Antonio Braga

Para **Lucrecia, Isadora,**
Luiza e Helena
Alegria do meu viver

AGRADECIMENTOS

Aos professores do Mestrado Profissional em Geotecnia, em especial ao meu orientador José Agnelo Soares. Agradeço pelos conhecimentos compartilhados.

Ao Consórcio Vetria, em especial aos geólogos Rafael Henchen e Augusto Mendonça, pela concessão dos dados.

À Fundação Victor Dequech e à Geosol, nas pessoas do João Luiz, Dalmo, Ronaldo e Chaves, agradeço o apoio financeiro e cobrança profissional que me ajudaram a chegar até o final.

À minha querida e amada mãe, Dona Noêmia, pelas inúmeras mensagens via telefone que me incentivaram e me ajudaram a avançar e concretizar este sonho.

À Lucrécia, minha amada mulher, pelo apoio incondicional em todos os momentos.

“Por vezes sentimos que aquilo que fazemos não é senão uma gota de água no mar. Mas o mar seria menor se lhe faltasse uma gota”.
(Madre Teresa de Calcutá)

“E aqueles que foram vistos dançando foram julgados insanos por aqueles que não podiam escutar a música.”
(Friedrich Nietzsche)

SUMÁRIO

	Pág.
Lista de figuras	10
Lista de tabelas	13
Listas de gráficos	14
RESUMO	15
ABSTRACT	16
1 Introdução	17
1.1 Considerações Iniciais	17
1.2 Objetivo	17
1.3 Estrutura da Dissertação	18
2 Localização da área de estudo	19
2.1 Geologia Regional	22
2.2 Geologia Estrutural	22
2.3 Litotipos Observados	25
3 Revisão Bibliográfica	26
3.1 Porosidade e Permeabilidade	26
3.1.1 Porosidade	27
3.1.1.1 Fatores que governam a magnitude da porosidade	27
3.1.1.2 Classificação da porosidade na engenharia	28
3.1.1.3 Classificação da porosidade na Geologia	29
3.1.2 Permeabilidade	31
3.1.2.1 Classificação da permeabilidade	32
3.1.2.2 Fatores que afetam a magnitude da permeabilidade em sedimentos	32
3.1.2.3 Relação Permeabilidade-Porosidade	33
3.1.2.4 Efeito do empacotamento na permeabilidade	34
3.1.2.5 Efeito da saturação de água na permeabilidade	36
3.1.2.6 Permeabilidade Direcional	36
3.1.2.7 Relação entre as permeabilidades horizontal, K_H , e permeabilidade vertical, K_V	37
3.1.2.8 Distribuição Permeabilidade e Porosidade	38
3.1.2.9 Permeabilidade efetiva a partir de dados de amostras	38

3.1.3 Resistividade da formação e saturação de água	39
3.1.3.1 O Fator da Resistividade da Formação	40
3.1.3.2 Medição de Resistividade	40
3.1.3.3 Determinação da Resistividade da Água da Formação	42
3.1.3.4 Correlação entre o Fator da Resistividade, (F_R), da Formação e a Porosidade	42
3.1.3.5 Correlação entre o Fator da Resistividade, (F_R), da Formação e a Tortuosidade	42
3.1.3.6 Correlação entre o Fator da Resistividade, (F_R), da Formação e a Cimentação	43
3.1.3.7 Correlação entre o Fator da Resistividade da Formação, (F_R), e a Saturação de Água	44
3.1.3.8 Correlação entre o Fator da Resistividade, (F_R), da Formação e a Permeabilidade.....	45
3.2 Perfilagem Acústica	47
3.2.1 Conceito Básico de Elasticidade	47
3.2.1.1 A relação Tensão <i>versus</i> Deformação	47
3.2.1.2 Constantes Elásticas Dinâmicas	48
3.2.1.3 Ondas em Corpos Elásticos	50
3.2.2 Reflexão e refração de ondas elásticas	53
3.2.3 Propagação de ondas acústicas em um furo cheio de fluido	56
3.2.3.1 <i>Head wave</i> compressional	57
3.2.3.2 <i>Head wave</i> de cisalhamento	57
3.2.3.3 Ondas Pseudo-Rayleigh	59
3.2.3.4 Onda Stoneley	60
3.2.3.5 Sinal acústico de onda completa	60
3.2.4 Propagação da onda acústica nas rochas	61
3.2.5 Relações entre porosidade e tempo de trânsito	62
3.2.5.1 A relação do tempo médio em formações compactas	62
3.2.5.2 A relação do tempo médio em formações não compactas	63
3.2.6 O Modelo de Geertsma	64
3.2.7 A Transformação de Raymer-Hunt	64
3.2.8 Cálculo de porosidade a partir de perfis acústicos	64
3.3 Perfilagem Geofísica de Poço/Furo	66

3.3.1	Perfil de Raios Gama	66
3.3.2	Perfil de Indução	67
3.3.3	Perfil do Potencial Espontâneo	69
3.3.4	Perfil de Resistividade Curta e Longa	71
3.3.5	Perfil Sônico	73
3.4	Equipamentos Utilizados em Perfilagem de Furo de Sondagem	75
3.4.1	Caliper de Três Braços (<i>3-Arm Caliper</i>)	75
3.4.2.	Sonda Sônica de Onda Completa (<i>Full-Waveform Sonic</i>)	76
3.4.3	Sonda de Perfilagem Elétrica (<i>Electric Logging</i> ou ELTG)	77
3.4.4	Sonda de Dupla Indução (<i>Dual Induction</i>)	78
4	Metodologia	79
4.1	Seleção e preparação de amostras	79
4.2	Ensaio de porosidade, permeabilidade e densidades de grãos	80
4.2.1	Ensaio de porosidade	81
4.2.2	Ensaio de permeabilidade	84
4.3	Ensaio de propriedades elástica	85
5	Apresentação dos Resultados	88
5.1	Relação de amostras coletadas e <i>plugs</i> confeccionados	88
5.2	Resultado dos ensaios de porosidade e de densidade de grãos	91
5.3	Resultado dos ensaios permeabilidade	92
5.4	Nova classificação litológica	93
5.4.1	As amostras BH	95
5.4.2	As amostras FF1	95
5.4.3	As amostras FF2	98
5.4.4	As amostras FS1	100
5.4.5	As amostras FS2	100
5.4.6	As amostras FS3	102
5.4.7	As amostras FS4	102
5.4.8	As amostras FS5	103
5.5	Tabela de dados	104
5.6	Gráficos	106
5.6.1	O Gráfico de Densidade de Grãos vs. Porosidade	106

5.6.2	O Gráfico V_P vs. Porosidade	106
5.6.3	O Gráfico V_{S1} vs. Porosidade	107
5.6.4	O Gráfico V_{S2} vs. Porosidade	108
5.6.5	O Gráfico V_{S1}/V_{S2} vs. Densidade de Grãos	109
5.6.6	O Gráfico Módulo de Young vs. Porosidade	109
5.6.7	O Gráfico Razão de Poisson vs. Porosidade	110
5.6.8	O Gráfico Permeabilidade vs. Porosidade	111
5.6.9	O Gráfico Módulo de Volume vs. Porosidade	111
5.6.10	O Gráfico Módulo de Cisalhamento vs. Porosidade	112
5.6.11	O Gráfico Tempo de Trânsito Médio vs. Pressão Confinante	113
5.6.12	Permeabilidade Horizontal (K_H), Coeficiente de variação da permeabilidade (V_K), Índice de Qualidade do Reservatório (RQI) e Fator de Resistividade (F_R)	116
5.6.13	Perfis geofísicos	120
6	Conclusões	125
7	Referências bibliográficas	127
8	Anexos	128

Lista de Figuras

	Pag.
Figura 01: Mapa de localização do município de Corumbá, Estado do Mato Grosso do Sul, Brasil	19
Figura 02: Imagem aérea destacando a localização do município de Corumbá e da área de estudo	20
Figura 03: Imagem aproximada da localização da mina da Vetorial Mineração	20
Figura 04: Imagem aérea com a localização dos furos onde foram colatadas as amostras analisadas	21
Figura 05a: Mapa geológico e seção cruzada NW-SE do sistema <i>Graben</i> de Corumbá de acordo com <i>Walde (1988)</i>	23
Figura 05b: Imagem aérea da área de estudo contendo a marcação dos principais lineamentos macroestruturais.....	24

Figura 06: a) arranjo de grãos de areia de diferentes formas e tamanho. b) empacotamento cúbico de esferas de três tamanhos diferentes	28
Figura 07: tipos de porosidades encontradas em reservatórios de arenitos	30
Figura 08: efeito da cimentação de argila sobre a porosidade e permeabilidade	32
Figura 09: efeito de grãos grandes e achatados sobre a permeabilidade	32
Figura 10: efeito de grãos grandes e arredondados sobre a permeabilidade ...	33
Figura 11: efeito de grãos pequenos e irregulares sobre a permeabilidade	33
Figura 12: relação entre porosidade e permeabilidade obtidas a partir de um grande número de amostras de arenitos uniformes e homogêneos	34
Figura 13: gráfico RQI, índice de qualidade do reservatório, vs. $\emptyset/(1- \emptyset)$, relação do volume de poros no grão	35
Figura 14: gráfico RQI, índice de qualidade do reservatório, vs. τ , tortuosidade	35
Figura 15: gráfico RQI, índice de qualidade do reservatório, vs. FFI, índice de fluxo livre	36
Figura 16: Medição da resistividade de água salgada	41
Figura 17: Medição da resistividade de uma amostra de rocha porosa	41
Figura 18: a) deformação longitudinal e transversal causado pela tensão de tração. b) deformação longitudinal e transversal causado pela tensão de compressão. c) deformação de cisalhamento resultante da tensão de cisalhamento	50
Figura 19: Parâmetros de propagação da onda acústica	51
Figura 20: esquema de propagação de uma onda compressional, P.	52
Figura 21: esquema de propagação da onda de cisalhamento	53
Figura 22: reflexão e refração de ondas elásticas em uma interface entre dois meios de diferentes propriedades.....	54
Figura 23: onda incidindo em um ângulo crítico de refração e gerando uma <i>head wave</i>	55
Figura 24: ângulos críticos de refração, α_{pc} e α_{sc} , de uma onda compressional , resultando em ondas <i>head wave</i> compressional e <i>head wave</i> de cisalhamento	56
Figura 25: trajeto percorrido pela propagação das ondas compressional e de cisalhamento dentro de um furo preenchido por fluido	58

Figura 26: desenho esquemático da propagação do modo de fuga dentro de um furo preenchido por fluido	58
Figura 27: desenho esquemático da propagação da onda pseudo-Rayleigh dentro de um furo preenchido por fluido	59
Figura 28: desenho esquemático do sinal de chegada da onda completa no receptor	61
Figura 29: Trem de ondas no osciloscópio mostrando as chegadas das ondas compressionais	75
Figura 30: sonda 3-Arm caliper	76
Figura 31: sonda Full-waveform sonic	77
Figura 32: sonda Electric Logging (ELTG)	77
Figura 33: sonda Dual Induction (DUIN)	78
Figura 34: a) foto exibindo as amostras selecionadas e identificadas antes da confecção dos <i>plugs</i> de rocha. b) coroa diamantada utilizada. c) <i>plug</i> de rocha confeccionado	79
Figura 35: a) pesagem dos <i>plugs</i> de rocha. b) medida do comprimento do <i>plug</i> com o uso do paquímetro eletrônico. c) medida do diâmetro do <i>plug</i> com o uso do paquímetro eletrônico	80
Figura 36: Equipamento Ultra-Poro/Perm-500 fabricado pela CORE LAB INSTRUMENTS.....	80
Figura 37: Detalhe do local de acondicionamento do <i>plug</i> , copo matriz para medição de porosidade, do equipamento Ultra-Poro/Perm-500.....	82
Figura 38: Croquis esquemáticos do ensaio de porosidade no equipamento ULTRA-PORO/PERM 500 exemplificando a liberação/pressurização de gás ao longo do sistema	82
Figura 39: <i>Core Holder</i> do ensaio de medição de permeabilidade no equipamento ULTRA-PORO/PERM 500	85
Figura 40: medidor de propriedades elásticas AUTOLAB 500, fabricado pela NER	85
Figura 41: croqui esquemático detalhando o arranjo entre os cabeçotes, os transdutores e a amostra	86
Figura 42: medições de propriedades elásticas Head-to-Head	87

Lista de Tabelas

	Pag.
Tabela 01: valores típicos para a onda P de alguns materiais.....	63
Tabela 02: valores para o tempo de trânsito da onda sônica ao longo da matriz rochosa.....	65
Tabela 3: identificação de cada amostra na etapa de escolha dos testemunhos representativos da área de interesse.....	88
Tabela 4: relação de furos, <i>plugs</i> confeccionados e perfis geofísicos existentes para a área de estudo.....	90
Tabela 5: percentual de porosidade obtidos em <i>plugs</i> de rocha após ensaio.	91
Tabela 6: dados obtidos em plus de rocha após ensaio de permeabilidade...	92
Tabela 7: classificação proposta com base na descrição de <i>plugs</i> de rocha das amostras analisadas.....	94
Tabela 8: <i>plugs</i> de rocha do litotipo BH.....	95
Tabela 9: <i>plugs</i> de rocha do litotipo FF1.....	95
Tabela 10: <i>plugs</i> de rocha do litotipo FF2.....	98
Tabela 11: <i>plugs</i> de rocha do litotipo FS1.....	100
Tabela 12: <i>plugs</i> de rocha do litotipo FS2.....	100
Tabela 13: <i>plugs</i> de rocha do litotipo FS3.....	102
Tabela 14: <i>plugs</i> de rocha do litotipo FS4.....	102
Tabela 15: <i>plugs</i> de rocha do litotipo FS5.....	104
Tabela 16: dados de porosidade, permeabilidade, velocidade de propagação de ondas acústicas e constantes elásticas para os diversos <i>plugs</i> de rocha analisados para uma pressão de confinamento de 40 MPa...	104
Tabela 17: médias do tempo de trânsito da onda compressional para os diferentes litotipos analisados.....	113
Tabela 18: valores calculados para a permeabilidade horizontal, índice de heterogeneidade do reservatório, índice de qualidade do reservatório e Fator de Resistividade.....	118

Lista de Gráficos

	Pag.
Gráfico 1: densidade de grãos <i>versus</i> porosidade.....	106
Gráfico 2: velocidade da onda P <i>versus</i> porosidade. Pressão confinante efetiva de 40 MPa.....	107
Gráfico 3: velocidade da onda S ₁ <i>versus</i> porosidade. Pressão confinante efetiva de 40 MPa.....	108
Gráfico 4: velocidade da onda S ₂ <i>versus</i> porosidade. Pressão confinante efetiva de 40 MPa.....	108
Gráfico 5: razão VS ₁ /VS ₂ <i>versus</i> porosidade. Pressão confinante efetiva de 40 MPa.....	109
Gráfico 6: módulo de Young <i>versus</i> porosidade sob pressão confinante efetiva de 40 MPa.....	110
Gráfico 7: razão de Poisson <i>versus</i> porosidade sob pressão confinante efetiva de 40 MPa.....	110
Gráfico 8: Permeabilidade (mD) <i>versus</i> porosidade.....	111
Gráfico 9: módulo de incompressibilidade <i>versus</i> porosidade sob pressão confinante efetiva de 40 MPa.....	112
Gráfico 10: módulo de cisalhamento <i>versus</i> porosidade sob pressão confinante efetiva de 40 MPa.....	112
Gráfico 11: tempo de trânsito médio <i>versus</i> pressão confinante efetiva.....	115
Gráfico 12: permeabilidade vertical medida <i>versus</i> porosidade.....	118
Gráfico 13: permeabilidade horizontal calculada <i>versus</i> porosidade.....	119
Gráfico 14: índice de qualidade do reservatório (RQI) <i>versus</i> porosidade..	116
Gráfico 15: fator de resistividade (F _R) <i>versus</i> porosidade.....	119

RESUMO

Localizada próximo à divisa do Brasil com a Bolívia, mais precisamente na área adjacente à mina de ferro da Vetorial Mineração, no município de Corumbá, Estado do Mato Grosso do Sul, a região da Morraria Santa Cruz está inserida no domínio de ocorrência das Formações Santa Cruz, caracterizada pela ocorrência de rochas do tipo BIF (banded iron formation), e Urucum, caracterizada pela ocorrência de rochas siliciclásticas de granulometria grossa, ambas pertencentes ao Grupo Jacadigo de idade Neoproterozóica. As propriedades permoporosas e elastodinâmicas medidas para os diferentes litotipos estudados revelam indícios da rigidez do maciço rochoso, e a forma como a estabilidade deste maciço poderá estar afetada pelos condicionantes litoestruturais.

Para a maioria das amostras analisadas, o valor de porosidade é inferior a 7% e a permeabilidade é muito baixa ou ausente, revelando tratar-se de um maciço rochoso extremamente compacto e rígido. Comparados aos litotipos do grupo FS, os litotipos do grupo FF revelaram ser compostos por rochas mais densas e com maior rigidez e competência, apresentando comumente valores mais elevados de densidade de grãos e menores valores para o tempo de trânsito da onda acústica. De uma forma geral, amostras com menor porosidade exibem os menores valores de permeabilidade. Os dados tornam por revelar um maciço caracterizado pelo domínio de rochas compactas, com elevada densidade de grãos, baixa permeabilidade e baixa porosidade. Os litotipos analisados exibem comportamento de corpos homogêneos aproximadamente isotrópicos. Por fim, a perfilagem geofísica revelou possuir marcadores seguros para indicar a presença de brechas sedimentares e de níveis argilosos, mostrando ser uma excelente ferramenta para conferência da profundidade de ocorrência desses litotipos para posterior validação de furos de sondagem.

Palavras chave: Formação Santa Cruz, formação ferrífera bandada, porosidade, permeabilidade, ondas acústicas, perfilagem geofísica.

ABSTRACT

Located near the border of Brazil and Bolivia, more precisely in the adjacent area to Vetorial Mineração's iron mine, in Corumbá, State of Mato Grosso do Sul, the region of Morraria Santa Cruz is inserted in the area of occurrence of the Santa Cruz Formation, characterized by the occurrence of rocks type BIF (banded iron formation), and Urucum Formation, characterized by the occurrence of coarse grain size siliciclastic rocks, both belonging to Jacadigo Group of Neoproterozoic age. The measures of permoporous and elastodynamic properties for the different rock types studied show evidence of the rigidity of the same rocks, and how this stability can be affected by lithostructural constraints.

For most samples, the porosity value is less than 7% and the permeability is very low or absent, revealing that it was a extremely compact and rigid rock mass. Compared to the FS group's lithologies, the FF group's lithotypes were found to be composed of denser, more rigid and competence rocks, commonly presenting higher values of grain density and lower values for the transit time of the acoustic wave. Generally, samples with lower porosity exhibit lower values of permeability. The data make for revealing a massive characterized by the dominance of compact rocks with high grain density, low permeability and low porosity. Lithotipes analyzed exhibit behavior approximately homogeneous isotropic bodies. Finally, geophysical logging was found to have insurance markers to indicate the presence of sedimentary breccias and clays levels, proving to be an excellent tool for checking the depth of occurrence of these rock types for subsequent validation of boreholes.

Keywords: Santa Cruz Formation, banded iron formation, porosity, permeability, acoustic waves, geophysical logging.

1 Introdução

1.1 Considerações Iniciais

Conhecer as propriedades petrofísicas de um maciço rochoso faz-se necessário para compor uma interpretação geológico-geotécnica e hidrogeológica adequada. Os assuntos que serão abordados nesta dissertação buscam caracterizar as propriedades referentes à porosidade, permeabilidade e velocidades de ondas acústicas, P e S, medidas em *plugs* de rocha a partir de testemunhos provenientes de uma única mina produtora de minério de ferro localizada no município de Corumbá, Estado de Mato Grosso do Sul, Brasil.

Como ferramenta de auxílio na identificação e quantificação das estruturas de maior porte, as medições das velocidades de tempo de trânsito das ondas acústicas tornam por nos revelar as características litofísicas da rigidez do maciço rochoso analisado.

A porosidade medida é a efetiva, e o dado coletado indica como a estabilidade deste maciço poderá estar afetada pelos condicionantes litoestruturais.

A permeabilidade mensurada proporciona dados que enriquecem o conhecimento dos litotipos ocorrentes, proporcionando ao modelamento hidrogeológico da área a adição de dados característicos das litofácies presentes.

A caracterização petrofísica de uma área produtora de minério de ferro através da medição de propriedades elásticas (ondas P e S), de porosidade e de permeabilidade em amostras de testemunhos objetiva fornecer dados para enriquecer o conhecimento dos maciços rochosos estudados. Isto permite incrementar o modelamento geotécnico e hidrogeológico da mina.

1.2 Objetivo

O principal objetivo deste trabalho é o de medir e analisar as propriedades permoporosas e elastodinâmicas em diferentes litologias presentes numa importante área produtora de minério de ferro localizada na divisa do Brasil com a Bolívia. O objetivo complementar é o de buscar correlacionar os dados petrofísicos de porosidade, permeabilidade e velocidade de propagação de ondas acústicas compressionais e cisalhantes, obtidos em análises laboratoriais, com aqueles obtidos

através de perfilagem geofísica realizada nos mesmos furos de sondagem de onde as amostras foram coletadas.

1.3 Estrutura da Dissertação

Esta dissertação é dividida em seis capítulos de acordo com a estruturação dos temas analisados.

No Capítulo 1 a proposta de trabalho é apresentada, com destaque para as considerações iniciais, seus objetivos, bem como a própria estrutura da dissertação.

No Capítulo 2 é destacada a localização da área de estudo e o contexto geológico da mesma área.

No Capítulo 3 é apresentada uma revisão bibliográfica para o estudo de porosidade, permeabilidade e ondas acústicas. Com o objetivo de correlacionar os dados obtidos em ensaios de laboratório com perfis geofísicos, também está presente uma revisão bibliográfica dos perfis geofísicos disponíveis para a área do levantamento.

O Capítulo 4 contém a descrição da metodologia utilizada para este estudo, desde a seleção de amostras e preparação de *plugs* de rocha, até os diversos ensaios empregados para obtenção de dados de porosidade, permeabilidade e velocidades de ondas acústicas.

No Capítulo 5 são apresentadas tabelas contendo os resultados obtidos nos ensaios aplicados, bem como a classificação dos litotipos estudados e uma breve descrição dos mesmos. Diversos gráficos estão disponíveis com o objetivo de comparação e verificação do comportamento e correlação desses diferentes litotipos entre si. Também faz parte deste capítulo uma breve descrição dos perfis geofísicos realizados nos furos de sondagem executados na área de estudo.

O Capítulo 6 reúne as principais conclusões provenientes das análises e avaliações realizadas durante o desenvolvimento desta dissertação, incluindo também algumas recomendações para pesquisas futuras e/ou complementares.

2 Localização da área de estudo

A área de estudo está localizada no município de Corumbá (figura 01), Estado do Mato Grosso do Sul, Brasil, sobre a região da Morraria Santa Cruz, mas precisamente na área de domínio da mina de ferro da Vetorial Mineração, pertencente ao Consórcio Vetria, (figuras 02, 03 e 04).

A mina da Vetorial Mineração está situada a uma distância de cerca de 70 Km a sudeste do centro da cidade de Corumbá, Estado de Mato Grosso do Sul, Brasil. O acesso à área dá-se pela BR-262 saindo de Corumbá em direção de Campo Grande por cerca de 45 Km até o trevo de acesso ao balneário Menck, seguindo por esta estrada de chão até a portaria da mina.



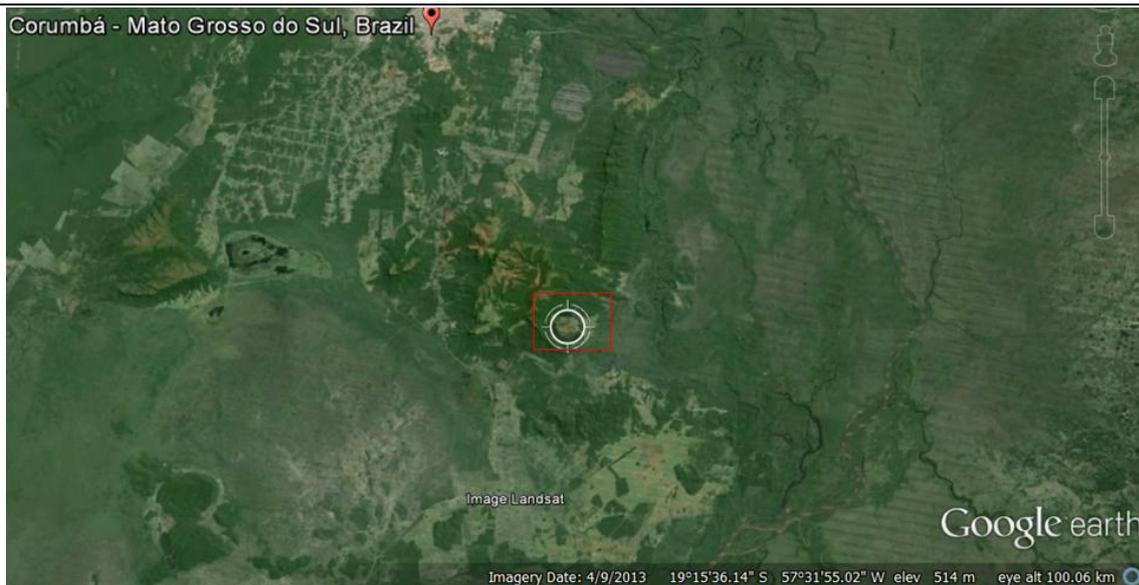
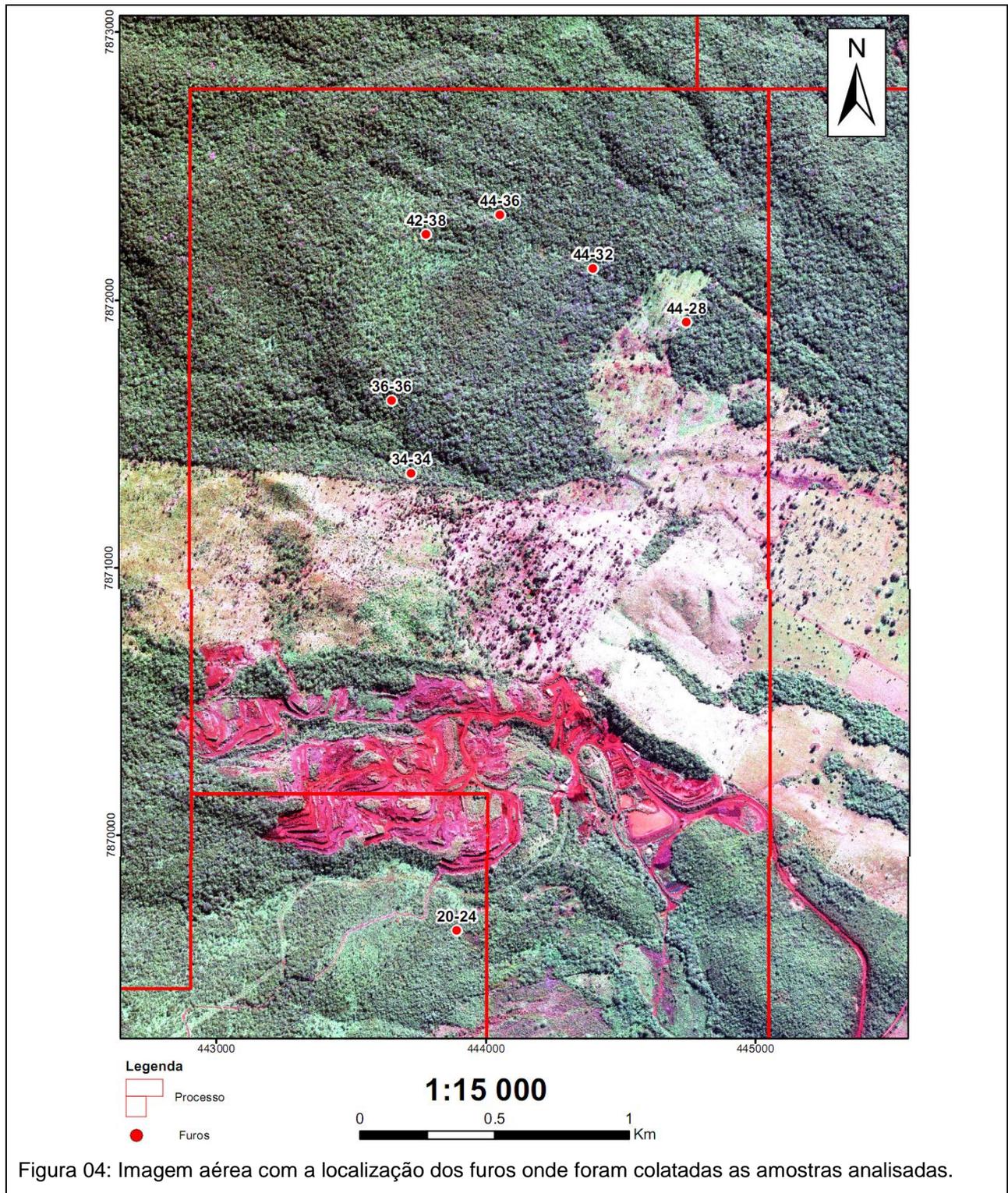


Figura 02: Imagem aérea destacando a localização do município de Corumbá e da área de estudo. No rodapé da imagem são apresentadas as coordenadas geográficas de localização da mina da Vetorial Mineração. A área destacada em vermelho corresponde à imagem apresentada na figura 03.



Figura 03: Imagem aproximada da localização da mina da Vetorial Mineração. A área destacada em vermelho corresponde à imagem apresentada na figura 04.



2.1 Geologia Regional

A região da Morraria Santa Cruz está inserida no domínio de ocorrência das Formações Santa Cruz e Urucum, ambas pertencentes ao Grupo Jacadigo (Walde & Hagemann, 2007). A Formação Santa Cruz é caracterizada pela ocorrência de rochas do tipo BIF (jaspelitos hematíticos e minérios manganésíferos) de idade Neoproterozóica. A Formação Urucum, por sua vez, é caracterizada pela ocorrência de rochas siliciclásticas de granulometria grossa, representadas por brechas siliciclásticas e arenitos ferruginosos e arcossianos. Na porção superior do depósito ocorre uma cobertura elúvio/coluvionar ferruginosa de idade Terciária. Em sua base, as rochas do Grupo Jacadigo apresentam desconformidade angular com o embasamento cristalino (Chemale Jr. & Takehara, 2013). O embasamento é caracterizado pela ocorrência de rochas metamórficas intensamente dobradas (gnaises, anfíbolitos e quartzitos) geradas entre o Arqueano ao Proterozóico.

O depósito de minério de ferro de Urucum é classificado como sendo do tipo Rapitano (Chemale Jr. & Takehara, 2013). Estes são depósitos químicos de ferro do Proterozóico Superior originados nos períodos glaciais formando camadas de sedimentos de granulação muito fina cuja deposição ocorreu durante o processo de deglaciação.

2.2 Geologia Estrutural

O mapa geológico apresentado na figura 05a apresenta o Grupo Jacadigo como um bloco isolado tectonicamente, exibindo pobre correlação com as unidades litoestratigráficas adjacentes. As rochas do Grupo Jacadigo estão dispostas subhorizontalmente formando uma desconformidade angular sobre o embasamento cristalino. Este grupo forma a parte do preenchimento inferior de uma estrutura do tipo *graben* neoproterozóico com sistema de falhas associadas (figura 5a e 5b). A sequência do Grupo Jacadigo apresenta espessura variando de 150 a 700 metros formando escarpas e topo de platôs de montanhas tabulares (Chemale Jr. & Takehara, 2013).

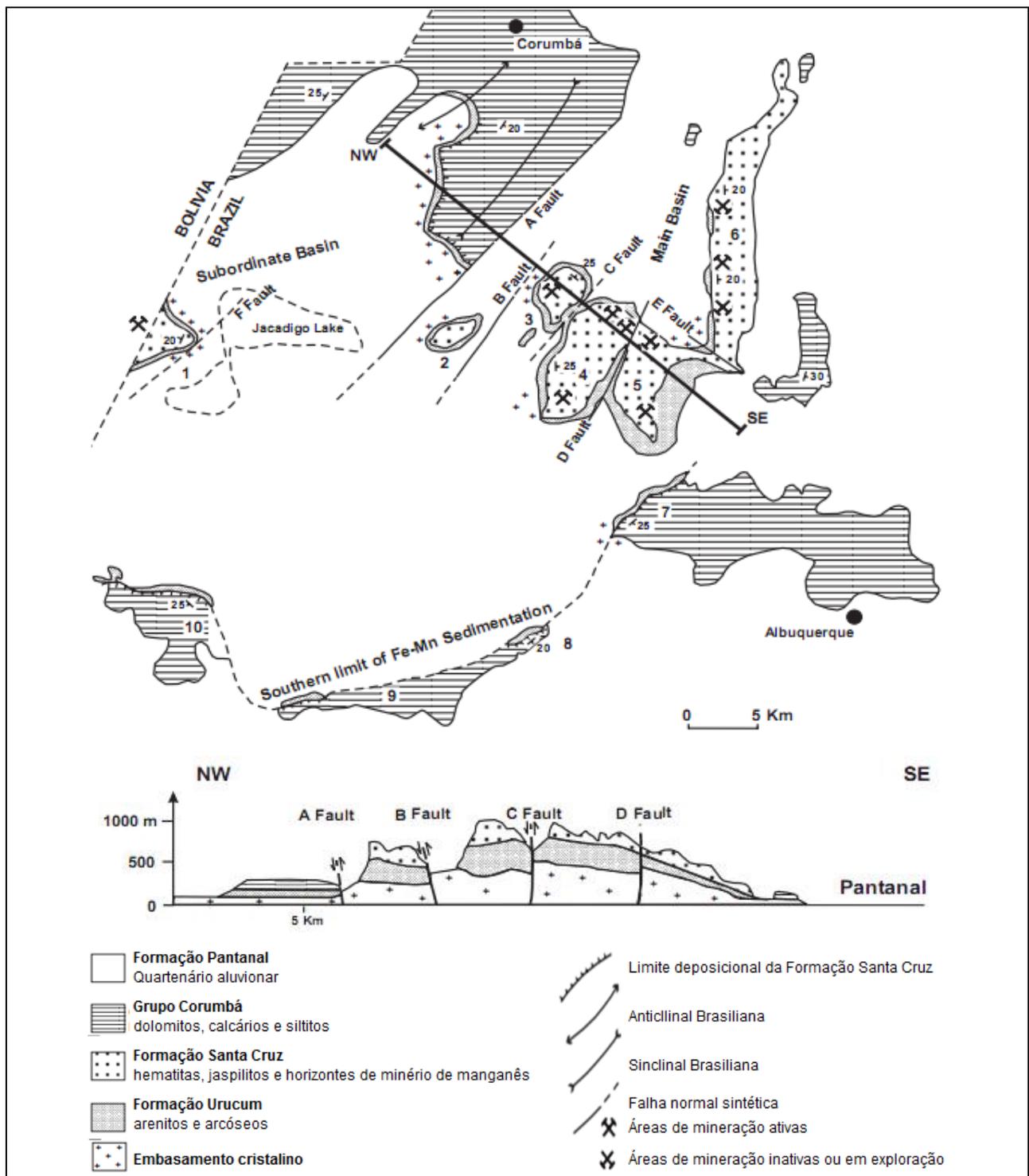


Figura 05: Mapa geológico e seção cruzada NW-SE do sistema *Graben* de Corumbá adaptado a partir de Walde (1988) retirado de Walde & Hagemann (2007). 1: Morro Jacadigo; 2: Morro da Tromba dos Macacos; 3: Morro do Urucum; **4/5: Morrharia Santa Cruz**; 6: Morro do Rabichão; 7: Morro do Zanetti; 8: Morro Pelado; 9: Morro d’Aguassu; 10: Morro do Sajuta.

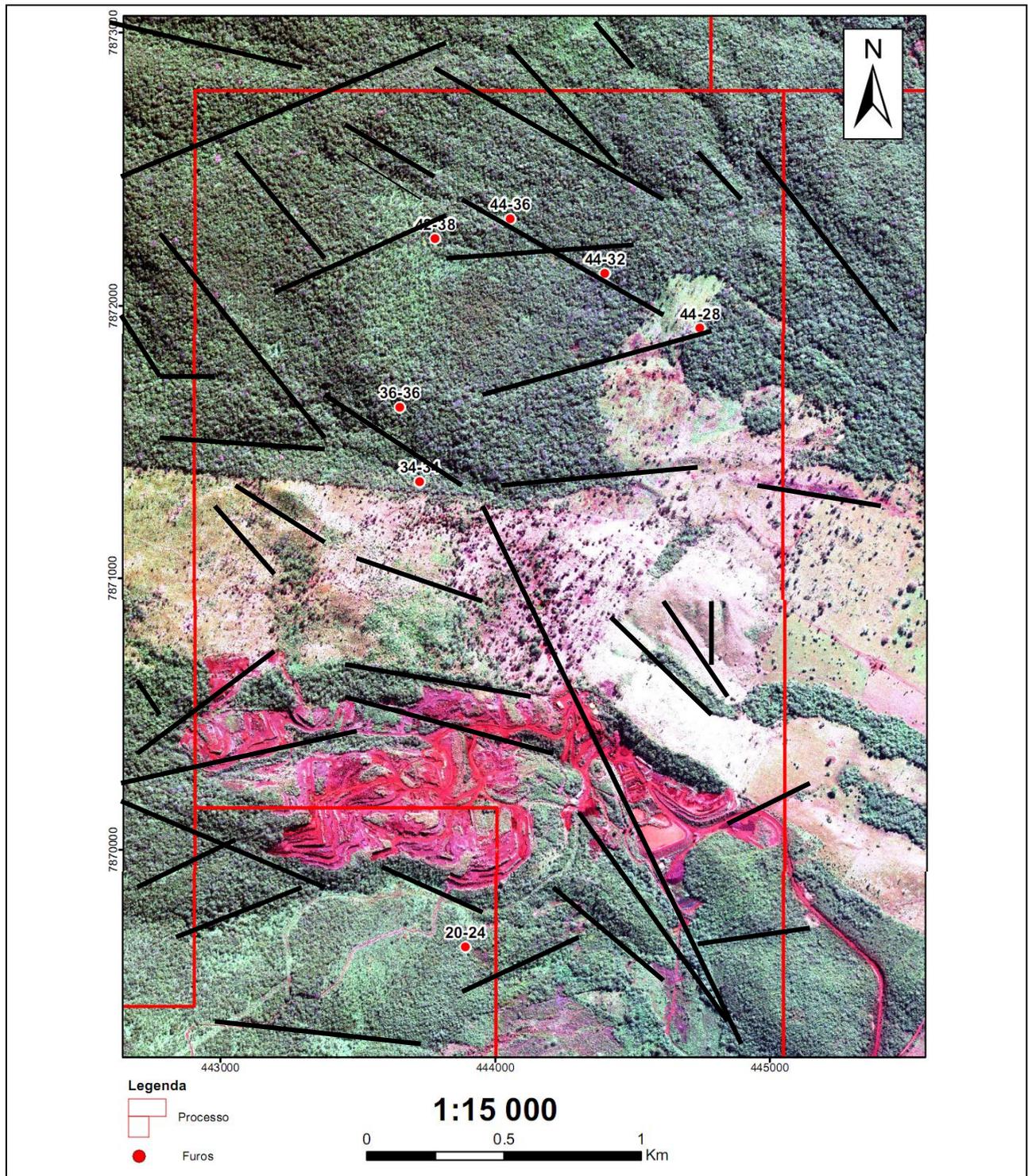


Figura 5b: Imagem aérea da área de estudo contendo a marcação dos principais lineamentos macroestruturais.

2.3 Litotipos Observados

Nos furos observados é comum que as rochas da formação ferrífera, hematititos e jaspelitos, ocorram em camadas subhorizontais intercaladas com brechas sedimentares e arenitos ferruginosos também dispostos em camadas subhorizontais. Veios de sílica são de ocorrência comum e brecha hidrotermal foi observada localizadamente.

Formação ferrífera

Foram observadas as ocorrências de formações ferríferas de granulometria muito fina e homogênea, de elevada dureza e intenso fraturamento. Estas rochas exibem mais comumente texturas bandadas e nodulares de sílica e carbonato. Localizadamente podem ser observados horizontes com textura vugular, característica de zona lixiviada. De forma mais discreta observam-se a ocorrência de horizontes manganésíferos de espessura decimétrica.

Brechas siliciclásticas

Foi observada a ocorrência de brechas siliciclásticas grossas e arenitos ferruginosos que variam de conglomeráticos a fino. As brechas siliciclásticas observadas variam de finas a grossas e apresentam a ocorrência de clastos e matações suportados por uma matriz ferruginosa fina, característicos de seixos pingados (diamectitos/tilitos). Assim como nas rochas da formação ferrífera, localizadamente podem ser observados a ocorrência de horizontes com textura vugular, característica de zona lixiviada.

3 Revisão Bibliográfica

Todas as informações que se referem à porosidade e permeabilidade de rochas foram retiradas do livro *Petrophysics: theory and practice of measuring reservoir rock and fluid transport properties*, de autoria de Tiab, Djebbar e Donaldson, Erle C, 2004. Esta publicação é uma compilação de estudos e trabalhos de diferentes pesquisadores.

3.1 Porosidade e Permeabilidade

A medição dos espaços vagos presentes entre os grãos que compõe os materiais rochosos é definida como sendo a porosidade da rocha. A medição da habilidade de um material rochoso em transmitir os fluidos é chamada de permeabilidade. O conhecimento dessas duas propriedades é fundamental antes que as questões relacionadas ao tipo de fluido, à quantidade do fluido, à taxa do fluxo de fluido e a recuperação estimada do fluido possam ser respondidas. Outras propriedades dos reservatórios que são importantes conhecermos incluem a textura e a resistividade das rochas e o seu conteúdo de fluido para a corrente elétrica, a quantidade de água como função da pressão capilar, e a natureza tortuosa dos interstícios ou canais dos poros.

A textura de uma rocha sedimentar é determinada pela forma e arredondamento do grão, o tamanho e variação dos tamanhos dos grãos, a orientação dos grãos e o seu empacotamento (arranjo), e a composição química. Em muitos casos a textura de um material rochoso pode revelar algumas informações acerca da porosidade e da permeabilidade. Arenitos compostos por grãos finos, de tamanho uniforme e forma arredondada, apresentarão menor porosidade quando comparados a arenitos de granulometria grossa e com alta variação na forma dos grãos. A variação na permeabilidade dependerá da variação do tamanho e da forma dos grãos, além da distribuição dos canais dos poros presente nas rochas.

A resistividade de qualquer formação ao fluxo de corrente elétrica ocorre em função da quantidade de água presente na formação e a resistividade desta água ao fluxo da corrente elétrica. Alterações na saturação de água combinadas com mudanças na resistividade dos fluidos que preenchem os poros criam diferenças na resposta da resistividade presente nos perfis de poços.

3.1.1 Porosidade

A porosidade de uma rocha reservatório é definida como sendo uma fração do volume de massa deste reservatório que não está ocupada por material sólido. A porosidade por ser expressa matematicamente como:

$$\phi = \frac{V_b - V_{gr}}{V_b} = \frac{V_p}{V_b} \quad (3.1)$$

onde,

ϕ : porosidade

V_b : volume de massa do reservatório da rocha

V_{gr} : volume dos grãos

V_p : volume dos poros

De acordo com esta definição, a porosidade dos materiais rochosos terá qualquer valor, mas a porosidade da maioria das rochas sedimentares apresentará geralmente valores inferiores a 50%.

3.1.1.1 Fatores que governam a magnitude da porosidade

Através do arranjo de diversos empacotamentos utilizando diversas esferas de tamanho uniforme verificou-se que a porosidade de um sistema é independente do tamanho dos grãos (espaço poroso uniforme). Entretanto, quando esferas de tamanho menor são misturadas nestes empacotamentos, os espaços porosos tornaram-se menores, reduzindo por sua vez a porosidade (figura 6). Os fatores que governam a magnitude da porosidade em sedimentos clásticos são:

a) Uniformidade dos tamanhos dos grãos: quanto maior a variação no tamanho e forma dos grãos, menor será a porosidade. Esta variação dependerá, pelo menos, de quatro fatores maiores: variação do tamanho do material, tipo de deposição, características da corrente, e da duração do processo deposicional.

b) Grau de cimentação e consolidação: arenitos com elevada cimentação apresentam baixa porosidade, por outro lado, rochas inconsolidadas exibem altas porosidades. A cimentação ocorre durante o processo de litificação e durante a alteração da rocha pela circulação de fluido. Este processo é responsável pelo preenchimento dos espaços vazios por um material mineral, reduzindo a porosidade da rocha.

c) Quantidade da compactação durante e após a deposição: a compactação tende a reduzir os espaços vazios e expulsa os fluidos presentes nestes espaços,

fazendo com que as partículas fiquem mais próximas umas das outras. Geralmente a compactação tende a ser maior em rochas mais profundas e em rochas mais antigas.

d) Métodos de empacotamento: com o aumento da pressão, grãos de formas angulares, mal selecionados, apresentam uma mudança progressiva desde um empacotamento aleatório até um empacotamento muito apertado. O empacotamento fará com que ocorra algum tipo de esmagamento e de deformação plástica nos grãos.

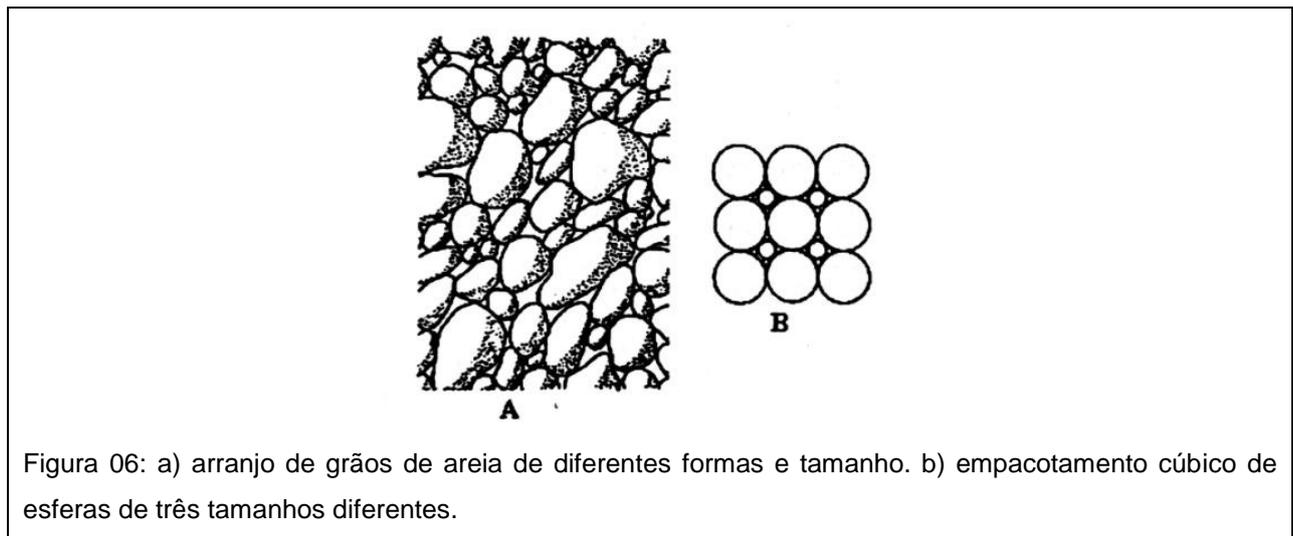


Figura 06: a) arranjo de grãos de areia de diferentes formas e tamanho. b) empacotamento cúbico de esferas de três tamanhos diferentes.

3.1.1.2 Classificação da porosidade na engenharia

Durante os processos de sedimentação e litificação, alguns dos espaços porosos inicialmente desenvolvidos tornam-se isolados de outros espaços porosos. Este fator é causado pelos vários processos diagenéticos e catagenéticos, tais como cimentação e compactação. Assim sendo, muitos poros serão conectados enquanto que outros serão completamente isolados. Dessa forma, teremos duas categorias distintas de porosidade, a porosidade total ou absoluta e a porosidade efetiva. A diferença entre a porosidade total e a porosidade efetiva é denominada porosidade isolada ou porosidade não-efetiva. A porosidade absoluta é a razão entre o volume total dos espaços vazios em uma amostra e o volume total desta mesma amostra. No caso de um maciço rochoso o conceito de porosidade pode ser ampliado para contemplar a influência da condutividade de fluidos ocasionados pelas estruturas maiores como falhas, fraturas, disjunções.

A porosidade efetiva é afetada por um número de fatores litológicos incluindo o tipo, o conteúdo e a hidratação de argilas presentes nas rochas, a heterogeneidade do tamanho dos grãos, o empacotamento e cimentação dos grãos, assim como também

qualquer tipo de alteração e lixiviação que pode afetar a rocha. Dessa forma, a porosidade efetiva é um valor usado em todos os cálculos da engenharia de reservatório.

3.1.1.3 Classificação da porosidade na Geologia

Como os sedimentos foram depositados geologicamente em mares antigos, o primeiro fluido que preencheu os espaços porosos foi a água do mar. Um método comum de classificação da porosidade de um reservatório é baseado na condição do espaço poroso quando o corpo de areia foi depositado (porosidade primária), ou se ela foi formada através de uma diagênese subsequente, ou pela catagênese, ou pela tensão terrestre, ou pela solução aquosa que seguiu através da rocha (porosidade secundária). A seguinte classificação geral da porosidade é baseada no tempo de origem, no modo de origem e na relação da distribuição dos espaços porosos.

Porosidade primária

a) Intercristalina: vazios presentes entre os planos de clivagem do cristal, vazios entre cristais individuais, e vazios presentes no retículo cristalino. Muitos desses vazios são sub-capilares, isto é, apresentam diâmetro inferior a 0,002 mm. A microporosidade é a porosidade encontrada no retículo cristalino e entre as partículas de tamanho argila.

b) Intergranular: vazios presentes entre os grãos (figura 07), isto é, vazios intersticiais de todos os tipos em todos os tipos de rocha. Estes vazios variam do tamanho sub-capilar até super-capilar (vazios com diâmetro maior do que 0,5 mm).

c) Planos de acamamento: vazios de muitas variedades estão concentrados aos planos de acamamento. As causas desses vazios são a diferença dos sedimentos depositados, dos tamanhos e arranjo das partículas, e do ambiente de deposição.

d) Vazios sedimentares diversos: (1) vazios resultantes da acumulação de fragmentos detríticos de fósseis. (2) vazios resultantes de empacotamento de oolitos. (3) vazios na forma de vesículas e cavidades de tamanho irregular e variável no momento da deposição. (4) vazios criados por organismos vivos no momento da deposição.

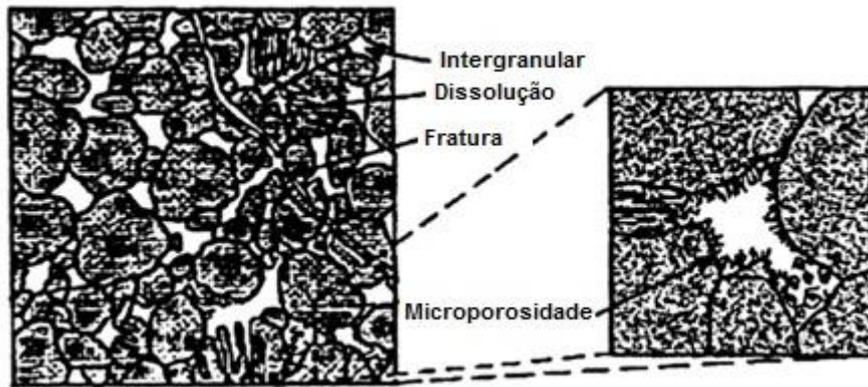


Figura 07: tipos de porosidades intergranular encontradas em reservatórios de arenitos.

Porosidade secundária

A porosidade secundária é o resultado de processos geológicos (diagenéticos e catagenéticos) ocorridos após a deposição dos sedimentos. A magnitude, a forma, o tamanho e a interconexão dos poros podem não ter nenhuma correlação direta na forma das partículas sedimentares originais. A porosidade induzida pode ser subdividida em três grupos baseados no processo geológico dominante.

a) Porosidade de solução: ocorrência de canais causados pela circulação de soluções mornas ou quentes. Aberturas causadas por intemperismo, tais como alargamento de juntas e cavernas por circulação de solução. Vazios causados por organismos e aumentados pela circulação de soluções.

b) Dolomitização: processo pelo qual calcários são transformados em dolomitos de acordo com a seguinte reação química:



O volume iônico do magnésio é consideravelmente menor do que o do cálcio. A substituição do cálcio pelo magnésio resultará num aumento significativo da porosidade.

c) Porosidade de fratura: aberturas criadas por falhas estruturais de rochas reservatórios sob tensões causadas por atividades tectônicas, tais como dobramento e falhamento. Estas aberturas incluem juntas, fissuras e fraturas.

d) Vazios secundários diversos: (1) recifes em sela, os quais apresentam aberturas nas cristas das dobras de anticlinais estreitas. (2) "piches" e "flats", os quais são aberturas formadas pela separação de camadas sob a queda suave. (3) vazios causados pelo deslizamento submarino de brechas e conglomerados resultantes do movimento gravitacional do material do assoalho oceânico após uma litificação parcial.

A porosidade secundária é mais importante do que a porosidade primária no caso de rochas reservatórios. Já para rochas sedimentares clásticas, tais como arenitos e conglomerados, a porosidade primária é a mais importante. Entretanto é importante destacar que tanto a porosidade secundária quanto a primária ocorrem frequentemente em algumas rochas reservatórios.

3.1.2 Permeabilidade

A permeabilidade de uma rocha é a habilidade que este maciço apresenta para fluidez de um fluido através dos espaços porosos interconectados presentes neste maciço. A permeabilidade de uma rocha depende da sua porosidade efetiva, sendo então afetada pelo tamanho dos grãos, da forma dos grãos, de como os tamanhos de grãos estão distribuídos (sortimento), e o grau de consolidação e cimentação dessa rocha. O tipo de argila ou o material da cimentação presentes entre os grãos também afetam a permeabilidade. Quando em presença de água, argilas expansivas (esmectitas e montmorilonitas) incham e podem ocasionar bloqueio parcial ou total dos espaços porosos.

A permeabilidade será chamada de absoluta se o espaço poroso da rocha está saturado 100% com um único tipo de fluido (ou fase). Na presença de mais de um tipo de fluido, a permeabilidade será chamada de efetiva. Os fluidos presentes no reservatório interagem entre si durante o movimento através dos poros da rocha, conseqüentemente, a soma das permeabilidades efetivas de todas as fases será menor do que a permeabilidade absoluta.

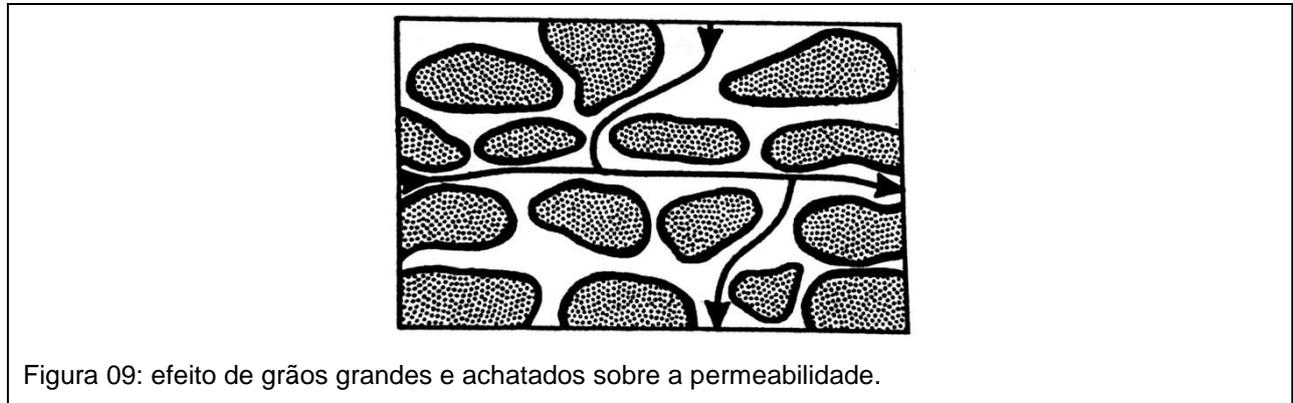
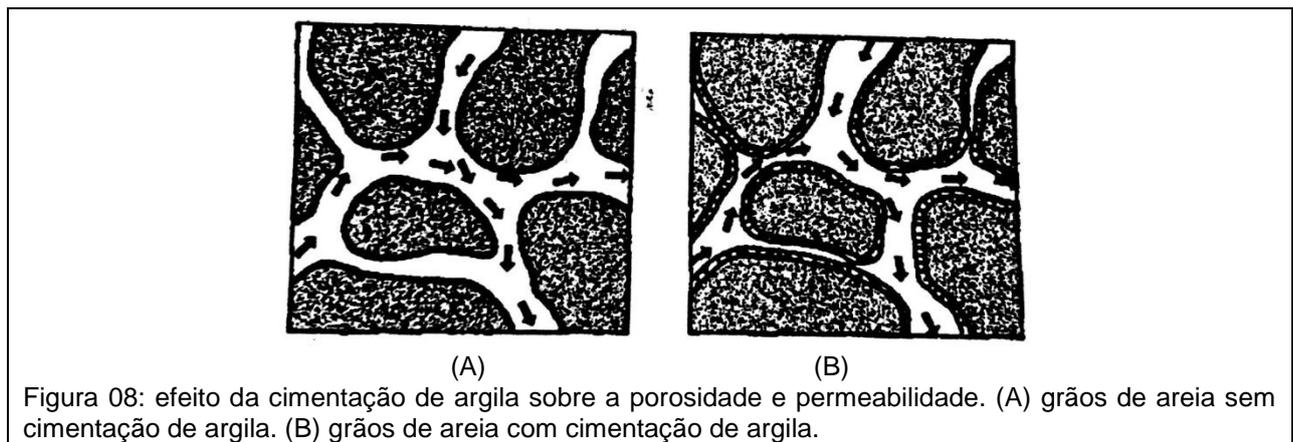
Na presença de mais de um tipo de fluido na rocha, a razão entre a permeabilidade efetiva de qualquer uma das fases com a permeabilidade absoluta é chamada de permeabilidade relativa daquela fase.

$$\text{Permeabilidade relativa}_{(fase A)} = \frac{\text{Permeabilidade efetiva}_{(fase A)}}{\text{Permeabilidade absoluta}}$$

3.1.2.1 Classificação da permeabilidade

Um determinado reservatório poderá apresentar permeabilidade primária ou permeabilidade secundária. A permeabilidade primária é aquela originada no momento da deposição ou litificação. A permeabilidade secundária é originada como resultado da alteração, compactação, cimentação, fraturamento ou por percolação de uma solução na matriz rochosa.

Enquanto a compactação e a cimentação geralmente reduzem a permeabilidade e o fraturamento, a percolação de uma solução tende a aumentá-la (figuras 8 e 9).



3.1.2.2 Fatores que afetam a magnitude da permeabilidade em sedimentos

a) Forma e tamanho dos grãos de areia: a forma e o tamanho dos grãos e a organização destes em diferentes arranjos influenciará nos valores da permeabilidade horizontal e da permeabilidade vertical (figuras 10 e 11).



Figura 10: efeito de grãos grandes e arredondados sobre a permeabilidade.

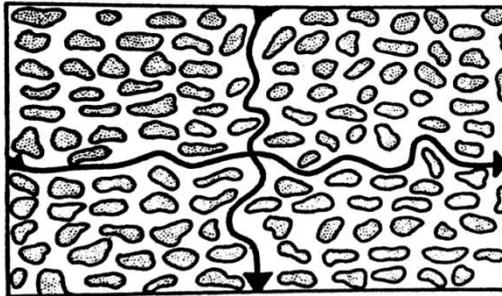


Figura 11: efeito de grãos pequenos e irregulares sobre a permeabilidade.

b) Laminação: minerais lamelares atuam como barreiras para a permeabilidade vertical.

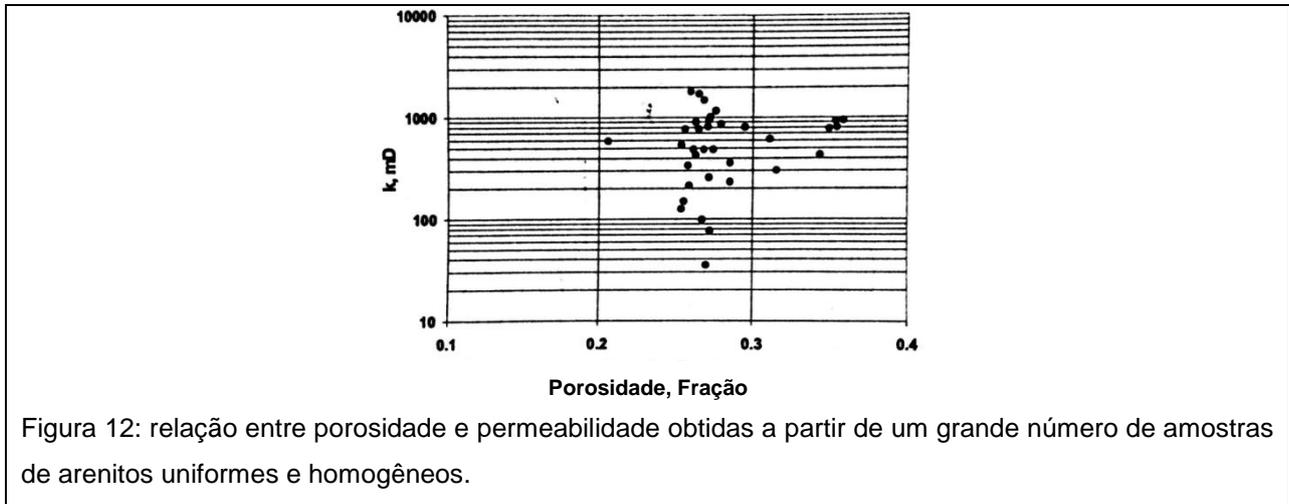
c) Cimentação: a ocorrência de cimentação extensa ou localizada reduzirá o espaço poroso, influenciando os valores das permeabilidades horizontal e vertical.

d) Fraturamento e percolação de solução: o fraturamento apresentará significativa influência quando camadas de rochas mais permeáveis estiverem intercaladas com camadas de rochas menos permeáveis. A percolação de solução ácidas ao longo das superfícies dos poros, fissuras, fraturas e planos de acamamento, reagirão com rochas carbonáticas e aumentarão a permeabilidade das mesmas.

3.1.2.3 Relação Permeabilidade-Porosidade

Podemos relacionar graficamente os dados de permeabilidade e de porosidade de muitas amostras. Não há especificadamente uma tendência própria que correlacione valores de porosidade e permeabilidade (figura 12). Rochas de elevada porosidade podem apresentar baixa ou nenhuma permeabilidade, como por exemplo,

púmice vulcânico, argilitos e folhelhos. O contrário também é verdadeiro, rochas de elevada permeabilidade podem apresentar baixos valores de porosidade, como por exemplo, carbonatos micro-fraturados.



Em arenitos, a relação entre permeabilidade e porosidade é influenciada pela composição granulométrica. A relação entre a permeabilidade e a porosidade é muito usada para entender o fluxo dos fluidos através dos poros. Muitas correlações relacionam permeabilidade, porosidade, tamanho do poro, área de superfície específica, saturação de fluido irreduzível, além de outras variáveis.

3.1.2.4 Efeito do empacotamento na permeabilidade

Quando avaliamos a diferença relativa da permeabilidade de diferentes zonas podemos demonstrar a influência do empacotamento e do tamanho do grão na permeabilidade. Sendo assim, o índice de qualidade do reservatório (RQI) está relacionado com a taxa do volume do poro no grão (Figura 13), com a tortuosidade (Figura 14) e com o índice do fluido livre (Figura 15), ou seja, quanto maior a relação de volume de poros no grão, quanto menor o coeficiente de tortuosidade e quanto maior o índice de fluido livre, maior será o índice de qualidade do reservatório.

A equação para o cálculo do índice de qualidade do reservatório (RQI) é apresentado abaixo.

$$RQI = 0.0314 \cdot \sqrt{\frac{k}{\Phi_e}} \quad (3.2)$$

onde, K: permeabilidade, em mD (1 mD = 9,871 x 10⁻⁴ μm²).
 Φ_e: porosidade efetiva, expressa como fração.

a) A taxa do volume do poro no grão pode ser calculada com base na equação:

$$\Phi_z = \frac{\Phi_e}{(1 - \Phi_e)} \quad (3.3)$$

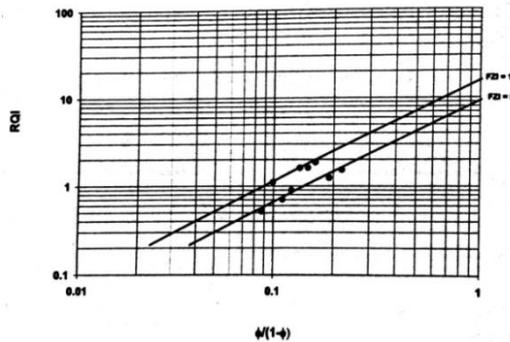


Figura 13: gráfico RQI, índice de qualidade do reservatório, vs. $\phi/(1 - \phi)$, relação do volume de poros no grão, indicando a presença de dois fluxos.

b) A tortuosidade pode ser calculada a partir da equação:

$$\tau = \left(\frac{L_a}{L} \right)^2 \quad (3.4)$$

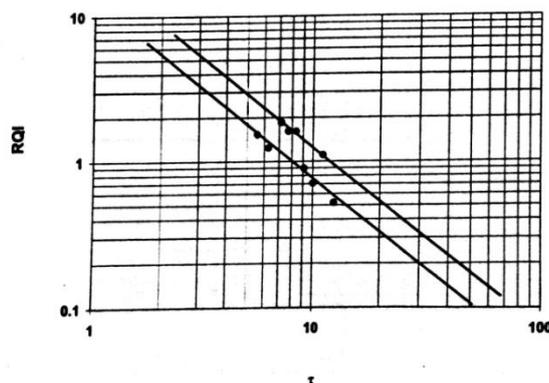


Figura 14: gráfico RQI, índice de qualidade do reservatório, vs. τ , tortuosidade, indicando a presença de duas unidades de fluxo.

Onde, L_a : comprimento real do caminho do fluxo
 L : comprimento da amostra de rocha

c) O índice do fluido livre pode ser calculado através da equação:

$$FFI = \Phi (1 - S_{wir}) \quad (3.5)$$

Onde, Φ : porosidade
 S_{wir} : saturação de água na rocha

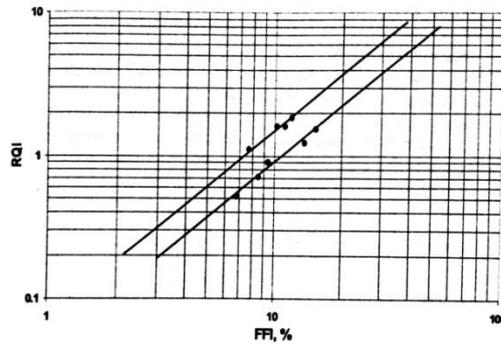


Figura 15: gráfico RQI, índice de qualidade do reservatório, vs. FFI, índice de fluxo livre.

3.1.2.5 Efeito da saturação de água na permeabilidade

Através da equação,

$$S_{vp} = \frac{2,11 \cdot 10^5}{\sqrt{(F_R^{2,2} \cdot \Phi^{1,2} \cdot k)}} \quad (3.6)$$

Onde S_{vp} é a superfície específica da área por unidade de volume do poro e está relacionada com a porosidade, Φ , com a permeabilidade, k (mD), e com o fator de resistividade da formação, F_R (R_o/R_w), onde R_o é a resistividade elétrica da formação 100% saturada e R_w é igual á resistividade da água da formação.

O fator da resistividade da formação, F_R , captura o efeito do tamanho do grão, da forma do grão, da distribuição e do empacotamento do grão.

O tamanho médio do grão, d_{gr} (em mm), pode ser calculado através da equação:

$$d_{gr} = \frac{K}{10,5 \Phi^{3,3}} \quad (3.7)$$

3.1.2.6 Permeabilidade Direcional

Em reservatórios homogêneos, assume-se que a permeabilidade é a mesma em todas as direções. Em reservatórios heterogêneos, a permeabilidade horizontal é consideravelmente diferente das permeabilidades observadas em outras direções. Amostras de rochas podem ser analisadas em laboratório para investigar e estimar o comportamento da permeabilidade direcional de um maciço.

A permeabilidade direcional é comumente usada para expressar o grau de heterogeneidade de uma formação. O efeito da anisotropia de um reservatório, variação na permeabilidade direcional, resultará em uma perda ou um ganho da permeabilidade efetiva, ou seja, um aumento na permeabilidade em uma determinada direção em detrimento da redução da permeabilidade em outra direção.

A anisotropia de um reservatório é calculada através:

$$I_A = \frac{k_H}{k_V}$$

onde: I_A : anisotropia
 k_H : permeabilidade horizontal
 k_V : permeabilidade vertical

Mesmo em sistemas homogêneos, a permeabilidade vertical de uma determinada formação é normalmente diferente da permeabilidade horizontal. Os efeitos desta anisotropia vertical ocorrem como resultado do ambiente deposicional e da história da compactação pós-deposicional da formação. Como discutido anteriormente, o tamanho dos grãos, a forma e orientação das partículas são os fatores mais importantes que afetam a relação da permeabilidade vertical e horizontal.

3.1.2.7 Relação entre as permeabilidades horizontal, K_H , e permeabilidade vertical, K_V

Para formações arenosas limpas, sem a presença de finos, as permeabilidades horizontal e vertical podem ser correlacionadas pela equação,

$$K_V = 0.0429 \cdot \left(\sqrt{\frac{K_H}{\Phi_e}} \right)^{2,4855} \quad (3.8)$$

onde, K_V : permeabilidade vertical, em mD
 K_H : permeabilidade horizontal, em mD
 Φ_e : porosidade efetiva, fração

Se for considerado o diâmetro médio do grão, essa relação pode ser calculada através da equação,

$$K_V = 13,336 \cdot \left(d_{gr} \sqrt{\frac{K_H}{\Phi_e}} \right)^{2,4855} \quad (3.9)$$

Se considerarmos a influencia da saturação de água, essa relação passa a ser calculada através da seguinte equação:

$$K_v = 4,012 \cdot 10^3 \cdot \Phi e^{3,278 \left(\frac{1 - S_{wi}}{S_{wi}} \right)^{2,4855}} \quad (3.10)$$

A equação acima poderá ser usada para calcular a permeabilidade vertical a partir dos dados de porosidade efetiva e saturação medidas a partir de perfis geofísicos.

3.1.2.8 Distribuição Permeabilidade e Porosidade

O uso do coeficiente V_K é definido como sendo o coeficiente de variação da permeabilidade.

$$V_k = \sqrt{\frac{\sum (K_i - K)^2}{n}} \quad (3.11)$$

onde, K : média aritmética da permeabilidade
 K_i : permeabilidade de cada amostra
 n : número de amostras

O índice V_K varia entre valores de $0 < V_k < 1$, onde:

$V_K = 0$, reservatório homogêneo ideal.
 $0 < V_K < 0,25$, reservatório levemente homogêneo.
 $0,25 < V_K < 0,50$, reservatório heterogêneo.
 $0,50 < V_K < 0,75$, reservatório muito heterogêneo.
 $0,75 < V_K < 1$, reservatório extremamente heterogêneo.
 $V_K = 1$, reservatório perfeitamente heterogêneo

Este índice é uma excelente ferramenta para caracterização do grau de heterogeneidade de um reservatório, por isso é também chamado de *Índice de Heterogeneidade do Reservatório*.

3.1.2.9 Permeabilidade efetiva a partir de dados de amostras

A permeabilidade efetiva pode ser calculada a partir de dados de permeabilidade em amostras de acordo com a equação abaixo.

$$K_e = \left(1 + \frac{\sigma^2}{6} \right) e^{K_g} \quad (3.12)$$

Onde, K_g é a média geométrica do registro da permeabilidade natural, isto é:

$$K_g = n\sqrt{\ln(k_1) \cdot \ln(k_2) \cdot \ln(k_3) \dots \ln(k_n)} \quad (3.13)$$

e σ^2 é a variância do registro natural da permeabilidade estimada.

$$\sigma^2 = \frac{\sum (\ln K_i - \ln K)^2}{n} \quad (3.14)$$

Onde,

$$\ln K = \frac{\sum (\ln K_i)}{n} \quad (3.15)$$

Deveremos ter elevado cuidado ao tomarmos as medidas de permeabilidade de uma determinada amostra e replicarmos estes valores para todo o reservatório. Tais projeções podem nos levar a cometer previsões errôneas quando a permeabilidade efetiva de um determinado reservatório. Deveremos ter em mente que estas medidas tomadas a partir de amostras representam de fato uma pequena porção de um intervalo em particular.

3.1.3 Resistividade da formação e saturação de água

Formações sedimentares são capazes de transmitir uma corrente elétrica somente por meio dos fluidos conatos e intersticiais nela contidos. Esse tipo de formação seria não-condutiva se fosse completamente seca. A água conata e intersticial contém sais dissolvidos (Na^+ , Ca_2^+ , Cl^- , SO_4^- , etc) que constituem eletrólitos capazes de conduzir corrente. Estes íons movem-se sob a influência de um campo elétrico e carregam uma corrente elétrica através da solução. Uma concentração maior de sais resultará numa maior condutividade da água conata. A água doce, por exemplo, possui uma pequena quantidade de sais dissolvidos, caracterizando-se como uma pobre condutora de corrente elétrica.

A resistividade elétrica de uma determinada rocha saturada em fluido, ao contrário da condutividade, será a habilidade que esta apresentará ao impedir o fluxo da corrente elétrica através de si própria. Rochas secas exibirão resistividade infinita. Na prática de medição elétrica, a resistividade é expressa em $\text{ohm}\cdot\text{m}^2/\text{m}$, ou simplesmente $\text{ohm}\cdot\text{m}$. A resistividade de muitas rochas sedimentares varia de 0,2 a 2.000 $\text{ohm}\cdot\text{m}$. A resistividade de areias mal consolidadas apresentam valores a partir

de 0,2 ohm-m para areias contendo principalmente água salgada, até vários ohm-m para areias contendo óleo. Para arenitos consolidados, o intervalo de resistividade observado varia a partir de 1 até 1.000 ohm-m, ou até mais, isso dependerá da quantidade de xisto intercamado. Para o caso de rochas carbonáticas não porosas, a resistividade pode ser tão alta que apresentará valores de alguns milhões de ohm-m. Sendo assim, a resistividade de uma determinada rocha reservatório será definida em função da salinidade da água contida na formação, da porosidade efetiva da rocha e da presença e da quantidade de hidrocarbonetos contidos nos espaços porosos. A relação entre esses fatores indicam que a resistividade decai com o aumento da porosidade e aumenta com o aumento do conteúdo de petróleo. A resistividade medida é também dependente da geometria do poro, da tensão da formação, da composição da rocha, dos fluidos intersticiais e da temperatura. Dessa forma, a resistividade se constitui uma ferramenta para avaliação da produtividade de uma formação.

3.1.3.1 O Fator da Resistividade da Formação

Uma determinada rocha que contenha óleo ou gás apresentará maior resistividade do que se estivesse completamente saturada com água da formação. Quanto maior a saturação de água conata, menor será a resistividade. Esta relação da saturação torna o fator de resistividade da formação um excelente parâmetro para a detecção de zonas de hidrocarbonetos.

3.1.3.2 Medição de Resistividade

A resistência de uma salmoura em um contêiner, de comprimento L e área transversal A, ao fluxo de eletricidade é medido pela aplicação de uma tensão E, em volts, através do líquido e registrado a quantidade de corrente I, em amperes, que fluirá (figuras 16 e 17).

De acordo com a lei de Ohm a resistência, r_w , é igual a:

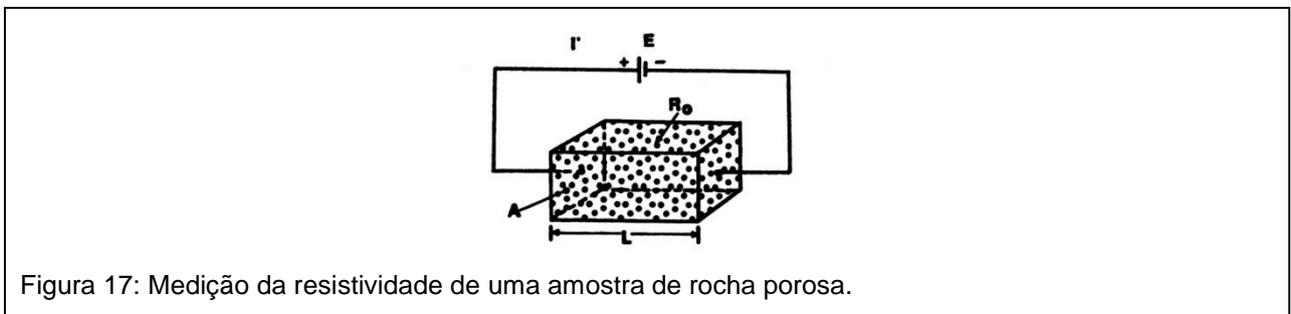
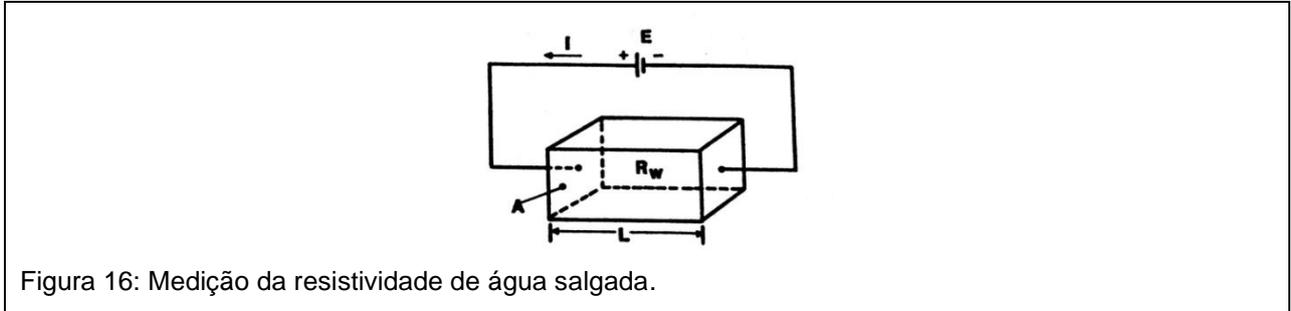
$$r_w = \frac{E}{I} \quad (3.16)$$

A resistividade da salmoura é definida como sendo:

$$R_w = r_w \frac{A}{L} = \frac{E}{I_w} \frac{A}{L} \quad (3.17)$$

A resistividade de uma rocha porosa é definida como sendo:

$$R_o = r_o \frac{A}{L} = \frac{E}{I_o} \frac{A}{L} \quad (3.18)$$



Dividindo uma equação pela outra chegaremos à equação:

$$\frac{R_o}{R_w} = \frac{I_w}{I_o} \quad (3.19)$$

Dessa forma, esta razão foi definida como sendo o “fator de resistividade da formação, F_R ”.

$$F_R = \frac{R_o}{R_w} \quad (3.20)$$

Se para um determinado valor de tensão E , a corrente I_w observada para o fluido será maior do que a corrente I_o medida no corpo rochoso. Dessa forma, a resistividade R_o observada para a rocha será maior do que a resistividade R_w medida para o fluido. Fatores como porosidade, cimentação e quantidade e distribuição de argilominerais influenciam na resistividade de um corpo rochoso. Os valores de resistividade medidos são essenciais para determinar o grau de saturação de um maciço rochoso.

3.1.3.3 Determinação da Resistividade da Água da Formação

Os valores de resistividade do fluido presente em um corpo rochoso podem variar amplamente. Salinidade, temperatura, invasão de água doce e mudança de ambientes deposicionais são parâmetros que afetam a resistividade medida. Diversos métodos têm sido desenvolvidos para determinar esta resistividade, dentre eles, análises químicas de amostras de água produzidas, medidas diretas de células de resistividade, catálogos de águas, curva de potencial espontâneo (SP), perfil de resistividade-porosidade, além de vários métodos empíricos.

3.1.3.4 Correlação entre o Fator da Resistividade, (F_R), da Formação e a Porosidade

Dado que rochas sedimentares limpas conduzem eletricidade em virtude da salinidade da água contida nos seus poros, é natural que a porosidade é um fator importante no controle do fluxo da corrente elétrica.

A maneira mais simples de demonstrar a relação entre o fator de resistividade da formação e a porosidade é dada pela equação:

$$F_n = \frac{A}{A_n} = \frac{1}{\Phi} \quad (3.21)$$

Onde F_n é o fator calculado como sendo a razão entre a área transversal de um bloco de amostra, A , de comprimento L e a área transversal de um tubo capilar, A_n , do mesmo comprimento L .

Esta equação serve apenas para fins de demonstração desta relação, dado que o valor real do fator da resistividade da formação é consideravelmente maior do que aquele obtido usando a equação acima.

3.1.3.5 Correlação entre o Fator da Resistividade, (F_R), da Formação e a Tortuosidade

A saída de um sistema poroso deve ser equivalente à de um sistema constituído por tubos capilares retos e é medida pelo fator da tortuosidade, T .

A equação é empregada para o cálculo do fator de resistividade da formação para reservatórios naturalmente fraturados.

$$F_R = \frac{\sqrt{T}}{\phi} \quad (3.22)$$

Torna-se evidente que o fator da resistividade da formação é uma função da porosidade e da estrutura dos poros.

3.1.3.6 Correlação entre o Fator da Resistividade, (F_R), da Formação e a Cimentação

O grau de cimentação das partículas de areia depende da natureza, da quantidade e da distribuição dos numerosos materiais de cimentação, tais como: sílica, carbonato de cálcio e argilominerais. Areias menos cimentada normalmente tem maior porosidade. A medida que as areias tornam-se mais cimentadas, a porosidade diminui, e dessa forma, o fator de resistividade da formação aumenta.

A fórmula geral que expressa a relação entre o fator de resistividade da formação e a porosidade, considerando o grau de cimentação é dada por:

$$F_R = \frac{1}{\phi^m} \quad (3.23)$$

O expoente m é referido como sendo o fator da cimentação. Este fator é em função da forma e da distribuição dos poros. Em rochas calcárias e formações compactadas, m é aproximadamente igual a 2. Para rochas altamente cimentadas, o valor de m por ser igual ou maior do que 3. Faz-se importante enfatizar que esses valores empíricos de m frequentemente diferem em uma mesma formação. Em locais onde estes valores não podem ser determinados pode-se empregar uma equação comumente conhecida como fórmula de Humble para estimar o fator da resistividade da formação.

$$F_R = \frac{0,62}{\phi^{2,15}} \quad (3.24)$$

ou

$$F_R = \frac{0,81}{\phi^2} \quad (3.25)$$

O expoente de cimentação, m , é afetado por um grande número de fatores, incluindo: forma, sortimento e empacotamento do conjunto de partículas, configuração e tamanho dos poros, constrições existente num sistema poroso, tortuosidade, tipo do sistema do poro (intergranular, intercristalino, vesicular, fraturado), compactação devido a pressão de sobrecarga, presença de argilominerais, e temperatura do reservatório. O principal efeito é que estes fatores modificam o fator da resistividade da formação. Conseqüentemente, suas combinações podem produzir incontáveis variações nos valores de F_R e de m para uma dada porosidade.

Compactação devido a pressão de sobrecarga geralmente causa um considerável aumento na resistividade, especialmente em rochas pobremente cimentadas e em rochas de baixa porosidade.

3.1.3.7 Correlação entre o Fator da Resistividade da Formação, (F_R), e a Saturação de Água

Em uma formação contendo óleo e/ou água, sendo ambos não-condutores de eletricidade, com uma certa quantidade de água, a resistividade será uma função da saturação de água, S_w . Para a mesma porosidade, a resistividade verdadeira, R_t , desta formação é maior do que R_o (resistividade da formação saturada 100% com salmoura), por que há menos volume disponível para o fluxo de corrente elétrica. Segundo Archie o fator de resistividade, F_R , para uma formação parcialmente saturada com salmoura é expresso pela seguinte relação.

$$S_w = \left(\frac{R_o}{R_t} \right)^{1/n} = \left(\frac{F_R \cdot R_w}{R_t} \right)^{1/n} \quad (3.26)$$

Onde, S_w : Saturação de água.

R_o : resistividade da formação quando saturada 100% com salmoura.

R_t : resistividade verdadeira da formação contendo hidrocarbonetos e água.

A razão R_o / R_t é comumente referida como sendo o índice de resistividade, I_R . Se a formação é totalmente saturada com salmoura, isto é, $R_o = R_t$, o índice de resistividade será igual a 1. O I_R será maior do que 1 quando hidrocarbonetos estão presentes na formação. Dessa forma, o I_R é então uma função da salinidade e da quantidade de água na formação. O I_R é também uma função da quantidade, da distribuição e do tipo de argilas presentes na formação. O expoente de saturação, n , é

determinado experimentalmente pela saturação de uma amostra com salmoura e medido a resistividade da rocha, R_0 .

A salmoura é substituída por ar ou óleo cru, e a resistividade verdadeira é medida. A saturação de água, S_w , é determinada pela medição do volume de água produzida e aplicando as equações de balanço de materiais.

$$S_w = \left(\frac{R_0}{R_t} \right)^{1/n} = \left(\frac{R_t}{R_0} \right)^{-1/n} = \left(I_R \right)^{-1/n} \quad (3.27)$$

e

$$\text{Log } I_R = -n \text{ Log } S_w \quad (3.28)$$

A inclinação da linha reta que passa através de $S_w=1$. Quando $I_R=1$ é $(-n)$, pode ser calculada pela seguinte equação.

$$S_w = \frac{\text{Log } I_{R1} - \text{Log } I_{R2}}{\text{Log } S_{w1} - \text{Log } S_{w2}} \quad (3.29)$$

O valor de n é afetado pela umidade, pressão confinante, natureza e distribuição microscópica dos fluidos do reservatório, tipos e quantidade de argilas condutivas.

O expoente de saturação, n , é essencialmente independente da umidade quando a saturação de salmoura, S_w , é suficientemente alta para formar um filme contínuo na superfície dos grãos dos poros médios e, conseqüentemente fornecer um caminho contínuo para o fluxo de corrente.

O valor do expoente de saturação, n , em sistemas úmidos por água limpa e uniforme é aproximadamente igual a 2 e permanece essencialmente constante quando a saturação de água é reduzida a valores irreduzíveis, S_{wi} .

No caso de sistemas úmidos uniformemente por óleo e com baixa saturação de salmoura, são esperados elevados valores do expoente de saturação. Valores de 10 ou mais são esperados.

3.1.3.8 Correlação entre o Fator da Resistividade, (F_R), da Formação e a Permeabilidade

Três fatores são importantes na correlação do Fator de Resistividade, F_R , com a permeabilidade de rochas sedimentares.

(a) A variação do tamanho dos grãos, os quais são caracterizados pelo fator de distribuição do tamanho dos grãos e a média geométrica do diâmetro do grão.

(b) O grau de empacotamento das partículas de areia, os quais são uma função de vários fatores, tais como a angularidade das partículas, a velocidade da corrente durante a deposição, e a distribuição dos tamanhos dos grãos.

(c) A combinação da cimentação e compactação dos sedimentos.

Desses três fatores, somente a variação do tamanho dos grãos pode ser quantificado com razoável precisão. Uma vez um depósito de areia é acumulado e soterrado por subseqüentes deposições, a permeabilidade controlada pela textura desta areia é severamente distorcida pelos materiais de cimentação e compactação, tais como calcita, sílica e vários tipos de argila. Argilas geralmente afetam levemente a distribuição original da permeabilidade, isso porque as argilas tendem a se deformar pela compactação para conformar os grãos de quartzo adjacentes e parecem ser distribuídos de maneira relativamente uniforme ao longo das porções de areia da formação. Entretanto, a cimentação de sílica tende a distorcer quali e quantitativamente a distribuição da permeabilidade controlada pela textura de camadas de areia. Em arenitos empacotados afrouxadamente, o empacotamento parece ter um pequeno ou nenhum efeito na distribuição da permeabilidade.

A correlação da permeabilidade com a média geométrica do diâmetro do grão e o fator de resistividade é apresentada pela equação:

$$k = 2,53 \cdot 10^5 \left(\frac{d_{gr}}{F_R \cdot e^{0,6\sigma^2}} \right)^{2,75} \quad (3.30)$$

onde, d_{gr} : média geométrica da distribuição do tamanho do grão, em mm.

σ^2 : é o desvio padrão da distribuição do tamanho do grão. σ^2 é igual a zero para distribuição uniforme de tamanho de grão e igual a um para distribuição não uniforme de tamanho de grão.

A correlação de porosidade com respeito à resistividade da formação e a média geométrica do diâmetro do grão segue a seguinte equação:

$$\Phi = \left(\frac{1}{F_R \sqrt{d_{gr}}} \right) \quad (3.31)$$

Neste caso a porosidade é expressa em percentagem.

3.2 Perfilagem Acústica

A perfilagem acústica é uma importante ferramenta na avaliação das propriedades elásticas características de uma formação geológica. Este tipo de ferramenta utiliza a propagação de onda acústica dentro das paredes de um furo de sondagem. As propriedades acústicas medidas são as velocidades e a atenuação das ondas de cisalhamento e compressional.

De acordo com Bassiouni (1994), a medição da velocidade da onda acústica pode ser utilizada para avaliar a porosidade da formação, o litotipo, a compressibilidade e a densidade. A qualidade da cimentação e a identificação de zonas fraturadas estão baseadas na medição da atenuação da onda.

A perfilagem acústica em furos abertos consiste principalmente na medição da velocidade acústica. Esta medição, usualmente chamada de perfil sônico, é o registro do tempo necessário para que a onda acústica viaje uma determinada distância através da formação que circunda o furo. Este parâmetro é chamada de tempo de trânsito, Δt , e é costumeiramente expresso em microsegundos/pé. A velocidade, v , e o tempo de trânsito acústico, Δt , estão relacionados por:

$$\Delta t = 10^6 / v \quad (3.31)$$

onde Δt é calculado em $\mu\text{s}/\text{pé}$ e v é dado em $\text{pé}/\text{s}$.

A perfilagem sônica foi inicialmente desenvolvida para auxiliar a sísmica. Com o avanço da eletrônica e o desenvolvimento de ferramentas para serem empregadas dentro do furo estenderam o seu emprego para avaliação da formação, especialmente na determinação de porosidade. A velocidade acústica depende das propriedades elásticas das rochas.

3.2.1 Conceito Básico de Elasticidade

3.2.1.1 A relação Tensão *versus* Deformação

Elasticidade se refere à relação entre uma força externa aplicada num determinado corpo e as respectivas alterações desenvolvidas na forma e no tamanho deste mesmo corpo. A tensão é quantitativamente descrita como a força por unidade de área (F/A). Quando é aplicada uma força de tração paralela ao comprimento L de uma barra de diâmetro d , ocorrerá um aumento ΔL no comprimento e um respectivo decréscimo Δd no diâmetro. Por outro lado, quando é aplicada uma força de

compressão, paralela ao comprimento L de uma mesma barra de diâmetro d , ocorrerá um aumento Δd no diâmetro e um respectivo encurtamento ΔL no comprimento. Se esta mesma força é aplicada tangencialmente à seção reta da barra, está é referida como sendo uma tensão de cisalhamento. A tensão de cisalhamento causa deformação sem causar mudança de volume (Figura 18).

Deformações originadas a partir de tensões tração e de compressão são chamadas de deformação longitudinal, ε_L , e de deformação transversal, ε_T , e são definidos por:

$$\varepsilon_L = \Delta L/L \quad (3.32)$$

$$\varepsilon_T = \Delta d/d \quad (3.33)$$

A tensão de cisalhamento resulta em uma deformação de cisalhamento, ε_s , definido por:

$$\varepsilon_s = \Delta L/L = \tan \theta \quad (3.34)$$

Quando a deformação é pequena, $\varepsilon_s = \theta$, onde θ é o ângulo de deformação.

3.2.1.2 Constantes Elásticas Dinâmicas

As propriedades elásticas de uma matéria são descritas pelas constantes elásticas. Estas constantes são definidas para uma deformação dentro de um limite elástico, isto é, o corpo retorna à sua condição original se for removida a força causadora da deformação.

Segundo J. A. Soares (1992), o Módulo de Young, E , é definido como sendo a constante elástica entre uma tensão aplicada longitudinal e a sua correspondente deformação.

$$E = \sigma / \varepsilon \quad (3.35)$$

Considerando a razão da tensão de tração ou de compressão a correspondente deformação, teremos:

$$E = (F/A) / (\Delta L/L) \quad (3.36)$$

Ainda segundo este autor, o Coeficiente de Poisson (ν) no caso 2D é definido como a razão entre a deformação sofrida por um corpo na direção perpendicular à

tensão aplicada (ϵ_2) e a deformação ao longo da direção paralela à tensão aplicada (ϵ_1).

$$\nu = \epsilon_2 / \epsilon_1 \quad (3.37)$$

Em termos de tempo de trânsito da onda compressional (Δt_p), da onda cisalhante (Δt_s) e da densidade (ρ_b), teremos:

$$E = (\rho_b / \Delta t_s^2) \cdot [(3\Delta t_s^2 - 4\Delta t_p^2) / (\Delta t_s^2 - \Delta t_p^2)] \cdot 1,34 \cdot 10^{10} \quad (3.38)$$

$$e \quad (3.39)$$

$$\nu = 0,5 \cdot [(\Delta t_s^2 - 2\Delta t_p^2) / (\Delta t_s^2 - \Delta t_p^2)]$$

A constante ($1,34 \times 10^{10}$) é um fator de conversão usado quando os tempos de trânsito estão em $\mu\text{s}/\text{ft}$ e ρ_b em g/cm^3 . Os módulos elásticos tem unidade de pressão (psi) e ν é adimensional, assumindo para rochas valores que variam entre zero e 0,5, com uma média de 0,25 para o caso de rochas sedimentares.

O Módulo de Volume ou compressibilidade, K, é uma medida da razão entre a tensão e a sua correspondente deformação quando um corpo está sendo submetido a uma tensão de compressão uniforme. A tensão, σ , é relativa à mudança no volume, ΔV . Sendo:

$$\sigma = K \cdot (\Delta V/V) \quad (3.40)$$

ou melhor,

$$K = \sigma / (\Delta V/V) \quad (3.41)$$

Dessa forma, o Módulo de Incompressibilidade, K, está relacionado à tensão necessária para provocar a deformação volumétrica $\Delta V/V$ sobre o corpo.

O Módulo de Cisalhamento, G, descreve a razão entre a tensão (τ) de cisalhamento e a sua correspondente deformação de cisalhamento. Sendo definido como:

$$G = \tau / \phi \quad (3.42)$$

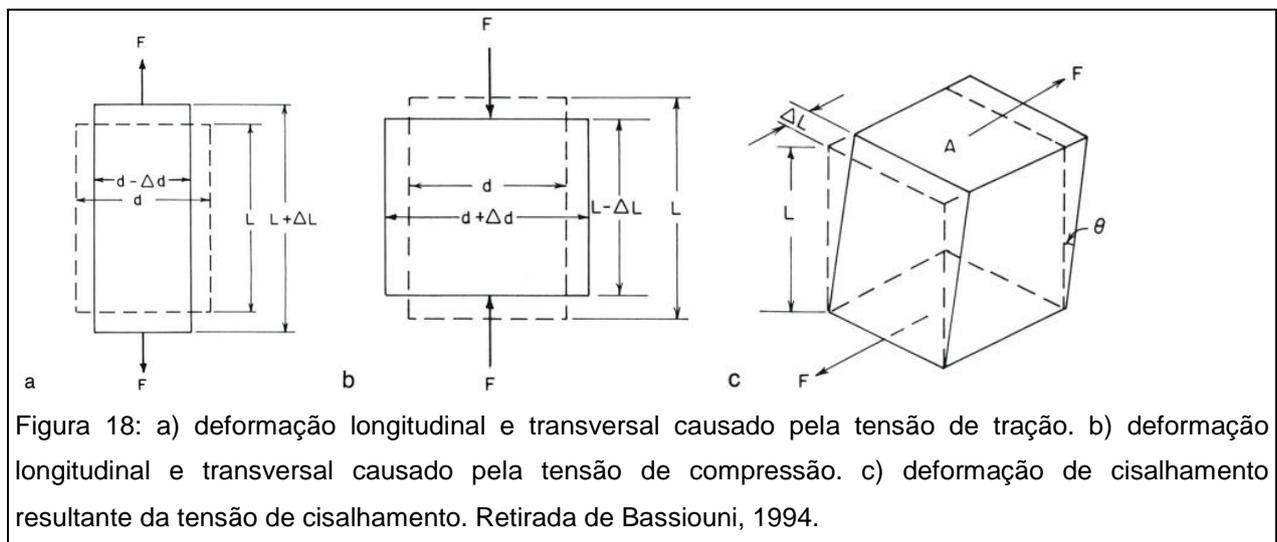
O Módulo de Cisalhamento é uma medida da oposição a deformação angular provocada pela tensão cisalhante. Para a maioria das rochas, G varia entre $\frac{1}{3}$ e $\frac{1}{2}$ do valor de E.

De acordo com Bassiouni (1994), as quatro constantes elásticas, E, ν , K e G são parâmetros interdependentes. Qualquer uma dessas constantes pode ser expressa em termos de outras duas. Sendo,

$$G = E / [2 (1 + \nu)] \quad (3.43)$$

e

$$K = E / [3 (1 - 2\nu)] \quad (3.43)$$



3.2.1.3 Ondas em Corpos Elásticos

Um corpo elástico é instantaneamente comprimido quando sujeito a uma tensão ou pressão. A região onde a partícula do corpo é mais comprimida se propagará a partir do ponto de impacto. As compressões são transmitidas por todo o corpo através de uma série de compressões e rarefações na forma de uma onda. A onda de propagação pode ser expressa matematicamente pelas seguintes equações:

$$\sigma = A_o \cos 2\pi[(ft - (x/\lambda))] \quad (3.44)$$

Sendo que:

$$v = \lambda f, \quad (3.45)$$

e

$$f = 1/t \quad (3.46)$$

Onde: σ é a tensão em qualquer tempo t para uma distância x ;
 A_0 é a amplitude da fonte;
 λ é o comprimento de onda ou a distância entre sucessivas rarefações máximas para qualquer tempo;
 f é a frequência dos ciclos de compressão ou rarefação e;
 v é a velocidade de propagação. A figura 19 ilustra este movimento de onda.

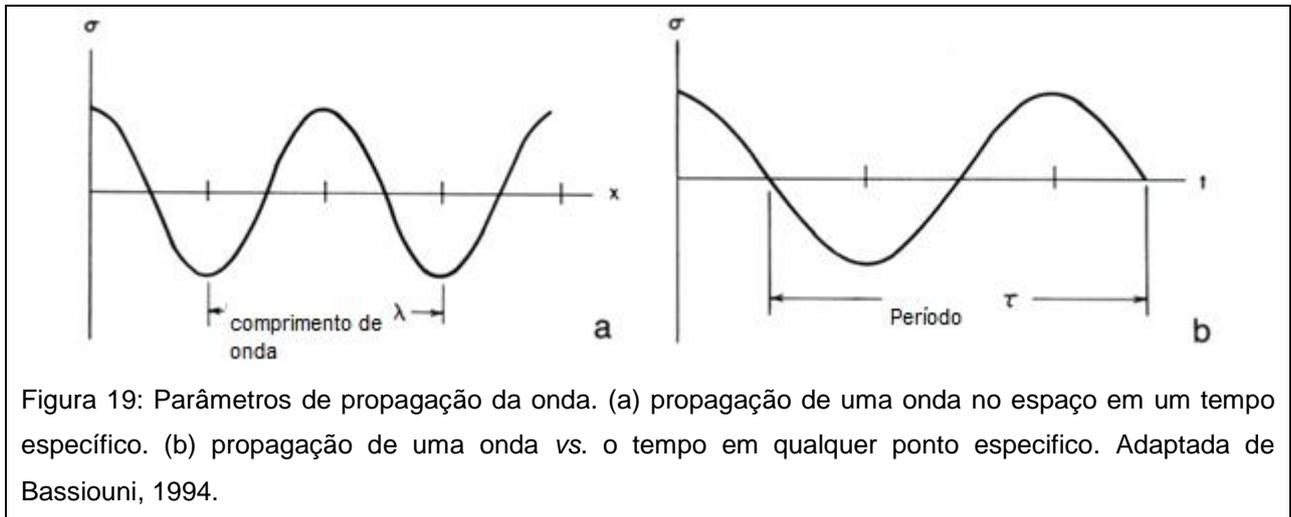


Figura 19: Parâmetros de propagação da onda. (a) propagação de uma onda no espaço em um tempo específico. (b) propagação de uma onda vs. o tempo em qualquer ponto específico. Adaptada de Bassiouni, 1994.

As ondas elásticas são atenuadas por absorção. Por causa desta atenuação, a amplitude A , de uma onda para uma distância x a partir de uma fonte pode ser expressa como:

$$A = A_0 e^{-\alpha x} \quad (3.47)$$

onde α é o coeficiente de absorção. O coeficiente α depende das características do meio através do qual a onda se propaga. Se incluirmos os efeitos de atenuações teremos:

$$\sigma = A e^{-\alpha x} \cos 2\pi[(ft - (x/\lambda))] \quad (3.48)$$

As ondas elásticas podem ser classificadas como ondas de corpos e ondas de bordas, também conhecidas como ondas guiadas. Os dois principais tipos de ondas de corpo são a compressional e a de cisalhamento.

A onda compressional, também conhecida como onda longitudinal ou onda primária, P, é aquela onde o movimento da partícula ocorre em direção paralela à propagação da onda (figura 20). A velocidade de propagação da onda primária, v_p , depende das propriedades elásticas do corpo. Esta pode derivar da equação de movimento e é expressa como:

$$v_p = [(K + \frac{4}{3}G)/\rho]^{1/2} \quad (3.49)$$

ou

$$= \{(E/\rho)(1 - \mu)/[(1 - 2\mu)(1 + \mu)]\}^{1/2} \quad (3.50)$$

Onde ρ é a densidade do meio.

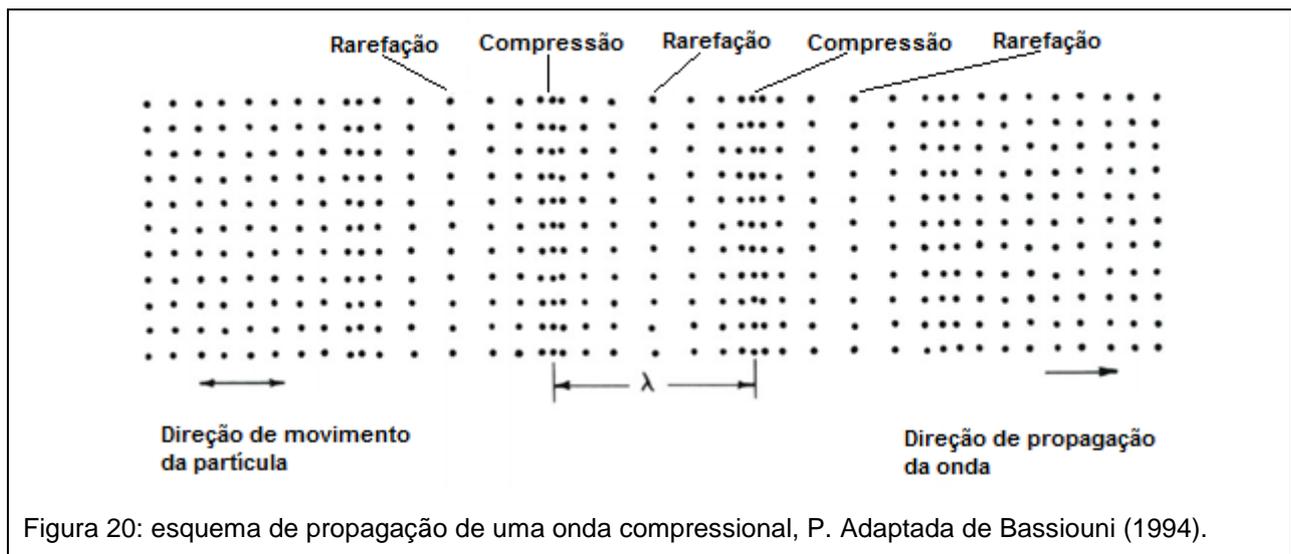


Figura 20: esquema de propagação de uma onda compressional, P. Adaptada de Bassiouni (1994).

Conforme a figura 21, a onda de cisalhamento, também conhecida como transversal ou onda S, é aquela onde o movimento da partícula é perpendicular à direção de propagação da onda. A velocidade da onda de cisalhamento, V_s , pode ser derivada a partir da equação do movimento e é expressa como:

$$v_s = (G/\rho)^{1/2} \quad (3.51)$$

ou

$$= [(E/\rho)/2(1 + \mu)]^{1/2} \quad (3.52)$$

A presença de ondas de cisalhamento necessita que o meio apresente resistência ao cisalhamento. Por isso a onda de cisalhamento se propaga somente em sólidos.

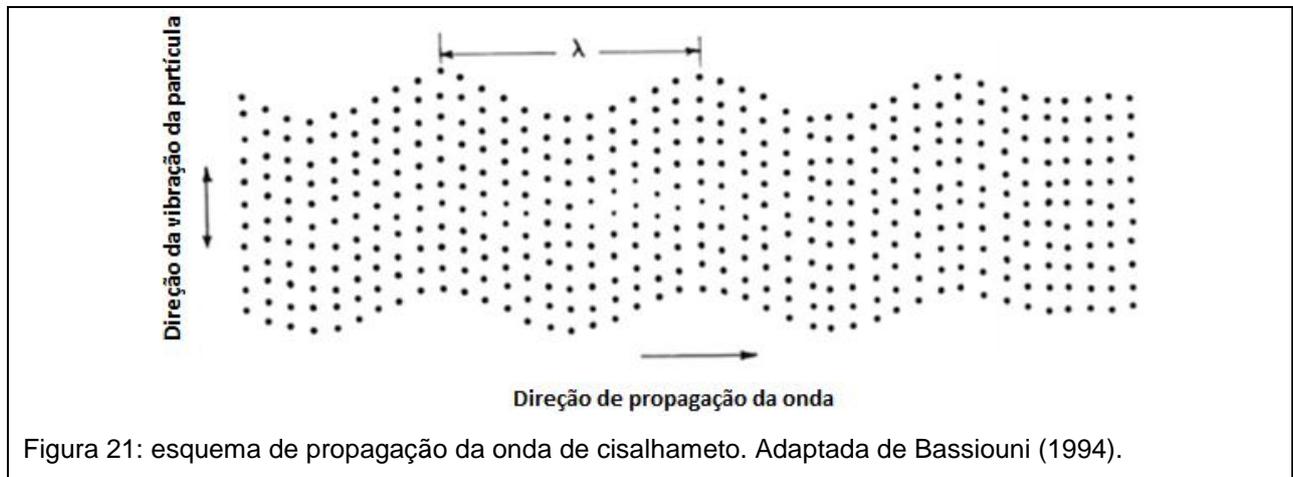


Figura 21: esquema de propagação da onda de cisalhamento. Adaptada de Bassiouni (1994).

A razão entre as ondas de compressão e de cisalhamento é dada por:

$$v_p/v_s = [(4/3) + (K/G)]^{1/2} \quad (3.53)$$

ou

$$= [2(1 - \mu)/(1 - 2\mu)]^{1/2} \quad (3.54)$$

sendo $G > 0$ e $K > 0$, então $V_p > V_s$, e sendo $0 < \mu < 0,5$, então:

$$v_p > \sqrt{2} v_s$$

e em termos de tempo de trânsito, Δt , teremos:

$$\Delta t_s > \sqrt{2} \Delta t_p$$

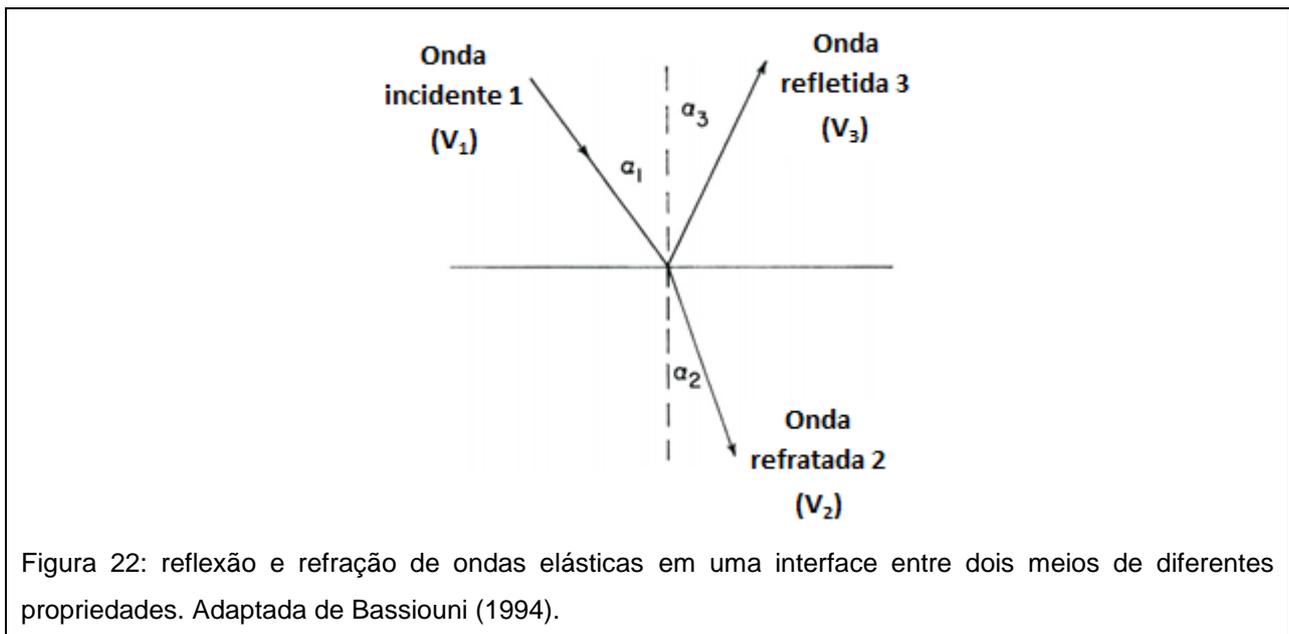
Onde Δt_p e Δt_s são os tempos de trânsito das ondas primária e secundária, indicando que as ondas compressão se propagam mais rápido do que as ondas de cisalhamento em um meio elástico.

3.2.2 Reflexão e refração de ondas elásticas

Ondas acústicas elásticas sofrem interferências, difração, reflexão e refração. Reflexão e refração ocorrem quando uma onda encontra o limite que separa dois meios com diferentes propriedades elásticas. Parte da energia da onda incidente é refletida e parte é refratada. A onda incidente pode ser convertida em outros tipos de vibrações após a reflexão e refração. Este fenômeno é chamado de modo de conversão. Por exemplo, após a refração, uma onda compressional incidente é parcialmente

convertida em uma onda ou ondas de outros tipos, tais como a onda de cisalhamento.

A figura 22 apresenta a geometria de propagação das ondas acústicas. Nesta, a onda apresenta velocidade v_1 , incidente sob um ângulo α_1 , em um plano que separa dois meios de diferentes características elásticas. A onda com velocidade v_2 é refratada para o segundo meio sob um ângulo α_2 . A terceira onda com v_3 é refletida de volta ao primeiro meio realizando um ângulo α_3 . v_1 , v_2 e v_3 são características do meio e dos tipos de ondas.



A lei de Snell (Bassiouni, Zaki, 1994) define que:

$$\text{Sen } \alpha_1 / v_1 = \text{Sen } \alpha_2 / v_2 = \text{Sen } \alpha_3 / v_3 \quad (3.55)$$

Se a onda refletida for do mesmo tipo que a onda incidente, então $v_1 = v_3$ e consequentemente $\alpha_1 = \alpha_3$. O ângulo de refração α_2 é sempre diferente de α_1 . O ângulo α_2 é expresso como sendo:

$$\text{Sen } \alpha_2 = (v_2 / v_1) \text{ Sen } \alpha_1 \quad (3.56)$$

Para o caso especial onde:

$$\text{Sen } \alpha_1 = (v_1 / v_2) = \text{Sen } \alpha_c \quad (3.57)$$

Onde α_c é o ângulo crítico da refração.

Sendo $\text{sen } \alpha_2 = 1$ ($\alpha_2 = 90^\circ$), a onda refratada não penetrará no segundo meio, mas viajará ao longo da superfície de interface a uma velocidade v_2 . Esta onda refratada crítica, chamada de *head wave* (figura 23), propaga energia de volta ao primeiro meio à medida que viaja ao longo desta superfície de interface.

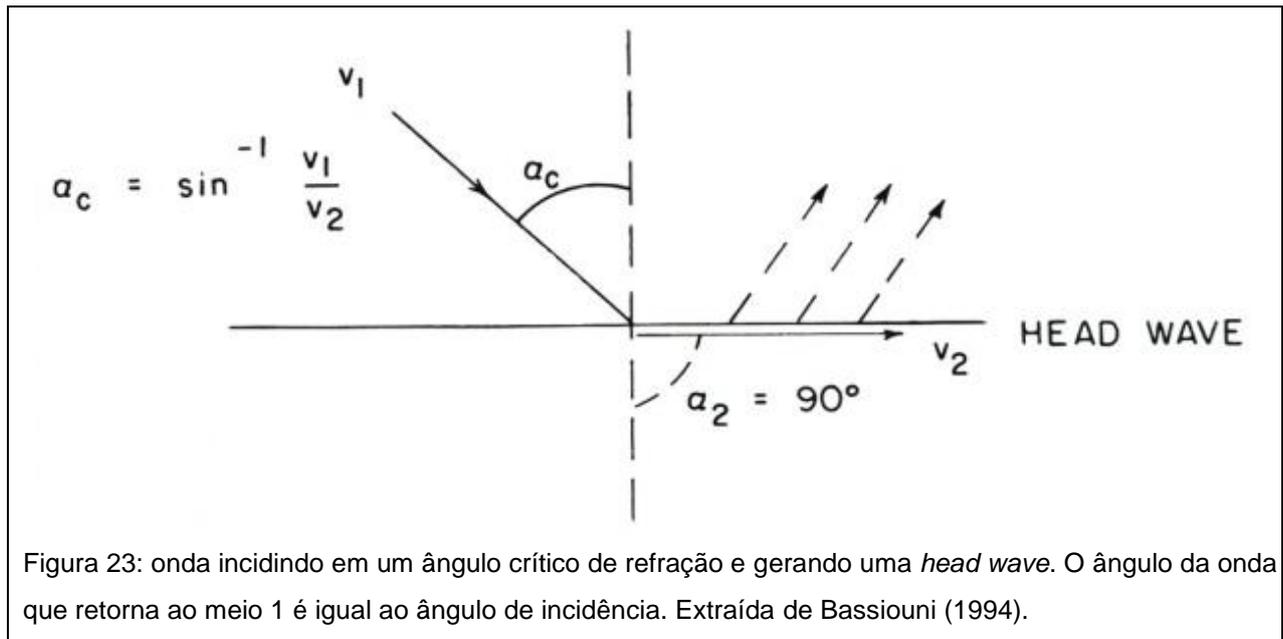


Figura 23: onda incidindo em um ângulo crítico de refração e gerando uma *head wave*. O ângulo da onda que retorna ao meio 1 é igual ao ângulo de incidência. Extraída de Bassiouni (1994).

Se o ângulo de incidência for maior do que o ângulo crítico, nenhuma refração ocorrerá e a onda será totalmente refletida.

A onda compressional viajando ao longo do meio 1 a uma velocidade v_{p1} gerará uma *head wave* compressional no meio 2 se seu ângulo de incidência for crítico. Este ângulo crítico, α_{pc} é definido de acordo com a seguinte equação:

$$\text{Sen } \alpha_{pc} = v_{p1} / v_{p2} \quad (3.58)$$

A onda compressional viajando no meio 1 gerará uma *head wave* de cisalhamento se seu ângulo de incidência for crítico (figura 24). Este ângulo crítico, α_{sc} é definido de acordo com a equação:

$$\text{Sen } \alpha_{sc} = v_{p1} / v_{s2} \quad (3.59)$$

Combinando as equações 3.58 e 3.59, teremos:

$$\text{Sen } \alpha_{pc} / \text{Sen } \alpha_{sc} = v_{p2} / v_{s2} \quad (3.60)$$

Sabendo que v_{p2} é sempre maior do que v_{s2} , então:

$$\alpha_{sc} > \alpha_{pc}$$

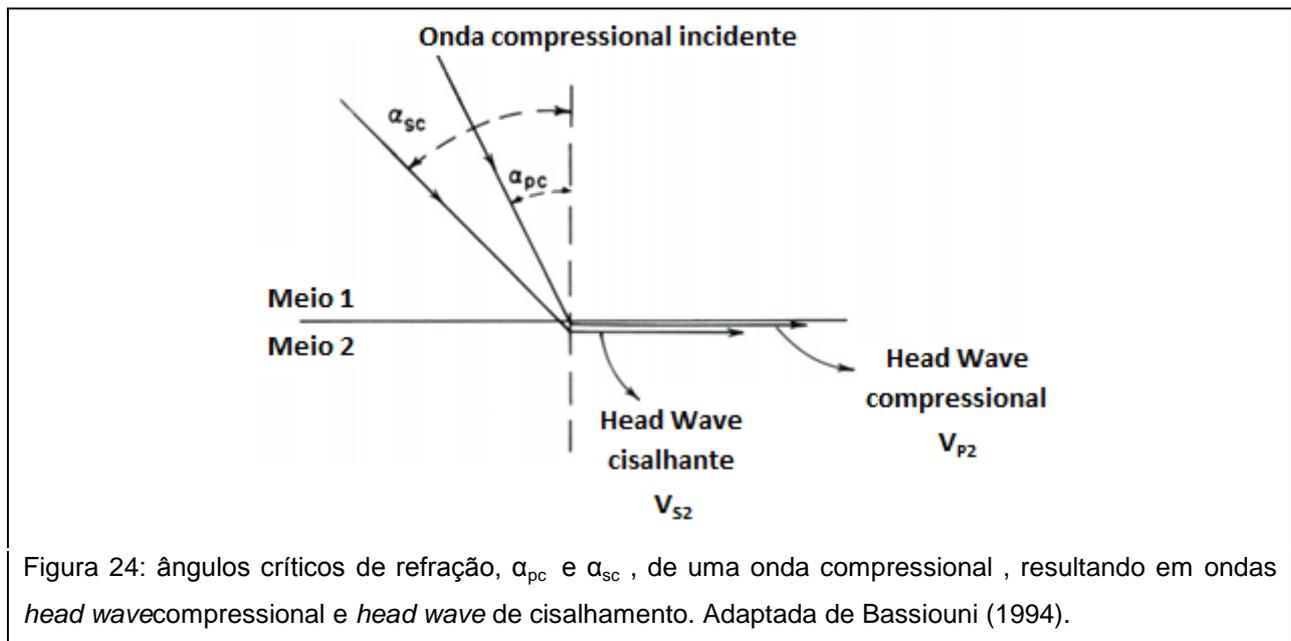


Figura 24: ângulos críticos de refração, α_{pc} e α_{sc} , de uma onda compressional, resultando em ondas *head wave* compressional e *head wave* de cisalhamento. Adaptada de Bassiouni (1994).

3.2.3 Propagação de ondas acústicas em um furo cheio de fluido

Um exato tratamento da propagação da onda acústica em um furo cheio de fluido é uma tarefa bastante complexa. A complexidade cresce a partir da geometria envolvida, da presença de uma ferramenta dentro do furo, e da natureza dos poros do meio presente no entorno do furo. Os conceitos básicos de propagação da onda acústica serão apresentados aqui de uma forma simplificada. Este tratamento possibilitará o conhecimento suficiente da física envolvida no perfil acústico, assim como também da identificação dos componentes da onda acústica registrados em um furo.

A fonte do sinal acústico geralmente estará centrada dentro do furo. Devido ao fato do fluido não poder suportar a tensão de cisalhamento, a fonte (transmissor, T) é um transdutor pressurizado que gera uma onda compressional no fluido do furo. O receptor, R, é outro transdutor pressurizado usado para detecção da onda acústica. Os transdutores podem ser piezoelétricos ou magnetoestrictivos. Transdutores piezoelétricos são cristais de quartzo ou titanato de bário que mudam de tamanho, gerando uma onda elástica quando sujeito a campo elétrico. Inversamente, eles geram um sinal elétrico quando sujeito a uma tensão. Transdutores magnetoestrictivos são metais alóides, tais como níquel/cobalto/ferro, que mudam de tamanho quando sujeitos a um campo magnético e geram um campo magnético quando sujeitos a uma tensão. O transdutor transmissor quando excitado por um pulso elétrico ou magnético emite uma onda acústica no furo. O transdutor receptor excitado pela onda acústica gerará

uma tensão ou campo magnético que é convertido em tensão elétrica que é transmitida até a superfície por meio de cabos.

O sinal recebido é composto de várias ondas acústicas chamada de “waveform”. Os principais componentes de uma “waveform” são, em ordem de chegada ao receptor, (1) *head wave* compressional, (2) *head wave* de cisalhamento, (3) onda conical ou onda pseudo-Rayleigh, e (4) onda de tubo ou onda Stoneley.

3.2.3.1 *head wave* compressional

A *head wave* compressional é a primeira onda a chegar ao receptor e é criticamente refratada na parede do furo. Este tipo de onda inicia como uma onda compressional gerada no furo por um transmissor transdutor. Esta onda compressional encontra a parede do furo em um ângulo crítico, α_{pc} , sendo então refratada na formação como uma *head wave* compressional.

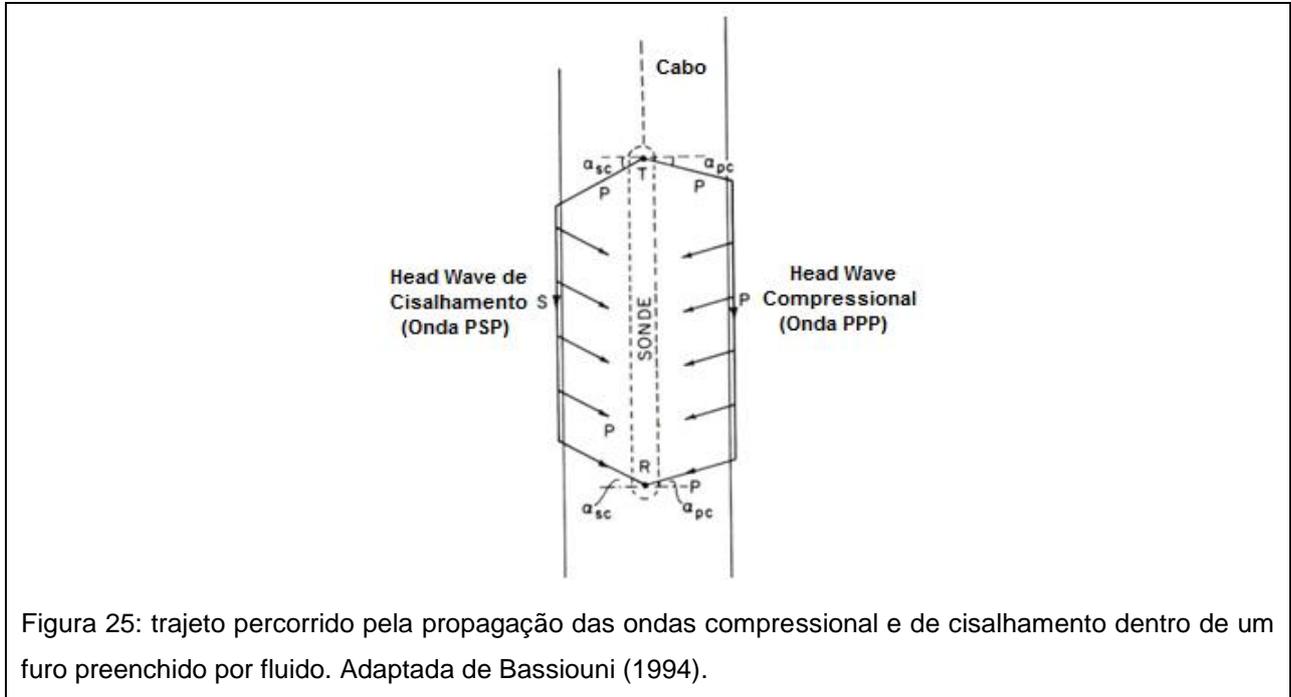
A *head wave* compressional viaja ao longo da parede do furo com uma velocidade compressional da formação, v_p . Como a *head wave* compressional viaja ao longo do fluido do furo / interface da formação, a energia é continuamente irradiada de volta ao furo como vibrações compressionais no fluido do furo. Estas vibrações também se propagam em um ângulo crítico, α_{pc} , e são captados pelo receptor centrado no furo.

A onda compressional chega ao primeiro receptor por causa da combinação entre os efeitos da velocidade e do caminho percorrido. Três velocidades tomam papel na propagação da onda dentro de um furo cheio de fluido: a velocidade da onda compressional da formação, v_p , a velocidade da onda de cisalhamento da formação, v_s , e a velocidade da onda compressional do fluido, v_f . A onda compressional se propaga mais rápido na formação e também apresenta o caminho mais curto através do fluido de perfuração, onde a velocidade de propagação da onda acústica é mais lenta.

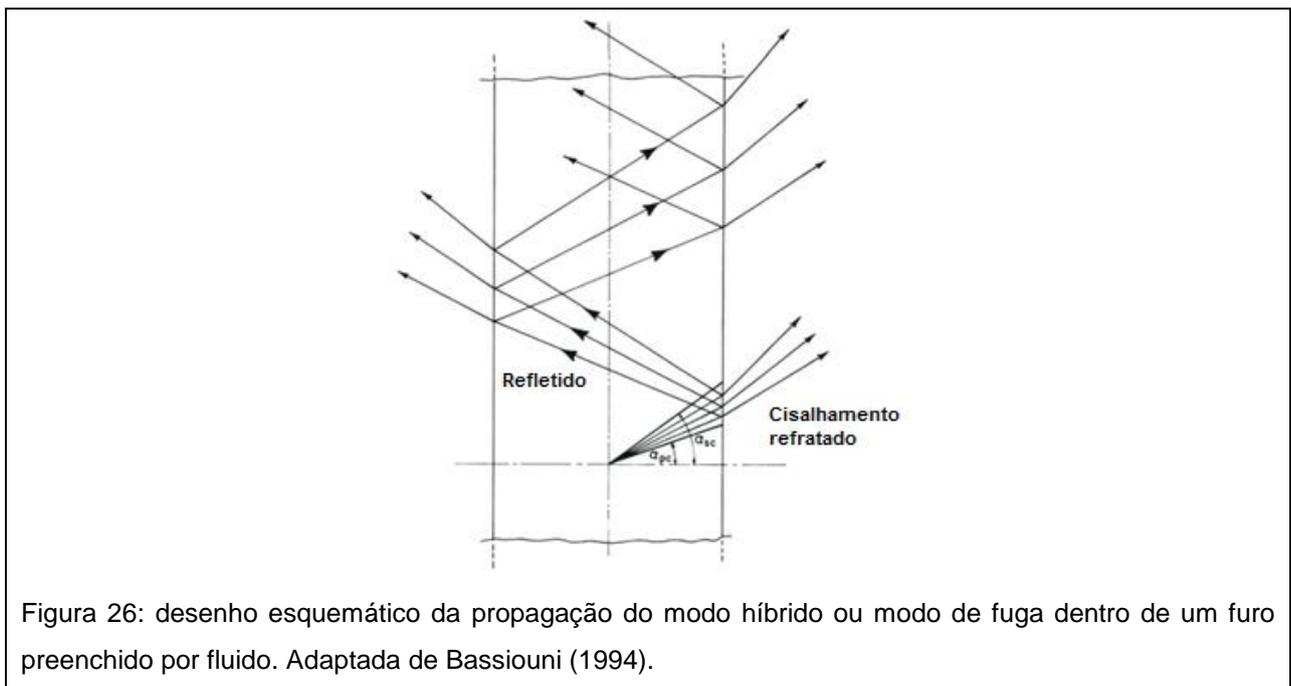
3.2.3.2 *Head wave* de cisalhamento

A *head wave* de cisalhamento também inicia como sendo uma onda compressional no fluido do furo. Esta onda compressional encontrará a parede do furo em um ângulo de refração crítico, α_{sc} , e então refrata para dentro da formação na forma de uma onda de cisalhamento. Semelhante à *head wave* compressional, a *head wave* de cisalhamento viaja ao longo da parede do furo a uma velocidade v_s . Dado que $v_s < v_p$, o caminho a ser percorrido no fluido do furo por v_s é muito maior, assim sendo, a

head wave de cisalhamento chegará no receptor depois da *head wave* compressional. Se $v_f > v_s$, tais como em formações extremamente inconsolidadas, ondas de cisalhamento não podem ser refratadas ao longo das paredes do furo e a *head wave* de cisalhamento não podem ser geradas (figura 25).



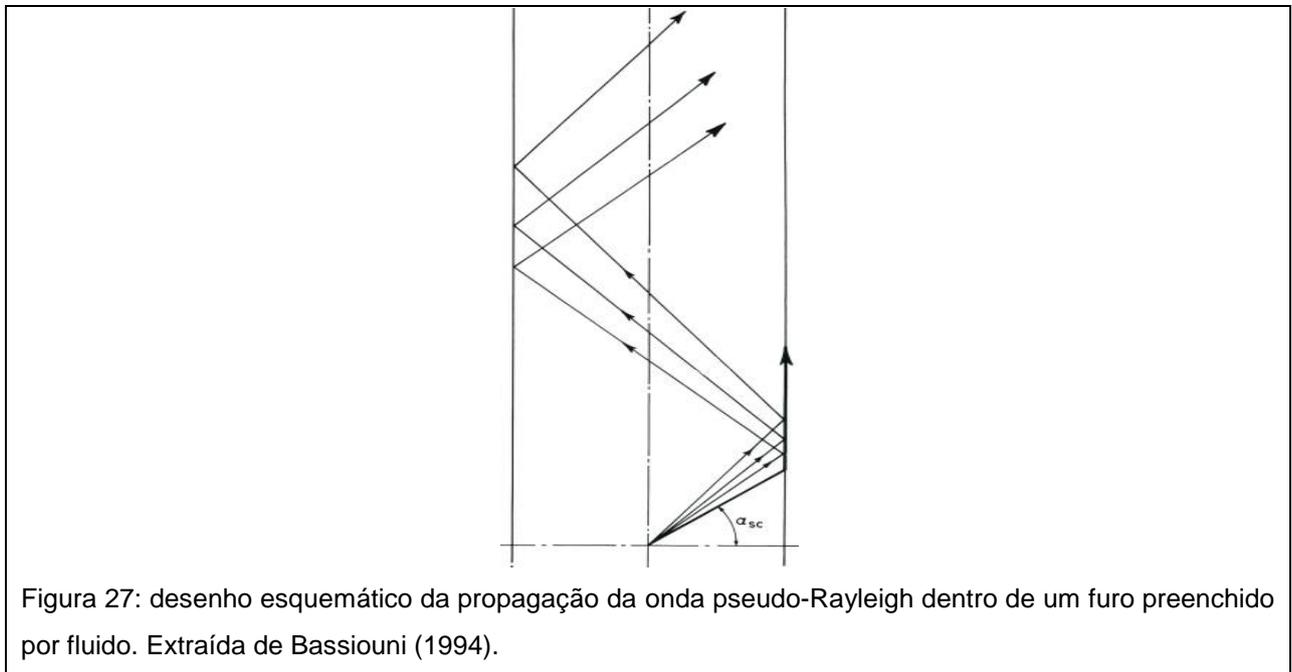
Sob certas condições geométricas e de velocidade, outros tipos de ondas, conhecidas como modo híbrido ou modo de fuga, são observadas entre as chegadas das ondas compressional e de cisalhamento.



O modo híbrido surge a partir da onda compressional incidente na parede do furo sob um ângulo entre α_{pc} e α_{sc} . Estas ondas compressoriais submetem-se à conversão e reflexão nas ondas de cisalhamento refratadas (figura 26). A onda refletida propaga-se no fluido do furo como uma onda cônica. A amplitude deste modo decresce com a distância a partir do transmissor, dado que a energia é vazada para a formação a cada reflexão. O espaçamento entre o transmissor e o receptor deve ser suficientemente longo para que a energia remanescente deste modo não possa ser detectada pelo receptor.

3.2.3.3 Ondas Pseudo-Rayleigh

Ondas pseudo-Rayleigh surgem a partir da porção da onda incidente na parede do furo em ângulos maiores do que o ângulo crítico de refração da onda de cisalhamento, α_{sc} . Essa onda sofre total reflexão e se propaga no furo como uma onda cônica (figura 27). Nenhuma energia é perdida para a refração do lado de fora da superfície cilíndrica. A onda pseudo-Rayleigh exhibe relativamente uma grande amplitude.



A velocidade das ondas pseudo-Rayleigh variam conforme a frequência. A velocidade varia entre cerca de nove décimos da velocidade de alta frequência do fluido e a velocidade de cisalhamento em baixa frequência da formação. A variação da velocidade com a frequência é conhecida como dispersão. Devido ao fato de que

diferentes frequências viajam com diferentes velocidades, uma onda dispersiva aparece como sendo um trem de eventos com sucessivos ciclos que possuem períodos de aumento ou decréscimo. A frequência de corte existe abaixo da qual a onda pseudo-Rayleigh não é gerada.

3.2.3.4 Onda Stoneley

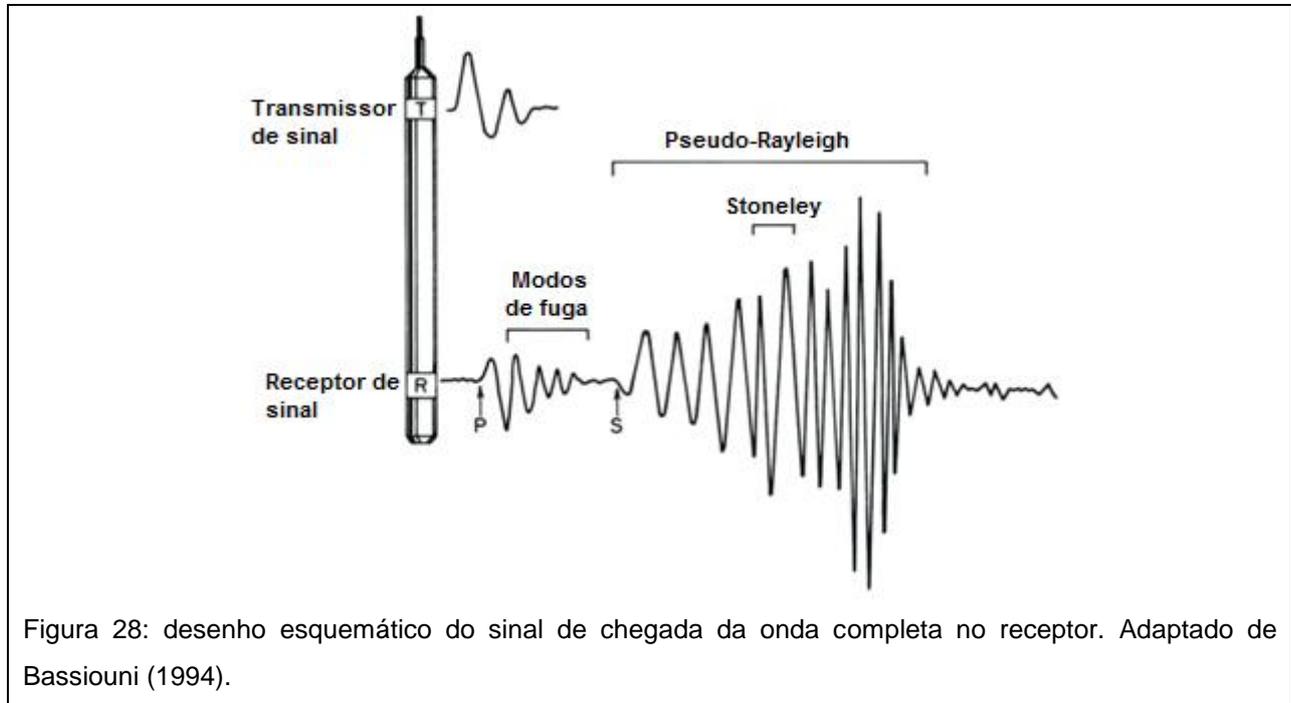
A onda Stoneley é uma onda de superfície presente na interface fluido/formação. Esta onda de superfície é chamada por analogia a onda de superfície descoberta por Stoneley no plano de interface entre dois sólidos elásticos semi-infinitos. As ondas Stoneley geradas em um furo são também chamadas de ondas tubo e ondas guiadas.

As ondas Stoneley são também dispersivas, mas esta dispersão é muito mais suave do que nas ondas pseudo-Rayleigh. Não há frequência de corte e a velocidade é sempre menor do que a velocidade do fluido do furo. Se $v_s > v_f$, a velocidade da onda Stoneley é cerca de nove-décimos da velocidade do fluido. Este fato tem resultado em uma identificação errônea da onda Stoneley como sendo uma onda de fluido.

3.2.3.5 Sinal acústico de onda completa

As quatro principais ondas discutidas acima interagem de uma maneira complicada a partir do transmissor até o receptor onde elas produzem as ondas acústicas observadas. A figura 28 apresenta o modelo típico do trem de onda observado em uma perfilagem acústica. O ponto P marca a energia que é a primeira a ser sentida no receptor. Esta primeira onda a chegar é a onda compressional, ou primária, seguida pela onda do modo de fuga, ou modo híbrido, se esta estiver presente no trem de onda. O ponto S marca a chegada da onda de cisalhamento, ou secundária. A onda guiada, isto é, ondas pseudo-Rayleigh e Stoneley, acompanham a chegada das ondas de cisalhamento. A característica do trem de onda dependerá da frequência do transmissor, do desenho da ferramenta, do raio do furo, das propriedades da formação e do fluido. Uma onda pseudo-Rayleigh se propagando em uma frequência de corte chega simultaneamente com a onda de cisalhamento, e sua amplitude domina a amplitude da onda de cisalhamento. Por causa da sua natureza dispersiva, várias ondas pseudo-Rayleigh estão presentes no trem de onda. A onda Stoneley aparece dentro do trem da onda pseudo-Rayleigh. Por causa de sua baixa dispersão, toda a frequência de uma onda Stoneley se propaga a uma mesma

velocidade. Todas as ondas estarão presentes no sinal do receptor se a formação apresentar uma velocidade de cisalhamento maior do que a velocidade do fluido. Se a velocidade de cisalhamento da formação for menor do que a velocidade do fluido, somente a onda primária e a onda Stonely estarão presentes.



As diferentes feições do trem de onda acústica podem ser usadas para determinar a velocidade acústica, coeficiente de atenuação, amplitude e frequência das diferentes ondas. Diferentes ferramentas de registro foram desenvolvidas para registrar um ou mais desses parâmetros. Por sua vez, um parâmetro ou uma combinação de parâmetros são usados para estimar diferentes propriedades das formações, tais como o valor da porosidade, tipo de porosidade, litologia e propriedades mecânicas.

3.2.4 Propagação da onda acústica nas rochas

A velocidade compressional da onda acústica nos poros das rochas depende da litologia, da pressão diferencial, do tipo de fluido presente nos poros e da porosidade. A velocidade da onda acústica depende das propriedades elásticas da matriz. Esta por sua vez é caracterizada pela composição, grau de compactação e pressão.

Uma rocha é submetida tanto a pressões externas (litostática) quanto internas (fluido nos poros). A velocidade da onda acústica compressional, v_p , é afetada pela tensão efetiva, a qual é a diferença entre as pressões externas e internas, Δp . A velocidade v_p aumentará com o aumento de Δp . A velocidade não é afetada pelos

valores absolutos das pressões externas e internas. A variação na pressão determina o grau de compactação da rocha. Dado que a velocidade da onda acústica depende da compactação da rocha, quanto mais compacta for uma rocha, mais alta será a velocidade de propagação da onda acústica. A velocidade de propagação da onda acústica dependerá também da densidade do fluido e do módulo volumétrico (incompressibilidade).

A velocidade de propagação da onda acústica na água dependerá da temperatura, salinidade e pressão. A velocidade acústica no óleo é um pouco menor do que na água. Esta velocidade dependerá da composição do óleo, do gás em solução, da temperatura e da pressão. A velocidade no gás natural é consideravelmente menor do que no óleo e na água. A velocidade acústica no gás natural seco é aproximada à velocidade no ar, ou seja, cerca de 1.100 pés/seg.

A dependência que a velocidade de propagação da onda acústica tem da porosidade é evidente. Quanto maior for a porosidade, menor será a velocidade. Isso ocorre porque a presença de fluido de baixa velocidade será maior e conseqüentemente, o caminho que a onda percorrerá pela matriz da rocha será mais tortuoso. A importância da porosidade aparece na equação abaixo, controlando os valores de K_d e G_d .

$$v_p^2 = \frac{1}{\rho_b} \left[K_d + \frac{[1 - (K_d/K_{ma})]^2}{(\phi/K_f) + [(1-\phi)/K_{ma}] - (K_d/K_{ma}^2)} + \frac{1}{3}G_d \right] \quad (3.61)$$

Onde b , ma , f , d são respectivamente volume, matriz, fluido e rocha seca. K é a permeabilidade. Segundo Bassiouni (1994) K_d e G_d são funções da porosidade, Φ .

3.2.5 Relações entre porosidade e tempo de trânsito

3.2.5.1 A relação do tempo médio em formações compactas

Frequentemente existe correlação entre a porosidade e o tempo de propagação da onda acústica, (Bassiouni,1994). Esta correlação é corroborada por um modelo estratificado e paralelo alternando sólido e líquido que são atravessados perpendicularmente por uma onda. De acordo com este modelo o tempo de viagem total é igual à soma do tempo de propagação através da fração poro-fluido mais o tempo de propagação na fração rocha-sólido.

Tempo de viagem total = tempo de viagem na fração líquida + tempo de viagem na fração sólida.

$$\frac{1}{v_b} = \frac{\phi}{v_f} + \frac{1-\phi}{v_{ma}} \quad (3.62)$$

Ou

$$\Delta t = \Delta t_f \phi + \Delta t_{ma}(1-\phi) \quad (3.63)$$

Isolando a porosidade, teremos:

$$\phi = (\Delta t - \Delta t_{ma}) / (\Delta t_f - \Delta t_{ma}) \quad (3.64)$$

Os valores apresentados na tabela 01 são comumente atribuídos à matriz e ao fluido e utilizados na fórmula descrita acima.

Material	Velocidade na matriz (pés/s)	Tempo de Trânsito na matriz (μ S/pé)
Arenito	18.000	55,5
Carbonato	21.000	47,5
Dolomito	23.000	43,5
Fluido	5.300	189,0

Tabela 01: valores típicos para a onda P de alguns materiais. Adaptado de Bassiouni (1994).

Infelizmente, o modelo de tempo médio é baseado em uma imagem física errada. Esta sugere que somente matriz da rocha e as propriedades do fluido influenciam a velocidade da onda. Contudo, o uso desta equação apresenta valores representativos para arenitos consolidados, compactos e limpos. Esta equação imprópria, entretanto, é usada em formações não consolidadas e carbonatos.

3.2.5.2 A relação do tempo médio em formações não compactas

A falta de compactação é usualmente indicada para intervalos de tempo de trânsito em folhelhos adjacentes, Δt_{sh} , quando excedem 100 μ sec/ft., Tixier *et al.* (em Bassiouni, 1994) sugere a introdução do fator de correção da compactação, B_{cp} , na equação do cálculo da porosidade.

$$\phi = [(\Delta t - \Delta t_{ma}) / (\Delta t_f - \Delta t_{ma})] / B_{cp} \quad (3.65)$$

O fator de correção da compactação pode ser estimado a partir da seguinte relação:

$$B_{cp} = \Delta t_{sh} / 100 \quad (3.66)$$

Onde Δt_{sh} é o tempo de trânsito excedido por folhelhos adjacentes.

3.2.6 O Modelo de Geertsma

Usando a teoria clássica de elasticidade, Geertsma, (em Bassiouni, 1994), sugeriu uma relação entre o intervalo de tempo de trânsito, Δt , e a porosidade, Φ .

$$v_b = \{(3K_b/\rho_b)[(1-\mu_b)/(1+\mu_b)]\}^{1/2} \quad (3.67)$$

e

$$v_{ma} = \{(3K_{ma}/\rho_{ma})[(1-\mu_{ma})/(1+\mu_{ma})]\}^{1/2} \quad (3.68)$$

Onde: v_b é a velocidade acústica na formação,

v_{ma} é a velocidade acústica da matriz.

Assumindo que a razão de Poisson é independente da porosidade (isto é $\mu_{ma} = \mu_b$), v_b pode ser expressa em termos de v_{ma} como:

$$v_b = v_{ma} \left(\frac{\rho_{ma} K_b}{\rho_b K_{ma}} \right)^{1/2} = v_{ma} \left(\frac{\rho_{ma} c_{ma}}{\rho_b c_b} \right)^{1/2} \quad (3.69)$$

Onde C_{ma} é a compressibilidade da matriz e C_b a compressibilidade do volume.

3.2.7 A Transformação de Raymer-Hunt

Baseados em extensas observações de campo, Raymer & Hunt (em Bassiouni, 1994), propuseram uma transformação empírica do intervalo de tempo de trânsito, Δt , para a porosidade, Φ .

$$\Delta t = \{[(1-\Phi)^2/\Delta t_{ma}] + (\Phi/\Delta t_f)\}^{-1} \quad (3.70)$$

As propriedades da matriz e do fluido sugeridos para uso nesta equação são apresentadas na tabela 01.

3.2.8 Cálculo de porosidade a partir de perfis acústicos

Segundo Tiab and Donaldson, 2004, três perfis são empregados para determinar a porosidade, a saber, o perfil acústico ou sônico, o perfil de densidade da formação e o perfil neutrão. Em se tratando de porosidade, esses perfis são afetados por outros

parâmetros, tais como, litologia, a natureza do fluido presente nos poros e a argilosidade. A combinação desses perfis são usados para determinar a litologia e a porosidade, bem como a porosidade de fraturas.

No caso do perfil sônico, a velocidade do som dependerá da natureza dos minerais presentes no corpo rochoso, da porosidade, do fluido presente nos espaços porosos, da temperatura, da pressão e da textura da rocha. A velocidade do som ao longo da formação depende da densidade e das propriedades elásticas do meio, tais como módulos de volume e de cisalhamento. Esta velocidade será maior em substâncias duras do que em líquidos. Se considerarmos uma rocha composta somente de sólidos e líquidos, a seguinte razão de tempo de trânsito da onda sonora pode ser usada para calcular a porosidade, através da equação:

$$\Phi_s = (t - t_{ma}) / (t_{fl} - t_{ma}) \quad (3.71)$$

Onde: t = tempo de trânsito total, $\mu\text{s}/\text{ft}$.

t_{ma} = tempo de trânsito na matriz, $\mu\text{s}/\text{ft}$.

t_{fl} = tempo de trânsito no fluido, $\mu\text{s}/\text{ft}$.

A equação acima é comumente usada para determinar valores aproximados para arenitos limpos consolidados, assim como também para formações carbonáticas com porosidade intergranular. O valor do tempo de trânsito da onda sônica no fluido é de aproximadamente 190 $\mu\text{s}/\text{ft}$, conforme tabela 3. O tempo de trânsito da onda sônica na matriz poderá ser obtida a partir da seguinte equação:

$$t_{ma} = 10^6 / V_{ma} \quad (3.72)$$

Material	Velocidade na matriz (pés/S)	Tempo de Trânsito na matriz ($\mu\text{S}/\text{pé}$)
Arenito		
Inconsolidado	17.000 ou menos	58,8 ou mais
Semiconsolidado	18.000	55,6
Consolidado	19.000	52,6
Carbonato	21.000	47,5
Dolomito	23.000	43,5
Folhelho	de 6.000 a 16.000	de 167 a 62,5
Calcita	22.000	45,5
Anidrita	20.000	50,0
Granito	20.000	50,0
Gypsum	19.000	52,6
Quartzo	18.100	55,6
Sal	15.000	66,7
Água	5.300	189,0

Tabela 02: valores para o tempo de trânsito da onda sônica ao longo da matriz rochosa. Adaptado de Djebbar and Donaldson, 2004.

A velocidade da onda P na matriz, V_{ma} , é expressa como sendo:

$$V_{ma} = [(K + 0,75G) / \rho_{ma}]^{0,5} \quad (3.73)$$

Onde: K : módulo de volume ou compressibilidade.

G : módulo de cisalhamento

ρ_{ma} : densidade da matriz

A tabela 02 apresenta a velocidade e o tempo de trânsito da matriz para vários tipos de rochas. A presença de folhelho, fraturas e gases complica a medição da porosidade sônica. Em rochas com múltiplas porosidades, como por exemplo, porosidade vugular e de fratura, o tempo de trânsito é frequentemente menor do que seria calculado para a mesma porosidade. Isto ocorre por que vugos e fraturas estão localizadas irregularmente e a onda sônica viaja através da formação pelo caminho com menor porosidade, isto é, com o menor tempo de trânsito. A porosidade secundária é geralmente estimada pela subtração da porosidade sônica a partir da porosidade de neutrão ou de densidade.

Formações inconsolidadas exibem maiores tempo de trânsito quando comparadas com formações consolidadas com a mesma porosidade. Neste caso, para o cálculo da porosidade deverá ser incluído o fator de correção da compactação. Sendo assim teremos:

$$\Phi_s = [(t - t_{ma}) / (t_{fl} - t_{ma})] \cdot 1/B_{cp} \quad (3.74)$$

O fator de correção da compactação é igual à:

$$B_{cp} = [t_{sh} / 100] B_{sh} \quad (3.75)$$

Onde 100 é o tempo de trânsito para um folhelho compacto em $\mu s/ft$ e t_{sh} é o tempo de trânsito de um folhelho adjacente. Para arenitos, o valor de B_{cp} varia entre 1 e 2. Quando não há correção da compactação $B_{cp} = 1$. O fator B_{sh} é empiricamente determinado em função do tipo de folhelho (argila).

3.3 Perfilagem Geofísica de Poço/Furo

3.3.1 Perfil de Raios Gama

De acordo com Nery (2013), a ferramenta de raios gama convencional mede a radioatividade natural emitida pelos elementos U + Th + K40, em unidades CPS ou API.

Este perfil é comumente usado para definição da Litologia com base no que seja Folhelho do não Folhelho, na definição eventual de ambientes de deposição, na correlação entre poços vizinhos, na identificação de minerais radioativos, no cálculo da argilosidade ou volume de folhelho.

Este perfil pode ser corrido em poços revestidos e abertos. Em casos especiais poderá ser empregado na identificação de intervalos conhecidos, na determinação exata de profundidades, bem como na detecção de fluxo de fluido atrás dos revestimentos de poços antigos.

Ao longo do trabalho de interpretação dos dados de perfilagem podemos nos deparar com problemas relacionados à litologia. Entre os principais destacam-se mineralizações eventuais, presença de arcósios, conglomerados policompostos ou rochas densas. Relacionados à operação destacam-se a ocorrência de camadas finas, tipo de detector, descentralização da ferramenta ou presença de revestimentos de aço no interior do poço.

3.3.2 Perfil de Indução

De acordo com Nery (2013), as ferramentas que usam eletrodos galvânicos necessitam de meio condutivo (lama à base de água) para facilitar o acoplamento elétrico entre os eletrodos e as rochas. Portanto, não podem ser usadas em poços perfurados com lama condutiva (salgada, situação em que os eletrodos entram em curto circuito) ou isolante (base de óleo, gás, ar ou água muito doce, situação na qual as correntes não penetram totalmente nas rochas). Além do mais, o campo elétrico sofre distorções, na dependência do contraste de resistividade entre a lama e as rochas.

Para solucionar este problema, foi introduzido o Perfil de Indução cujo princípio físico tem por base o acoplamento eletromagnético (indutivo) entre os sensores (bobinas) e as rochas, capaz de minimizar o efeito da lama/poço. Por outro lado, o campo eletromagnético não é distorsivo, penetrando, indistintamente, no meio lama e rocha para qualquer que seja o contraste resistivo.

Simplificadamente, uma ferramenta de Indução poderia constar de duas bobinas. Uma primária (transmissora) usada para energizar as rochas circunvizinhas ao poço e uma secundária (receptora) para detectar os sinais provenientes do poço/rocha. A bobina transmissora é alimentada por uma corrente alternada, de

intensidade e frequência constantes. O campo magnético primário, emitido pela bobina transmissora, tem formato toroidal e flui coaxialmente ao poço (perpendicularmente ao eixo da bobina), varrendo a rocha defronte a ela.

Ao penetrar nas rochas, este campo primário induz nos fluidos condutores interconectados, uma corrente elétrica que por sua vez desenvolve seu próprio campo magnético secundário. A intensidade deste campo secundário é diretamente proporcional à condutividade elétrica das rochas. Quanto menor a condutividade da rocha (no caso de ser portadora de água doce, hidrocarbonetos ou de baixa porosidade), menor o campo secundário criado, e vice-versa. Este campo secundário é o que nos interessa medir por meio da força eletromotriz (FEM) induzida por ele ao cortar a bobina receptora.

A bobina receptora, posicionada a uma distância fixa e pré-determinada da transmissora, detecta tanto o campo primário ou sinais de acoplamento direto (também denominados em quadratura, defasados de 90° saídos diretamente da transmissora para a receptora, sem a contribuição da rocha/poço), bem como o campo secundário ou sinais gerados efetivamente pela rocha/poço (portanto, defasados de 180°). A amplitude do sinal de acoplamento direto é maior do que a amplitude dos sinais provenientes das camadas, devido a pouca atenuação ocasionada pela menor trajetória percorrida. Portanto, amplitude e ângulo de defasagem individualizam os sinais de origem primária e secundária.

Intuitivamente, pode-se deduzir que este tipo de ferramenta não deve ser usado em poços com lama muito salgada (> 30.000 ppm de sólidos totais), porquanto o sinal gerado pelo próprio poço (lama) poderá ser exageradamente alto, capaz de bloquear parcialmente os sinais emitidos pelas zonas mais afastadas da parede do poço, ou seja, da zona virgem.

Uma vantagem adicional do princípio eletromagnético usado neste perfil é que, pelo fato de não necessitar do acoplamento galvânico da lama, o perfil de indução pode ser operado em poços perfurado a ar, gás, óleo ou lamas muito doces, isto é, fluidos não condutivos ou revestidos com plástico (PVC), como na maioria dos poços da indústria da água.

As principais aplicações para o perfil de indução estão no uso de correlação poço a poço, na identificação qualitativa da litologia e do fluido das rochas, na idéia qualitativa da permeabilidade em função da separação entre as curvas, no valor

quantitativo da saturação de água, na perfilagem de poços com lama não condutiva (base de óleo, gás, ar, espuma água doce).

Os principais problemas reacionado ao uso do perfil de indução são relativos à perfilagem em poços com lamas condutivas (base de Sal > 35 Kppm de NaCl), na ocorrência de camadas finas (espessura < 1 metro), na presença de zonas com altas resistividades.

3.3.3 Perfil do Potencial Espontâneo

De acordo com Nery (2013), o perfil do potencial espontâneo (SP) nada mais é do que o registro de pequenas diferenças de potencial (milivolt) desenvolvidas em um poço, ao nível dos contatos entre o filtrado e as águas das formações. Em outras palavras, o SP representa a diferença de potencial entre dois eletrodos – um localizado dentro do poço e outro na superfície. Processos eletrocinéticos e eletroquímicos definem a força eletromotriz geradora da curva do SP.

O primeiro deles é o potencial de eletrofiltração ou eletrocinético (E_k) que ocorre quando um eletrólito se movimenta através de um meio permeável. O filtrado da lama é forçado a penetrar nas formações, devido ao diferencial de pressão em relação à pressão dos fluidos pressurizados dentro das camadas. Igual tipo de movimento também ocorre quando a camada produz continuamente água para dentro do poço, por excesso de pressão em seus poros, em relação ao peso da coluna de lama. Considerando-se as pequenas profundidades envolvidas nos poços para a água, este potencial pode ser desprezível. Entretanto, na indústria do petróleo, ou mesmo naqueles poços bastante profundos para água quando a pressão hidrostática atinge altos valores, o potencial eletrocinético torna-se relevante.

A segunda, e mais importante, fonte de potencial espontâneo natural é o eletroquímico produzido pela junção de diferentes soluções dentro de um poço. Esta junção é formada em um poço de acordo com o seguinte elo: lama-filtrado/filtrado-água de formação/água de formação-folhelho/folhelho-lama. A atividade química do filtrado é bastante semelhante a da lama, por ser aquele um produto desta e, por consequência, qualquer potencial desenvolvido através dele e da lama, isto é, na interface lama / reboco, tem pequeno valor quantitativo e pode ser desprezado. O potencial eletroquímico gerado no elo água de formação-folhelho é denominado de potencial de

membrana (E_m) e o gerado no elo filtrado - água da formação é denominado de potencial de junção líquida (E_j).

O máximo potencial que se desenvolve no circuito lama/rocha/folhelho/lama é denominado de Potencial Espontâneo Estático, ou SSP, e corresponde a soma dos potenciais E_k , E_j e E_m . Como o E_k normalmente tende à zero o SSP resume-se a:

$$\text{SSP} = E_m + E_j$$

O SSP é formado pela queda ôhmica (produto da corrente pela resistência do meio) que ocorre nas interfaces fluidas, quando o fluxo iônico circula da lama em direção ao folhelho (provocado pela invasão e a capilaridade), do folhelho para a camada permoporosa e desta para a lama novamente, ou vice versa.

Observa-se que é operacionalmente impossível se realizar o registro do total da queda ôhmica (SSP) em um poço devido ao fato de que um dos eletrodos tem que estar localizado dentro do poço, deslocando-se a uma velocidade constante e um outro eletrodo (de referência) mantido sob um potencial constante (dentro da lama), na superfície.

Em conclusão, a curva do SP, tal como é registrada nos perfis, nada mais é do que uma fração do SSP, porquanto seus eletrodos medem apenas o potencial que se desenvolve dentro do poço (na lama) e não dentro das camadas.

Considerando-se aos efeitos ambientais ou fatores que afetam a curva do Potencial Espontâneo, as seguintes situações podem ser observadas:

1. Quando se compara duas camadas idênticas, uma com menor espessura que a outra, a de maior espessura apresentará um SP mais desenvolvido.
2. O desmoronamento do poço atua diretamente sobre o volume e a resistência da lama. Portanto, quanto mais desmoronado o poço, menor a amplitude do SP.
3. O diâmetro de invasão de uma camada permoporosa qualquer atua diretamente sobre a intensidade da corrente no poço. Quanto mais profunda a invasão, menor a amplitude do SP.
4. Quando se usa lama muito salgada, as correntes permanecem dentro do poço, em curto circuito, e a curva não se desenvolve totalmente.
5. Os hidrocarbonetos aumentam consideravelmente a resistência das rochas. Comparando-se uma mesma camada reservatório, o SP observado na zona com hidrocarboneto é um pouco menor que o observado na zona com água.

6. A argilosidade dispersa em uma camada permoporosa qualquer atua diretamente sobre a movimentação iônica, barrando ou atrasando a passagem dos cátions, isto é, quanto maior a argilosidade, menor a permeabilidade, menor o fluxo de fluido, menor o SP em relação a uma rocha com idênticas propriedades, porém, sem argila.

O sinal do SP é, portanto, função entre o contraste de atividades, ou resistividades, entre a água da formação e o filtrado da lama. Camadas impermeáveis não mostram movimentações no SP, sinalizando ausência de invasão ou difusão de sais. Também não há movimentação nas camadas com igualdade de salinidade entre o filtrado e a água.

O perfil SP é empregado para correlação entre poços vizinhos, detecção de camadas permoporosas, resistividades das águas das formações e, argilosidade.

O uso e interpretação desse perfil apresenta problemas quando há ocorrência de camadas com espessura menor que 5 metros, poços perfurados com lama a base de óleo, poços com lama a base de água com salinidade maiores que 35.000 ppm, camadas portadores de hidrocarbonetos, camadas altamente impermeáveis, poços desmoronado e, presença de camadas argilosas.

3.3.4 Perfil de Resistividade Curta e Longa

De acordo com Nery (2013), sistemas multieletrodos são compostos por equipamentos contendo 4 eletrodos, sendo, um emissor (A) e um receptor (B) de corrente e dois (M e N) medindo o potencial ou a diferença de potencial entre si. Quando a separação entre os eletrodos A e M é da ordem de 16 ou mais polegadas, o denominamos de Perfil Elétrico Convencional (ES ou EL). Quando a separação é da ordem de uma polegada, o denominamos de Micro Perfil Elétrico (MEL).

Este mesmo esquema, quando usado em laboratórios, implica em a amostra ficar envolto por ar ou material isolante, fato este que obriga as linhas de corrente circularem, somente, entre A e B. Em um poço, muito embora o arranjo dos eletrodos seja o idêntico ao do laboratório, não há confinamento das linhas de corrente à geometria cilíndrica da amostra, mas sim um espalhamento pelo conjunto condutor infinito lama/rocha. O efeito combinado das propriedades distorsivas da coluna de lama e poço inserem na medição uma constante geométrica “G”, fazendo que resistividade seja aparente (R_a).

Para cada arranjo entre os eletrodos de medição e de corrente, estabelecido por qualquer que seja a companhia de perfilagem, bem como para qualquer espaçamento entre eles, haverá sempre um valor numérico diferente para “G”. Todavia, não importa qual seja o arranjo usado, todas elas deverão registrar, em um mesmo poço, idênticos valores de resistividades aparentes, segundo as normas do Instituto Americano do Petróleo (API).

Para os principais sistemas multieletrodos são empregados dois arranjos dos multieletrodos, o Normal e o Lateral. O macro sistema normal tem o eletrodo de retorno (B) e o de medição (N) posicionados a uma grande distância de A e M. Na realidade, N e B ficam próximos à, ou na, superfície. Portanto, no infinito elétrico. Este sistema mede o potencial entre A e M e está subdividido em Normal Curto (igual a 16”) e Normal Longo (igual a 64”). Em ambos os casos as resistividades aparentes normal curta e normal longa serão dadas por:

$$R_{16 \text{ ou } 64} = 4 \cdot \pi AM \cdot (V/i)$$

Como, de um modo geral, o meio em que os eletrodos estão localizados não é eletricamente homogêneo, nem uniforme (lama + rochas), as leituras dependerão das resistividades radialmente dispostas (ou em série) entre os eletrodos A e B. Isto é: lama (R_m) + reboco (R_{mc}) + zona invadida pelo filtrado da lama (R_{xo}) + zona virgem (R_o ou R_t) + demais camadas entre os dois eletrodos.

O principal problema referente às limitações dos multieletrodos é que nestes perfis o campo elétrico sofre distorção devido às diferenças radiais entre as resistividades da lama (R_m) e da rocha (R_t ou R_o), as quais influenciam a leitura final da resistividade aparente (R_a), afastando-a cada vez mais dos valores reais desejados (R_t ou R_o).

Caso uma camada, defronte aos eletrodos tenha pequena espessura, haverá uma forte influência das camadas soto e sobrepostas. Além do mais, devido ao processo de invasão do filtrado da lama, quando permoporosas, suas resistividades variam radialmente.

A resistividade verdadeira somente será estabelecida quando se usa sistema de grandes profundidades de investigação radial, tais como os de princípio eletromagnético (Indutivos).

Por sua vez, quanto maior for o afastamento entre os eletrodos de medição, maior deverá ser a espessura da camada para que se possa obter a R_t . Esta foi a

razão principal pela qual os perfis elétricos convencionais foram montados com distintos espaçamentos entre eletrodos, no intuito de varrerem lateralmente as camadas, negligenciando, todavia, a resolução vertical (ou espessura) das camadas.

Teoricamente, em meio homogêneo, a Normal Curta tem uma resolução radial da ordem de 16" (0,4064m) a partir do eixo da ferramenta, e a Normal Longa de 64" (1,6256m). Compreende-se que para que as duas citadas curvas leiam dentro de uma mesma camada, ela deverá ter no mínimo a espessura do dobro da maior investigação vertical (aproximadamente 3,25m). Caso contrário, cada curva realizará leituras verticais diferentemente e influenciadas pelas camadas sobre e sotopostas, prejudicando os cálculos quantitativos e as estimativas qualitativas.

Havendo a necessidade de se tentar aproximar quantitativamente da resistividade verdadeira (R_t) de uma camada, com as ferramentas elétricas convencionais, deve-se dar preferência aos multieletródos, porquanto eles realizam leituras que envolvem áreas e comprimentos relativamente estimados, o que não é possível nos monoeletródos.

Resgare-se, entretanto, a falta de homogeneidade do meio em que eles estão situados, que provoca distorções nas linhas de corrente (ou campo elétrico), fazendo com que as equações pré-estabelecidas para volumes esféricos compostos de materiais homogêneos e isotrópicos, calculem valores irrealis ou aparentes.

Comumente, o perfil elétrico apresenta problema quando corrido em poços com lama salgada (> 35.000 ppm), camadas finas ($< 3,25$ metros), distorções das linhas de fluxo de corrente pela falta de isotropia do meio ambiente, correções exageradas para a obtenção de R_t e/ou R_{xo} . Este é um perfil de natureza mais qualitativa que quantitativa.

3.3.5 Perfil Sônico

De acordo com Nery (2013), a velocidade do som varia segundo o meio em que suas ondas se propagam. Ela é mais rápida nos sólidos que nos líquidos e gases. Velocidade de propagação maior significa tempo menor. Assim, o tempo gasto pelo som para percorrer uma mesma distância fixa nos sólidos é bem menor que nos líquidos e nos gases.

Ao se considerar duas rochas semelhantes, a que contiver mais fluidos dentro de seus poros (maior porosidade) mostrará um tempo de trânsito maior do que uma

com menos fluidos (menor porosidade). Conseqüentemente, o perfil sônico mostra uma relação direta entre o tempo de propagação do som e a porosidade das rochas.

A ferramenta do sônico usa um transmissor de frequência constante, ultra-sônica baixa, e dois receptores. Um impulso sonoro emitido pelo transmissor propaga-se nas camadas até ativar dois receptores posicionados em distâncias fixas e predeterminadas. O equipamento mede a diferença do tempo gasto pelo som (tempo de trânsito) entre os dois receptores, isto é, o inverso da velocidade de propagação entre os mesmos (figura 29). A unidade usada para o tempo de trânsito é o $\mu\text{s}/\text{pé}$ (ou $\mu\text{s}/\text{m}$). A velocidade é expressa em $\text{pés}/\text{s}$ (ou m/s).

Os transmissores e os receptores consistem de transdutores feitos de cristais, cerâmica ou bobinas magnéticas. Eles têm a função de produzir uma deformação mecânica em resposta a um sinal elétrico (caso seja um transmissor), ou produzir um sinal elétrico quando ele se deforma (caso seja um receptor).

Um sinal acústico pode ser caracterizado por quatro parâmetros principais:

1. Tempo de chegada, pelo qual se pode determinar a velocidade de propagação do meio;
2. Amplitude, que apresenta um decréscimo exponencial à medida que se afasta do transmissor;
3. Atenuação, que é a medida do decréscimo da amplitude com a distância do transmissor, e,
4. Frequência (ou sua recíproca, período), que fornece o número de oscilações por unidade de tempo.

O perfil sônico registra o parâmetro 1, enquanto que o CBL (perfil usado pela Engenharia de Perfuração/Produção para a determinação da pega do cimento ao revestimento e rocha), o parâmetro 2.

O perfil sônico tem aplicação no cálculo da porosidade intergranular, na detecção ocasional de zonas fraturadas e com perda de circulação, auxilia a produção através de princípio similar (CBL e VDL, auxilia a sísmica de superfície na calibração de suas seções, auxilia a perfuração / geotecnia (constantes elásticas).

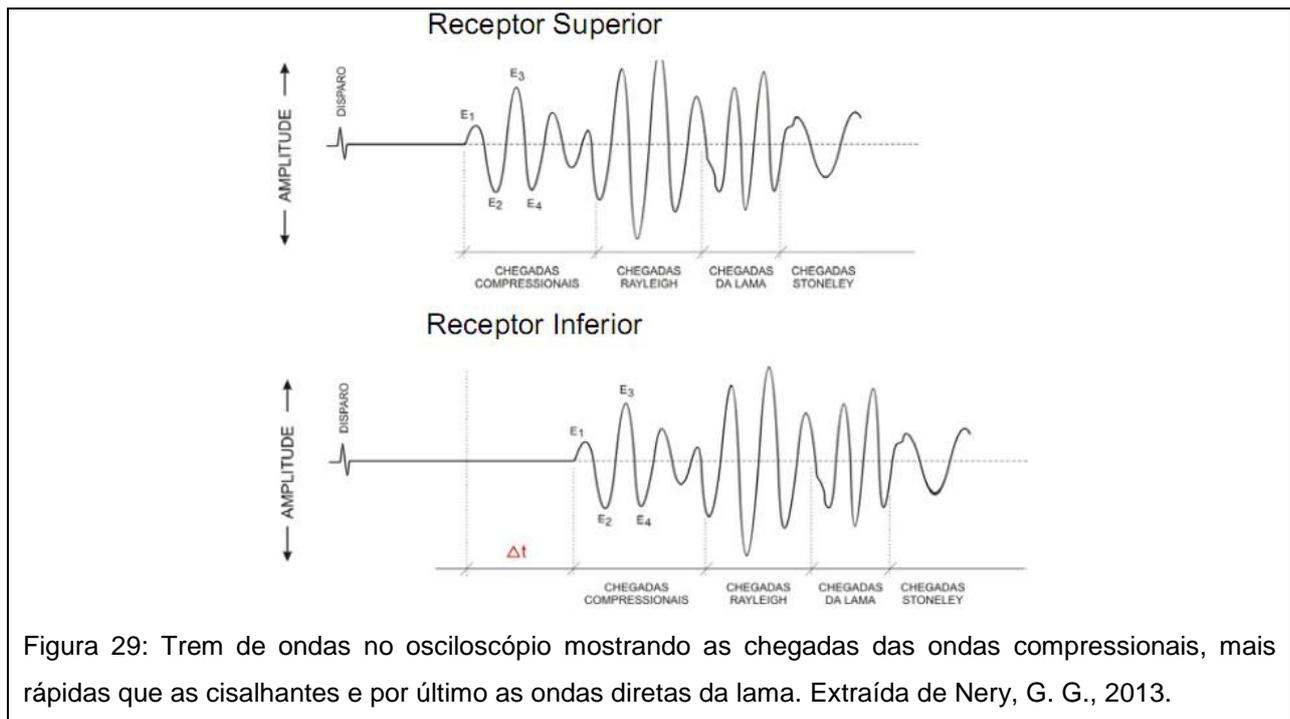


Figura 29: Trem de ondas no osciloscópio mostrando as chegadas das ondas compressonais, mais rápidas que as cisalhantes e por último as ondas diretas da lama. Extraída de Nery, G. G., 2013.

Os principais problemas relacionados ao emprego do perfil sônico são pertinentes à litologia ou matriz desconhecida, à presença de hidrocarbonetos, à presença de argilominerais, à presença de porosidade secundária, à presença de grandes desmoronamentos e/ou rugosidades, à presença de saltos de ciclos.

3.4 Equipamentos Utilizados em Perfilagem de Furo de Sondagem

3.4.1 Caliper de Três Braços (3-Arm Caliper)

A sonda caliper (figura 30) é constituída por três braços mecanicamente acoplados e em contato com as paredes do poço/furo. Esta ferramenta funciona como um paquímetro, proporcionando o registro de um perfil único e contínuo com a calibragem do diâmetro do furo. Dependendo do diâmetro do furo, o paquímetro padrão pode ser aumentado usando braços de extensão fornecidos com a sonda. A dimensão do furo é um registro útil para determinar a condição do furo antes de executar as demais perfilagens com sondas mais caras ou aquelas contendo fontes radioativas. Além disso, a variação no diâmetro do furo é uma informação muito útil quando da verificação de anomalias geofísicas ocorridas em outros perfis geofísicos.

O registro do perfil do cáliper de três braços é representado graficamente como sendo uma linha contínua.



Figura 30: sonda 3-Arm caliper, de fabricação da Robertson Geologging.

A ferramenta de medição de calibre permite que seja possível localizar a presença de tubos de revestimento, ou então, a localização de formações moles/macias e duras, zonas de fraturas, fissuras ou cavidades.

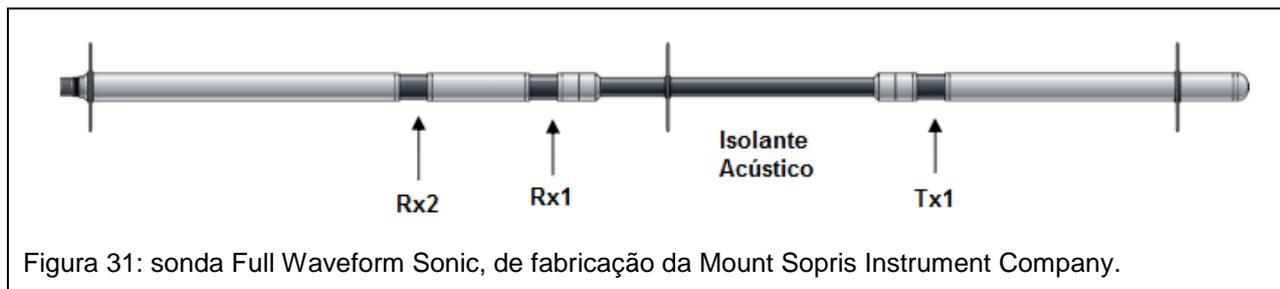
Além do sistema de medição do diâmetro do furo, este equipamento possui sensores que medem a radiação gama natural emitida pela formação rochosa. O perfil gama-natural permite a correlação com demais ferramentas de investigação possuidores também deste perfil, ou então a possibilidade de correlação entre furos.

3.4.2. Sonda Sônica de Onda Completa

Na realização da perfilagem sônica foi empregada a sonda Full Waveform Sonic (figura 31), de fabricação da Mount Sopris Instrument Company.

Esta sonda inclui transmissor e receptor com espaçamentos de 3 e 4 pés. A ferramenta é modular, o que permite ao utilizador ligar várias secções em conjunto para formar a ferramenta específica necessária. É um instrumento de frequência variável que pode ser utilizado para estudos em vários ambientes diferentes e pode ser configurado para operação nos modos mono ou dipolo. Os receptores também pode empilhar múltiplas formas de onda para cancelar o ruído quando a amplitude do sinal recebido é baixo.

Quando ferramentas de fonte radioactiva não pode ser utilizadas, os dados de tempo de trânsito podem ser empregados como uma alternativa na estimativa da porosidade/permeabilidade de uma rocha. Em engenharia, a ferramenta sônica é usada na análise de fundação, e os registros obtidos são usados para delinear zonas permeáveis.



Os dados obtidos podem ser correlacionados com o tipo litológico, presença de porosidade, compacidade/dureza da rocha, indicação de fraturas e permeabilidade em rochas duras/compactas.

3.4.3 Sonda de Perfilagem Elétrica (*Electric Logging* ou ELTG)

A sonda E-Log, ou ELTG (figura 32), é a clássica sonda com a combinação água-poço para medições de resistividade penetrantes superficiais, médias e profundas com os registro de potencial espontâneo (SP) e gama natural em unidade API.



Esta ferramenta fornece os perfis de resistividade normal curta (16 pol.), resistividade normal longa (64 pol.), resistência de ponto único (SPR), potencial espontâneo (SP), gama natural em unidades API e de temperatura em °C.

Os dados obtidos a partir da perfilagem com este equipamento permitem ser correlacionados com a qualidade da água, com indicações de zonas permeáveis e porosas, com a posição do limites entre camadas, além da correlação de estratos entre diferentes furos.

Além da resistividade presente na formação adjacente ao furo, esta ferramenta possui sensores que medem a radiação gama natural emitida pela formação rochosa.

3.4.4 Sonda de Dupla Indução (*Dual Induction*)

A sonda Dual Induction (figura 33) apresenta um campo magnético com oscilação de alta-frequência, a partir de uma bobina transmissora no interior da sonda, induz uma corrente eléctrica alternada dentro da formação condutora envolvente. Esta corrente, por sua vez, induz tensões dentro das bobinas receptoras localizadas no interior da sonda proporcional à condutividade da formação. Bobinas adicionais focadas minimizam a contribuição do sinal oriundo da parte interna do furo.

Esta sonda eletromagnética, contém sete bobinas que fornece dois registros (16” e 64”) simultâneos da condutividade da formação investigada. Este equipamento permite medir a condutividade da formação em poços abertos, cheios ou secos, ou através de tubos de restimento de PVC, sem poder aplicar o uso de centralizadores ou revestimentos metálicos.

Os dados coletados representam as condutividades superficiais (SCON, em mili-Siemens/metro para 16”) e profundas (LCON, em mili-Siemens/metro para 64”) da formação. Além da condutividade presente na formação adjacente ao furo, este equipamento possui sensores que medem a radiação gama natural emitida pela formação rochosa.



Figura 33: sonda Dual Induction (DUIN), de fabricação da Robertson Geologging.

Os perfis oriundos a partir do levantamento com este equipamento permitem serem correlacionados com indicadores de zonas permeáveis, porosidade, presença de água salina na formação, além da correlação dos demais perfis obtidos com outras ferramentas de perfilagem.

4 Metodologia

4.1 Seleção e preparação de amostras

Um total de 60 amostras foram selecionadas a partir dos testemunhos de sondagem oriundos de 7 furos com características representativas dos diversos litotipos ocorrentes dentro da mesma mina produtora de minério de ferro (figura 34a). As amostras selecionadas passaram por uma preparação, confecção de *plugs* (figura 34c), para os ensaios laboratoriais.

Durante a confecção dos *plugs*, algumas amostras foram destruídas, impossibilitando o seu emprego nos ensaios petrofísicos. Cada amostra, ou *plug* de rocha, consiste de um cilindro de 1 ½” de diâmetro, sendo que o comprimento variou em função da dificuldade de preparação das mesmas. No entanto, todos os *plugs* possuem o comprimento de alguns centímetros.

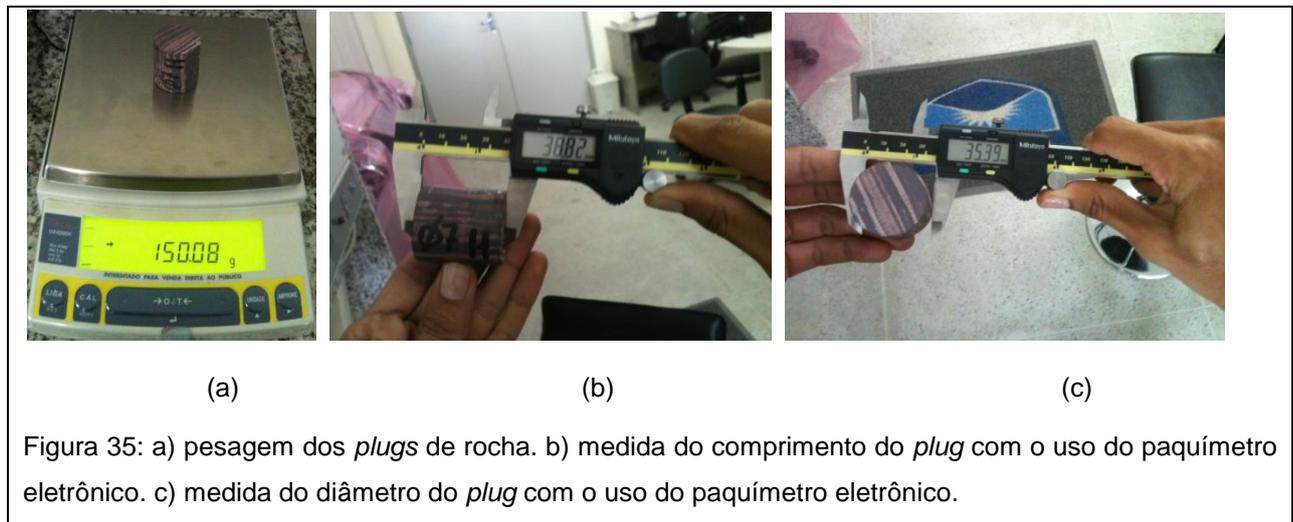
Para a preparação de cada amostra utilizou-se uma coroa diamantada instalada em um perfuratriz manual (figura 34b) usada para cortar longitudinalmente o cilindro de testemunho, reduzindo seu diâmetro de HQ para 1 ½”. Após o corte longitudinal, cada amostra foi levada para um desbastador com o objetivo de nivelar as suas extremidades, isto é, deixando-as paralelas entre si, mas ortogonais em relação ao comprimento do cilindro.



Figura 34: a) foto exibindo as amostras selecionadas e identificadas antes da confecção dos *plugs* de rocha. b) coroa diamantada utilizada. c) *plug* de rocha confeccionado.

Após a confecção dos *plugs* de rocha, as amostras foram submetidas a uma secagem de 24h dentro de uma estufa com temperatura interna de 100° C. Após a

secagem, cada amostra foi pesada (figura 35a) e medida, tendo suas dimensões externas de comprimento e diâmetro mensuradas (figura 35b,c). Para a medição do comprimento médio de cada *plug* fez-se três medidas com o paquímetro posicionado em diferentes posições. Para a obtenção do diâmetro médio de cada *plug* fez-se até nove medidas em diferentes posições. Os valores foram anotados em uma tabela e o volume de cada *plug* foi calculado.



4.2 Ensaios de porosidade, permeabilidade e densidades de grãos (matriz)

Na realização dos ensaios de porosidade e permeabilidade utilizou-se o equipamento ULTRA-PORO/PERM 500, (figura 36), de fabricação da CORE LAB INSTRUMENTS.



4.2.1 Ensaio de porosidade

A fração da porosidade é definida como sendo a razão entre o volume de poros e o volume total da amostra.

$$\phi = \frac{\text{volume de poros}}{\text{volume total da amostra}} \quad (4.1)$$

Para a realização do ensaio petrofísico de porosidade, cada *plug* de rocha é instalado individualmente dentro do copo matriz (Figura 37). Uma válvula é aberta e o gás é liberado para dentro de uma célula de referência com volume (V_1) conhecido, (Figura 38). A pressão P_1 é lida eletronicamente pelo aparelho. Logo após esta leitura é aberta uma válvula conectando a célula de referência com o copo matriz. Uma pressão P_2 é lida pelo aparelho.

O volume da amostra foi calculado a partir de dimensões do cilindro obtidas nas medições com o paquímetro. Como mencionado acima, para realizar o cálculo da porosidade, faz-se necessário que conheçamos o valor do volume poroso. Para tal, emprega-se a Lei de Boyle para determinar o volume do poro ou grão a partir da expansão de uma massa conhecida de gás (hélio/nitrogênio) para dentro de um suporte de amostra calibrado.

$$\text{Lei de Boyle:} \quad \frac{p_1 v_1}{T_1} = \frac{p_2 v_2}{T_2} \quad (4.2)$$

Onde: P_1 : pressão inicial, na célula de referência

V_1 : volume inicial, na célula de referência

T_1 : temperatura absoluta inicial, na célula de referência

P_2 : pressão expandida

V_2 : volume expandido

T_2 : temperatura absoluta expandida



Figura 37: Detalhe do local de acondicionamento do *plug*, copo matriz para medição de porosidade, do equipamento Ultra-Poro/Perm-500 fabricado pela CORE LAB INSTRUMENTS.

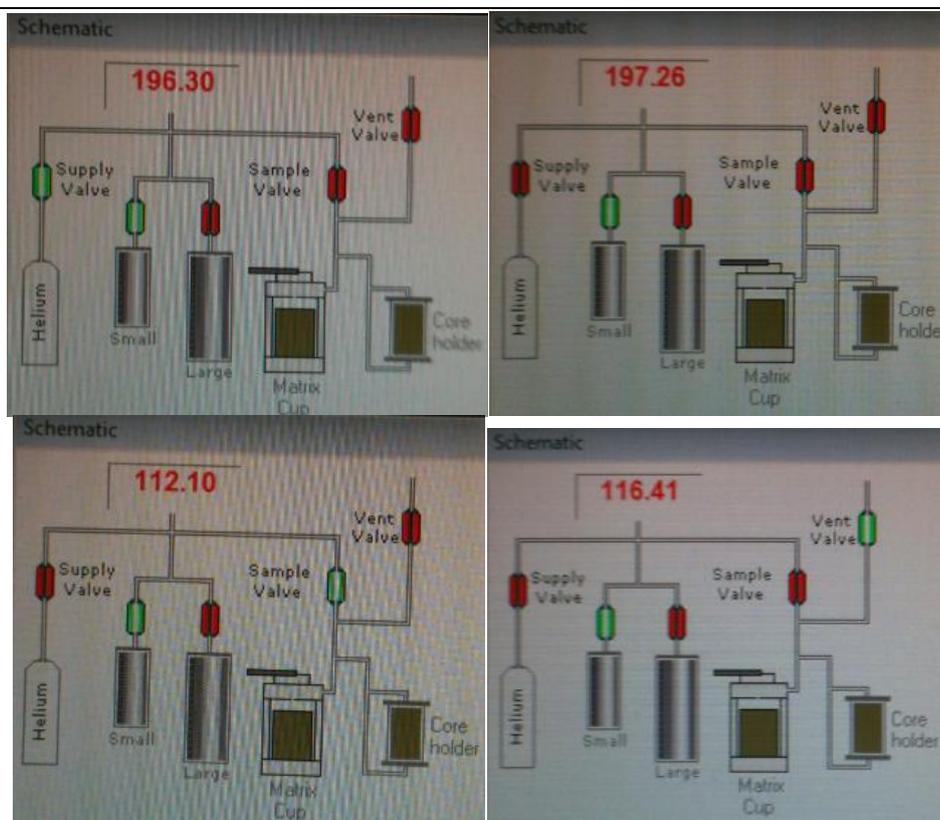


Figura 38: Croquis esquemáticos do ensaio de porosidade no equipamento ULTRA-PORO/PERM 500 exemplificando a liberação/pressurização de gás ao longo do sistema.

Considerando que $T_1 = T_2$, teremos:

$$P_1 V_1 = P_2 V_2 \quad (4.3)$$

Dado que P_1 , V_1 e P_2 são conhecidos, teremos:

$$V_2 = \frac{P_1 \cdot V_1}{P_2} \quad (4.4)$$

Sendo que:

$$V_2 = V_1 + V_P + V_{TUB} \quad (4.5)$$

Onde: V_1 é conhecido.

V_{TUB} , volume da tubulação, é conhecido

V_P é o volume de poros que se deseja conhecer

Logo:

$$V_P = V_2 - V_1 - V_{TUB} \quad (4.6)$$

Uma vez conhecido o valor do volume poroso, basta aplicar a equação abaixo para calcular a porosidade,

$$\phi = \frac{V_P}{V_{amostra}} \quad (4.7)$$

A porosidade é calculada em percentual, devendo-se multiplicar o valor encontrado por 100.

4.2.2 Ensaio de permeabilidade

Para calcular a permeabilidade emprega-se a lei de Darcy, a partir de medições de taxa de fluxo (vazão) e pressões de entrada e saída.

$$Q = \frac{K \cdot A \cdot (P_1 - P_2)}{\mu \cdot L} \quad (4.8)$$

Onde:

- Q: vazão de escoamento (cm²/s)
- K: permeabilidade (MiliDarcies)
- A: área da seção cruzada da amostra (cm²)
- P₁: pressão de entrada (atm)
- P₂: pressão de saída (atm)
- μ: viscosidade do fluido (Centipoise)
- L: comprimento da amostra (cm)

Após a medição da porosidade, o mesmo *plug* de rocha instalado dentro do *core holder* é submetido ao ensaio de permeabilidade, (figura 39). Para tal aplica-se uma pressão de entrada e mede-se a pressão de saída e a vazão ocorrente. O comprimento e a área da amostra e a viscosidade do fluido (hélio/nitrogênio) são conhecidos. A partir dos dados conhecidos e dos dados coletados, emprega-se a equação de Darcy para calcular-se a permeabilidade.

Para que a permeabilidade seja expressa em miliDarcy, a equação deve ser calculada da seguinte forma:

$$K = \frac{2000 \cdot P_1 \cdot \mu \cdot Q \cdot L}{(P_1^2 - P_2^2) \cdot A} \quad (4.9)$$



Figura 39: *Core Holder* do ensaio de medição de permeabilidade no equipamento ULTRA-PORO/PERM 500.

4.3 Ensaios de propriedades elásticas

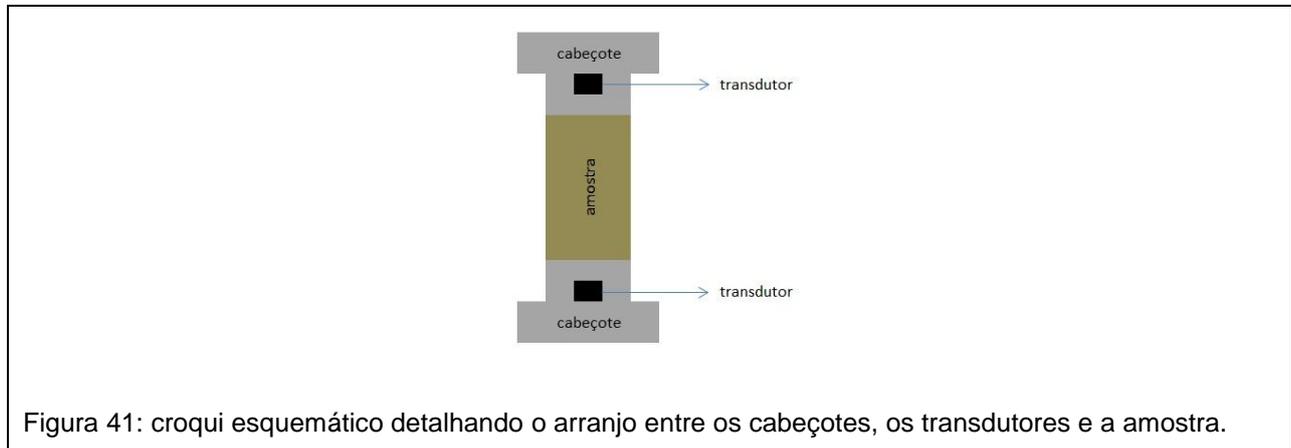
Para a realização dos ensaios de propriedades elásticas empregou-se o equipamento AUTOLAB 500, (figura 40), fabricado pela NER (New England Research).



Figura 40: medidor de propriedades elásticas AUTOLAB 500, fabricado pela NER.

Para que seja realizada a medição das velocidades elásticas (ondas P e S), dentro do equipamento há um jogo de cabeçotes (figura 41). Junto a cada um destes cabeçotes são instalados dois transdutores. O transdutor assemelha-se a uma pastilha de porcelana que em suas duas extremidades estão instaladas placas de um metal altamente condutor. Deve-se ressaltar que estes transdutores apresentam a propriedade de que, se for aplicada uma diferença de potencial elétrico em um dos

transdutores, este irá vibrar. A vibração se propagará através do material, a amostra, indo de encontro ao outro transdutor. O segundo transdutor, ao receber a vibração propagada, gera uma diferença de potencial elétrico. O que o aparelho mede é o tempo de propagação que as ondas P e S levam para transcorrer de um transdutor até o outro.



Antes de serem realizadas as medições nos *plugs* deve-se medir a propagação das ondas P e S entre os cabeçotes, para esta medição dá-se o nome Head-to-Head, (figura 42). Para tal, encosta-se um cabeçote no outro e realiza-se o ensaio. O tempo de trânsito das ondas na amostra é dado pela diferença entre os tempos medidos com a amostra e sem a amostra (*head to head*).

As ondas S são medidas em duas direções. Isso ocorre devido ao fato destas se propagarem perpendicular ao comprimento da amostra. Há a necessidade de que sejam realizadas medições ortogonais entre si para que possam ser identificadas possíveis anisotropias.

Pressão e temperatura também poderão ser aplicadas às amostras com o objetivo de simular o ambiente em subsuperfície. Para tal, emprega-se a fórmula do cálculo de pressão:

$$\sigma = \rho \cdot g \cdot h \quad (4.10)$$

Onde, σ : pressão aplicada em profundidade (N/m² ou Pa)

ρ : massa específica (Kg/m³)

g : aceleração da gravidade (9,8 m/s)

h : profundidade (m)

Como o comprimento (L) da amostra é conhecido e o tempo (T) de propagação da onda é medido, calcula-se a velocidade (V) através da seguinte fórmula:

$$V = L / T \tag{4.11}$$

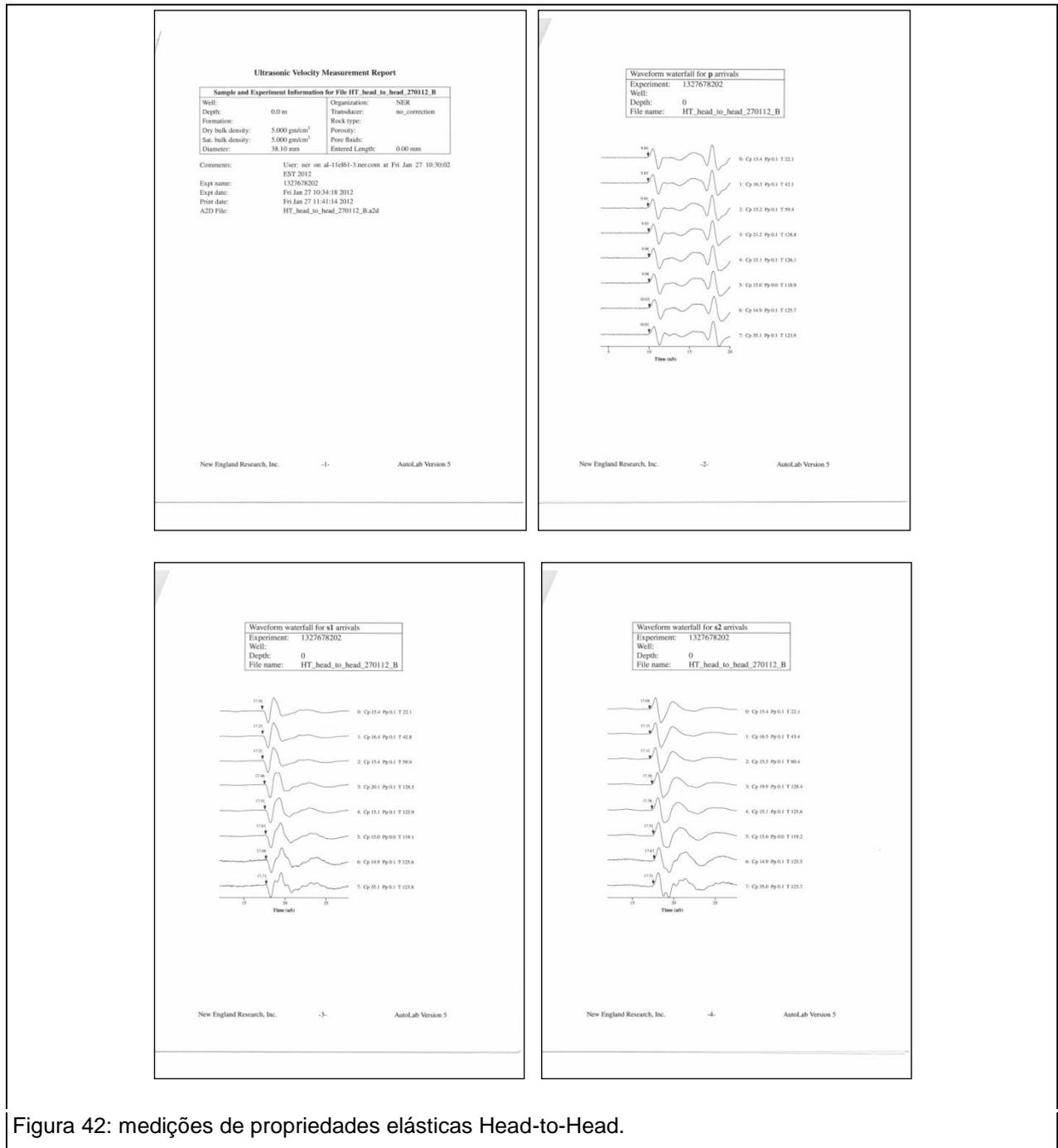


Figura 42: medições de propriedades elásticas Head-to-Head.

5 Apresentação dos Resultados

5.1 Relação de amostras coletadas e *plugs* confeccionados

Foram coletadas um total de 60 amostras a partir de 7 furos de sondagem presentes na área de estudo. Entretanto, devido à presença de microfraturas no interior dos testemunhos, algumas amostras sofreram desagregação durante a confecção dos *plugs* de rocha, não podendo passar pelos ensaios de porosidade, permeabilidade e verificação das velocidades de ondas acústicas.

A tabela 3 apresenta a relação completa das 60 amostras coletadas, contendo o nome do furo, o número da caixa de testemunho, da profundidade de onde cada amostra foi coletada, o comprimento do intervalo amostrado, bem como da respectiva nomenclatura litológica atribuída.

Nº Amostra	Nome do Furo	Nº Caixa	Intervalo Amostrado			Sigla Litologia
			De	Até	Comprimento (cm)	
001	STCR-DD-2024	081	261.00	261.11	11.00	BFF
002	STCR-DD-2024	084	267.65	267.76	11.00	FFBC
003	STCR-DD-2024	075	241.14	241.22	8.00	BFG
004	STCR-DD-4428	101	292.95	293.03	8.00	FFBC
005	STCR-DD-4428	079	231.71	231.78	7.00	FFBC
006	STCR-DD-4428	075	219.98	220.10	12.00	BFG
007	STCR-DD-4428	070	205.52	205.60	8.00	FFBC
008	STCR-DD-4428	097	282.25	282.33	8.00	BFG
009	STCR-DD-4428	090	263.45	263.56	11.00	BFF
010	STCR-DD-4428	090	263.09	263.96	87.00	FFBC
011	STCR-DD-4428	106	309.13	309.20	7.00	FFBC
012	STCR-DD-4428	113	328.00	328.08	8.00	FFBC
013	STCR-DD-4428	114	330.03	330.16	13.00	BFF
014	STCR-DD-4428	114	331.92	332.00	8.00	FFBC
015	STCR-DD-2024	086	277.62	277.70	8.00	BFF
016	STCR-DD-2024	088	279.27	279.34	7.00	FMN
017	STCR-DD-2024	089	282.67	282.75	8.00	BFG
018	STCR-DD-2024	092	288.63	288.72	9.00	BFG
019	STCR-DD-2024	092	291.42	291.51	9.00	BFG
020	STCR-DD-2024	093	294.37	294.45	8.00	BFF
021	STCR-DD-2024	026	86.40	86.51	11.00	FFN
022	STCR-DD-2024	027	89.85	89.93	8.00	BFG (alterada)
023	STCR-DD-2024	030	97.32	97.40	8.00	FFN
024	STCR-DD-3434	042	120.13	120.27	14.00	FFM

Nº Amostra	Nome do Furo	Nº Caixa	Intervalo Amostrado			Sigla Litologia
			De	Até	Comprimento (cm)	
025	STCR-DD-3434	040	115.76	115.86	10.00	FMN
026	STCR-DD-3434	040	114.29	114.36	7.00	FFM
027	STCR-DD-4436	041	144.20	144.30	10.00	FND
028	STCR-DD-4436	043	150.77	150.86	9.00	FFC
029	STCR-DD-4436	045	157.72	157.84	12.00	FFCB
030	STCR-DD-4436	048	166.61	166.70	9.00	BFG
031	STCR-DD-4436	066	214.93	215.05	12.00	FFC
032	STCR-DD-4436	064	211.62	211.70	8.00	FFC
033	STCR-DD-4436	041	145.51	145.60	9.00	FFP
034	STCR-DD-3636	089	304.70	304.77	7.00	BFG
035	STCR-DD-3636	093	314.88	314.95	7.00	BFF
036	STCR-DD-3636	086	296.60	296.67	7.00	FFC
037	STCR-DD-3636	084	288.90	288.96	6.00	FFC
038	STCR-DD-3636	081	278.32	278.40	8.00	BFF
039	STCR-DD-3636	081	279.28	279.36	8.00	FFP (FND)
040	STCR-DD-3636	087	299.15	299.25	10.00	FFM
041	STCR-DD-3434	054	165.57	165.65	8.00	FND
042	STCR-DD-3434	066	203.85	203.93	8.00	FND
043	STCR-DD-3434	053	163.25	163.31	6.00	FND
044	STCR-DD-3434	061	190.00	190.07	7.00	FFB
045	STCR-DD-3434	060	184.35	184.45	10.00	FFB (ND e P)
046	STCR-DD-4238	054	196.95	197.01	6.00	FFB (P)
047	STCR-DD-4238	051	181.15	181.25	10.00	FND (P)
048	STCR-DD-4238	051	178.90	178.96	6.00	FFB (ND)
049	STCR-DD-4238	050	174.85	174.93	8.00	FND (P)
050	STCR-DD-4238	048	169.00	169.12	12.00	BFG (alterada)
051	STCR-DD-4432	094	320.90	321.00	10.00	FFB (ND)
052	STCR-DD-4432	095	322.60	322.68	8.00	FND (bandada)
053	STCR-DD-4432	095	323.90	324.00	10.00	BFF
054	STCR-DD-4432	091	311.85	312.00	15.00	BFG
055	STCR-DD-4432	070	245.30	245.45	15.00	BFG
056	STCR-DD-4432	069	241.50	241.57	7.00	FFM
057	STCR-DD-4432	071	250.15	250.25	10.00	BRECHA HIDROTERMAL
058	STCR-DD-4432	076	267.20	267.26	6.00	FFB (ND)
059	STCR-DD-4432	076	265.60	265.70	10.00	BFF
060	STCR-DD-4432	076	264.47	264.55	8.00	BFG

Tabela 3: identificação de cada amostra na etapa de escolha dos testemunhos representativos da área de interesse.

A tabela 4 contém a relação de *plugs* confeccionados para cada furo amostrado, bem como a relação de descrição geológica e de perfis geofísicos existentes para cada um deles.

Furos	nº <i>plugs</i>	Descrição Litológica	Perfis geofísicos				
			Caliper	Indução	Resistividade	Sônico	OPTV
STCR-DD-2024	11	X	X	X	X	X	X
STCR-DD-3434	2	X	X	X	X	X	O
STCR-DD-3636	5	X	X	X	X	X	X
STCR-DD-4238	2	X	X	X	X	X	X
STCR-DD-4428	10	X	X	X	X	x	X
STCR-DD-4432	8	X	X	X	O	O	O
STCR-DD-4436	5	X	O	O	O	O	O

X Sim

O Não

Tabela 4: relação de furos, *plugs* confeccionados e perfis geofísicos existentes para a área de estudo.

As terminologias empregadas pela equipe de geologia da mina na descrição dos testemunhos são apresentadas abaixo. Esta terminologia será usada ao longo da apresentação e interpretação dos perfis geofísicos.

COL:	colúvio
BFF:	brecha sedimentar ferruginosa fina
BFG:	brecha sedimentar ferruginosa grosseira
BSG:	brecha sedimentar grosseira não-ferruginosa
FFBC:	formação ferrífera bandada carbonatada
FMN:	formação ferrífera maciça manganésifera
FFN:	formação ferrífera nodular
FFM:	formação ferrífera maciça
FND:	formação ferrífera nodular
FFC:	formação ferrífera nodular carbonatada
FFCB:	formação ferrífera carbonatada brechada
FFP:	formação ferrífera porosa (lixiviada)
FFB:	formação ferrífera bandada
FFB (ND e P):	formação ferrífera bandada (nodular e porosa)
FFB (P):	formação ferrífera bandada (porosa)
FND (P):	formação ferrífera nodular (porosa)
FFB (P):	formação ferrífera bandada (porosa)
FFB (ND):	formação ferrífera bandada (nodular)
BH:	brecha hidrotermal

5.2 Resultado dos ensaios de porosidade e de densidade de grãos

A tabela 5 apresenta, para cada *plug* de rocha analisado, os dados oriundos dos ensaios de porosidade. A porosidade é dada em termos de percentual.

Amostra <i>plug</i>	Prof. (m)	massa seca (g)	Volume de Grãos (cm ³)	Densidade de grãos (g/cm ³)	Volume de poros (cm ³)	Porosidade (%)	Comprimento (cm)	Diâmetro (cm)	Volume total (cm ³)	Temp. (°C)	Litotipo
001V	261.00	158.20	53.4594	2.959	1.410	2.570	4.7900	3.8190	54.869	23	BFF
002V	267.70	246.94	56.6180	4.362	2.008	3.425	5.1903	3.7923	58.626	23	FFBC
003H	241.14	144.96	42.3216	3.425	0.932	2.155	4.3530	3.5569	43.254	23	BFG
003V	241.14	143.92	48.6037	2.961	0.251	0.514	4.9220	3.5550	48.855	23	BFG
004V	293.00	136.66	35.1096	3.892	0.708	1.977	3.6790	3.5208	35.818	23	FFB
006V	220.00	158.06	54.8036	2.884	0.211	0.384	4.8717	3.7919	55.015	23	BFG
007H	205.50	150.14	38.1643	3.934	0.330	0.857	3.8963	3.5467	38.494	23	FFBC
008V	282.30	177.48	50.1319	3.540	0.396	0.784	5.1037	3.5504	50.528	23	BFG
009V	263.50	185.79	59.4306	3.126	0.034	0.057	5.2627	3.7930	59.465	23	BFF
010V	263.90	116.97	35.0789	3.334	0.188	0.533	3.4997	3.5820	35.267	23	FFBC
011V	309.15	125.40	31.4896	3.982	0.048	0.152	3.2293	3.5263	31.538	23	FFN
012V	328.00	192.75	47.1206	4.091	0.237	0.500	4.8857	3.5131	47.358	23	FFN
013V	330.05	150.13	43.3993	3.459	0.293	0.671	4.3947	3.5579	43.692	23	BFF
013H	330.10	156.94	47.3656	3.313	0.273	0.573	4.7150	3.5867	47.639	23	BFF
014V	332.00	152.43	35.8898	4.247	0.333	0.919	3.9060	3.4362	36.223	23	FFBN
015V	277.65	101.39	26.2777	3.858	0.259	0.976	2.6340	3.5816	26.537	23	BFF
016V	279.30	186.05	44.2724	4.202	0.763	1.694	4.6307	3.5189	45.035	23	FFM
017V	282.70	91.20	32.7265	2.787	0.258	0.782	3.0127	3.7336	32.984	23	BFG
019V	291.45	134.17	50.0138	2.683	0.404	0.801	4.5533	3.7548	50.418	23	BFG
020V	294.40	108.74	40.9334	2.657	0.350	0.848	4.2623	3.5117	41.283	23	BFF
021V	86.45	109.78	26.4713	4.147	1.081	3.923	2.8333	3.5187	27.552	23	FFN
022V	89.90	111.93	35.6355	3.141	8.283	18.860	3.8847	3.7940	43.918	23	BFG (alterada e vugular)
023V	97.40	126.44	38.2017	3.310	1.805	4.512	4.0017	3.5678	40.007	23	FFN
025V	115.80	125.06	36.3313	3.442	7.074	16.298	4.2960	3.5867	43.405	23	FMN
026V	114.30	169.94	43.4202	3.914	1.623	3.603	4.4583	3.5866	45.043	23	FFM (fraturada e vugular)
027V	144.25	117.93	33.5166	3.519	2.063	5.798	3.6737	3.5116	35.580	23	FFN
028V	150.80	154.41	38.1708	4.033	0.282	0.733	3.9373	3.5263	38.453	23	FFBN
029V	157.75	175.69	47.8146	3.674	0.800	1.646	5.0403	3.5044	48.615	23	FFB
031V	215.00	200.53	47.7702	4.198	0.067	0.140	4.9743	3.4992	47.837	23	FFN
032V	211.65	140.97	37.3825	3.771	0.205	0.545	3.9870	3.4646	37.587	23	FFB
034V	304.75	133.16	33.9952	3.917	0.311	0.907	3.6070	3.4799	34.306	23	BFG
035V	314.90	72.13	25.3588	2.844	0.663	2.548	2.6943	3.5067	26.022	23	BFF
037V	288.90	187.64	44.2494	4.241	0.798	1.771	4.5867	3.5362	45.047	23	FFC
038V	278.35	193.23	58.5109	3.302	0.295	0.502	5.2217	3.7867	58.806	23	BFF
039V	279.30	124.20	34.8609	3.563	1.764	4.816	3.5970	3.6006	36.625	23	FFP (nodular e vugular)

Amostra plug	Prof. (m)	massa seca (g)	Volume de Grãos (cm ³)	Densidade de grãos (g/cm ³)	Volume de poros (cm ³)	Porosidade (%)	Comprimento (cm)	Diâmetro (cm)	Volume total (cm ³)	Temp. (°C)	Litotipo
048V	178.95	112.55	28.3040	3.976	0.272	0.952	2.7937	3.6088	28.576	23	FFN
050V	169.05	116.20	32.1687	3.612	13.801	30.022	4.0707	3.7919	45.970	23	BFG (alterada e vugular)
051V	320.95	184.76	46.7582	3.951	0.246	0.523	4.7957	3.5326	47.004	23	FFBN
053V	323.95	157.76	49.0046	3.219	0.317	0.643	5.0577	3.5237	49.322	23	BFF
054V	311.90	106.63	34.5449	3.087	2.103	5.738	3.5833	3.6086	36.648	23	BFG
056V	241.50	166.65	34.6258	4.813	0.112	0.322	3.5023	3.5537	34.738	23	FFM
057V	250.20	126.65	33.1529	3.820	2.250	6.355	3.5627	3.5570	35.403	23	BRECHA HIDROTERMAL
057H	250.20	103.55	30.4880	3.396	1.287	4.050	3.1627	3.5766	31.775	23	BRECHA HIDROTERMAL
058V	267.20	126.35	32.2177	3.922	0.516	1.576	3.3170	3.5447	32.734	23	FFBN
059V	265.65	112.07	33.3367	3.362	0.129	0.385	3.3623	3.5599	33.466	23	BFF (fina a média)
060V	264.50	175.87	61.1144	2.878	1.014	1.632	5.4790	3.7997	62.128	23	BFG

Tabela 5: percentual de porosidade obtidos em *plugs* de rocha após ensaio.

5.3 Resultado dos ensaios permeabilidade

A tabela 6 contém os dados obtidos de permeabilidade, em miliDarcy, para cada *plug* de rocha analisado.

Amostra	Prof. (m)	Comprim. (cm)	Diam. (cm)	Temp. (°C)	Baro Pressão (PSI)	Pres. Conf. (PSI)	Permeabilidade (mD)	Litotipo
001V	261.00	4.7900	3.819	23	14.70	2000	0.0001	BFF
002V	267.70	5.1903	3.792	23	14.70	2000	0.0001	FFBC
003H	241.14	4.3530	3.557	23	14.70	2000	0.0001	BFG
003V	241.14	4.9220	3.555	23	14.70	2000	0.0002	BFG
004V	293.00	3.6790	3.521	23	14.70	2000	0.0000	FFB
006V	220.00	4.8717	3.792	23	14.70	2000	0.0001	BFG
007H	205.50	3.8963	3.547	23	14.70	2000	0.0001	FFBC
008V	282.30	5.1037	3.550	23	14.70	2000	0.0002	BFG
009V	263.50	5.2627	3.793	23	14.70	2000	0.0001	BFF
010V	263.90	3.4997	3.582	23	14.70	2000	0.0001	FFBC
011V	309.15	3.2293	3.526	23	14.70	2000	0.0000	FFN
012V	328.00	4.8857	3.513	23	14.70	2000	0.0000	FFN
013V	330.05	4.3947	3.558	23	14.70	2000	0.0001	BFF
013H	330.10	4.7150	3.587	23	14.70	2000	0.0000	BFF
014V	332.00	3.9060	3.436	23	14.70	2000	0.0000	FFBN
015V	277.65	2.6340	3.582	23	14.70	2000	0.0000	BFF
016V	279.30	4.6307	3.519	23	14.70	2000	0.0000	FFM
017V	282.70	3.0127	3.734	23	14.70	2000	0.0000	BFG

Amostra	Prof. (m)	Comprim. (cm)	Diam. (cm)	Temp. (°C)	Baro Pressão (PSI)	Pres. Conf. (PSI)	Permeabilidade (mD)	Litotipo
019V	291.45	4.5533	3.755	23	14.70	2000	0.0001	BFG
020V	294.40	4.2623	3.512	23	14.70	2000	0.0001	BFF
021V	86.45	2.8333	3.519	23	14.70	2000	0.0000	FFN
022V	89.90	3.8847	3.794	23	14.70	2000	0.0015	BFG ALTERADA (VESICULAR)
023V	97.40	4.0017	3.568	23	14.70	2000	0.0000	FFN
025V	115.80	4.2960	3.587	23	14.70	2000	106.4000	FMN
026V	114.30	4.4583	3.587	23	14.70	2000	0.0000	FFM (vugular e fraturada)
027V	144.25	3.7637	3.512	23	14.70	2000	0.0000	FFN
028V	150.80	3.9373	3.518	23	14.70	2000	0.0000	FFBN
029V	157.75	5.0403	3.504	23	14.70	2000	0.0000	FFB
031V	215.00	4.9743	3.499	23	14.70	2000	0.0000	FFN
032V	211.65	3.9870	3.465	23	14.70	2000	0.0000	FFB
034V	304.75	3.6070	3.480	23	14.70	2000	0.0000	BFG
035V	314.90	2.6943	3.507	23	14.70	2000	0.0000	BFF
037V	288.90	4.5867	3.536	23	14.70	2000	0.0001	FFC
038V	278.35	5.2217	3.787	23	14.70	2000	0.0001	BFF
039V	279.30	3.5970	3.601	23	14.70	2000	0.0243	FFP (vugos e nodulos)
048V	178.95	2.7937	3.609	23	14.70	2000	0.0000	FFN
050V	169.05	4.0707	3.792	23	14.70	2000	0.2160	BFG (VESICULAR E ALTERADA)
051V	320.95	4.7957	3.533	23	14.70	2000	0.0000	FFBN
053V	323.95	5.0577	3.524	23	14.70	2000	0.0002	BFF
054V	311.90	3.5833	3.609	23	14.70	2000	0.0020	BFG
056V	241.50	3.5023	3.554	23	14.70	2000	0.0000	FFM
057V	250.20	3.5627	3.557	23	14.70	2000	1.4700	BRECHA HIDROTERMAL
057h	250.20	3.1627	3.577	23	14.70	2000	0.0362	BRECHA HIDROTERMAL
058V	267.20	3.3170	3.545	23	14.70	2000	0.0000	FFBN
059V	265.65	3.3623	3.560	23	14.70	2000	0.0000	BFF (FINA A MEDIA)
060V	264.50	5.4790	3.800	23	14.70	2000	0.0001	BFG

Tabela 6: dados obtidos em plus de rocha após ensaio de permeabilidade.

5.4 Nova classificação litológica

No intuito de obter uma melhor correlação entre os litotipos analisados é proposta, na tabela 7, uma nova classificação baseada no tipo de rocha, na textura e

estrutura macroscópica observados nos *plugs* confeccionados, ao contrário da classificação anterior que se baseou na classificação do testemunho.

Nova classificação	Classificação anterior	Significado da legenda	Descrição
FS1	BFF	formação sedimentar 1	Arenito ferruginoso são, de coloração cinzenta, matriz muito fina com textura laminar.
FS2	BFF, BFG	formação sedimentar 2	Brecha sedimentar muito fina, são, de coloração cinza-avermelhada. Matriz muito fina com grânulos dispersos de forma laminar.
FS3	BFG, BFF	formação sedimentar 3	Brecha sedimentar fina, são, de coloração avermelho-acinzentada. Matriz fina com grânulos e seixos dispersos de forma laminar.
FS4	BFG	formação sedimentar 4	Brecha sedimentar, são, de coloração avermelhada. Matriz fina contendo maior quantidade de grânulos e seixos suportados pela matriz e dispersos de forma aleatória.
FS5	BFG (alterada e vugular)	formação sedimentar 5	Brecha sedimentar alterada, de coloração avermelhada, textura vugular. Matriz arenosa fina contendo grânulos e pequenos seixos suportados pela matriz e dispersos de forma aleatória.
BH	brecha hidrotermal	brecha hidrotermal	Brecha hidrotermal. Clastos angulosos de formação ferrífera cimentados em uma matriz carbonática. As amostras exibem presença de pequenas fraturas.
FF1	FFB, FFBC, FFBN, FFC, FFM, FFN	formação ferrífera 1	Formação ferrífera maciça, são, textura bandadas e/ou nodulares, matriz muito fina.
FF2	FFBC, FFM, FFN, FFP, FMN	formação ferrífera 2	Formação ferrífera fraturada, são, de coloração cinza. Matriz muito fina. Textura variando de bandada carbonatada, nodular carbonatada e vugular.

Tabela 7: classificação proposta com base na descrição de *plugs* de rocha das amostras analisadas.

Por vezes a nomenclatura adotada para a descrição de testemunhos não corresponde à nomenclatura apresentada para os *plugs* de rocha. Isso ocorre pelo fato de que o testemunho corresponde a uma porção bem maior quando comparado a um *plug* de rocha. Portanto, é importante destacar que todos os resultados apresentados para os ensaios realizados devem levar em consideração a nova nomenclatura adotada.

5.4.1 As amostras BH

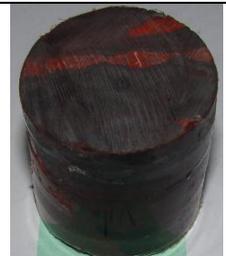
A brecha hidrotermal é caracterizada pela ocorrência de clastos angulosos de formação ferrífera cimentados por uma matriz carbonática. As amostras exibem presença de pequenas fraturas. Apesar de saírem de uma mesma amostra, os *plugs* BH apresentam características bem distintas entre si. O *plug* 057V é a clássica amostra BH. Mesmo classificada como BH, o *plug* 057H apresenta características macroscópicas próximas de uma amostra do tipo FF1.

Amostra (Plug)	Nova classificação	Foto	Descrição
057V	BH		Brecha hidrotermal. Fragmentos angulosos de hematita agregados por uma matriz carbonática.
057H	BH		Brecha hidrotermal. Clasto de formação ferrífera bandada.

Tabela 8: *plugs* de rocha do litotipo BH.

5.4.2 As amostras FF1

A formação ferrífera FF1 é caracterizada como sendo uma rocha maciça, sã, de matriz muito fina, exibindo textura bandada e/ou nodular.

Amostra (Plug)	Nova classificação	Foto	Descrição
004V	FF1		Formação ferrífera bandada carbonatada.

Amostra (Plug)	Nova classificação	Foto	Descrição
007H	FF1		Formação ferrífera bandada carbonatada.
010V	FF1		Formação ferrífera bandada carbonatada.
011V	FF1		Formação ferrífera bandada carbonatada.
012V	FF1		Formação ferrífera bandada carbonatada.
014V	FF1		Formação ferrífera bandada carbonatada.
021V	FF1		Formação ferrífera nodular.

Amostra (Plug)	Nova classificação	Foto	Descrição
028V	FF1		Formação ferrífera nodular carbonatada.
029V	FF1		Formação ferrífera bandada, carbonatada e brechada.
031V	FF1		Formação ferrífera nodular carbonatada.
032V	FF1		Formação ferrífera nodular carbonatada.
037V	FF1		Formação ferrífera nodular carbonatada.
048V	FF1		Formação ferrífera bandada e nodular.

Amostra (Plug)	Nova classificação	Foto	Descrição
051V	FF1		Formação ferrífera bandada e nodular.
056V	FF1		Formação ferrífera maciça.
058V	FF1		Formação ferrífera bandada e nodular.

Tabela 9: *plugs* de rocha do litotipo FF1.

5.4.3 As amostras FF2

A formação ferrífera FF2 é caracterizada como sendo uma rocha sã, de matriz muito fina e de coloração cinza, contendo presença de pequenas fraturas que podem ou não estarem preenchidas. A textura pode variar de bandada carbonatada, nodular carbonatada e vugular.

Amostra (Plug)	Nova classificação	Foto	Descrição
002V	FF2		Formação ferrífera bandada carbonatada.

Amostra (Plug)	Nova classificação	Foto	Descrição
016V	FF2		Formação ferrífera maciça manganesífera.
023V	FF2		Formação ferrífera nodular.
025V	FF2		Formação ferrífera maciça manganesífera.
026V	FF2		Formação ferrífera maciça.
027V	FF2		Formação ferrífera nodular.
039V	FF2		Formação ferrífera bandada, nodular e vugular.

Tabela 10: *plugs* de rocha do litotipo FF2.

5.4.4 As amostras FS1

A formação sedimentar FS1 é caracterizada como sendo um arenito ferruginoso são, de coloração cinzenta, com uma matriz muito fina e textura laminar.

Amostra (Plug)	Nova classificação	Foto	Descrição
015V	FS1		Brecha sedimentar ferruginosa fina.
035V	FS1		Brecha sedimentar ferruginosa fina.
038V	FS1		Brecha sedimentar ferruginosa fina.

Tabela 11: *plugs* de rocha do litotipo FS1.

5.4.5 As amostras FS2

As rochas da formação sedimentar FS2 são caracterizadas pela ocorrência de brechas sedimentares são de coloração cinza-avermelhado, de matriz muito fina com grânulos dispersos na forma de lâminas.

Amostra (Plug)	Nova classificação	Foto	Descrição
001V	FS2		Brecha sedimentar ferruginosa fina.

Amostra (Plug)	Nova classificação	Foto	Descrição
008V	FS2		Brecha sedimentar ferruginosa grossa.
009V	FS2		Brecha sedimentar ferruginosa fina.
013V	FS2		Brecha sedimentar ferruginosa fina.
013H	FS2		Brecha sedimentar ferruginosa fina.
020V	FS2		Brecha sedimentar ferruginosa fina.
053V	FS2		Brecha sedimentar ferruginosa fina.

Tabela 12: *plugs* de rocha do litotipo FS2.

5.4.6 As amostras FS3

As rochas da formação sedimentar FS3 são caracterizadas pela ocorrência de brecha sedimentar fina, são, de coloração avermelhada-acinzentada. Matriz fina com grânulos e seixos dispersos de forma laminar.

Amostra (Plug)	Nova classificação	Foto	Descrição
017V	FS3		Brecha sedimentar ferruginosa grossa.
034V	FS3		Brecha sedimentar ferruginosa grossa.
059V	FS3		Brecha sedimentar ferruginosa fina.

Tabela 13: *plugs* de rocha do litotipo FS3.

5.4.7 As amostras FS4

Brecha sedimentar, são, de coloração avermelhada. Matriz fina contendo maior quantidade de grânulos e seixos suportados pela matriz e dispersos de forma aleatória.

Amostra (Plug)	Nova classificação	Foto	Descrição
003H	FS4		Brecha sedimentar ferruginosa grossa.

Amostra (Plug)	Nova classificação	Foto	Descrição
003V	FS4		Brecha sedimentar ferruginosa grossa.
006V	FS4		Brecha sedimentar ferruginosa grossa.
019V	FS4		Brecha sedimentar ferruginosa grossa.
054V	FS4		Brecha sedimentar ferruginosa grossa.
060V	FS4		Brecha sedimentar ferruginosa grossa.

Tabela 14: *plugs* de rocha do litotipo FS4.

5.4.8 As amostras FS5

Brecha sedimentar alterada, de coloração avermelhada, textura vugular. Matriz arenosa fina contendo grânulos e pequenos seixos suportados pela matriz e dispersos de forma aleatória.

Amostra (Plug)	Nova classificação	Foto	Descrição
022V	FS5		Brecha sedimentar ferruginosa grossa (vugular).
050V	FS5		Brecha sedimentar ferruginosa grossa (vugular).

Tabela 15: plugs de rocha do litotipo FS5.

5.5 Tabela de dados

A tabela 16 foi usada para a confecção de diferentes gráficos com o objetivo de verificação de correlações entre os diversos litotipos analisados. Todos os dados referentes aos ensaios porosidade, permeabilidade e tempo de trânsito da onda acústica estão disponibilizados respectivamente nas sessões dos anexos C (ensaios de porosidade), D (ensaios de permeabilidade) e E (tempo de trânsito da onda acústica).

ID	Lito	Densid. de Grãos (g/cm ³)	Porosid (%)	Perm. (mD)	Pressão Confinante de 40 MPa							
					V _P (m/s)	V _{S1} (m/s)	V _{S2} (m/s)	V _{S1} /V _{S2}	Módulo de Young (GPa)	Razão de Poisson	Módulo de Cisalhament (GPa)	Módulo de Volume (GPa)
057H	BH	3.3960	4.0500	0.03620	5546	2999	2963	1.0121	75.11	0.297	28.9553	61.6667
057V	BH	3.7540	6.3550	1.47000	5017	3362	2625	1.2808	78.45	0.224	32.0466	47.3732
004V	FF1	3.8920	1.9770	0.00000	5545	3477	3378	1.0293	106.75	0.191	44.8153	57.5782
007H	FF1	3.9340	0.8570	0.00010	6505	3907	3792	1.0303	142.25	0.231	57.7782	88.1351
010V	FF1	3.3340	0.5330	0.00010	5142	2666	2288	1.1652	55.01	0.348	20.4043	60.3180
011V	FF1	3.9820	0.1520	0.00000	5490	3337	3304	1.0100	106.23	0.212	43.8243	61.4757
012V	FF1	4.0910	0.5000	0.00000	6089	3648	3532	1.0328	129.41	0.234	52.4352	81.0840
014V	FF1	4.2470	0.9190	0.00000	6002	3478	3394	1.0247	124.82	0.256	49.6895	85.2596
021V	FF1	4.1470	3.9230	0.00000	5331	3301	3091	1.0679	99.27	0.219	40.7178	58.8790
028V	FF1	4.0335	0.7330	0.00000	5803	3388	3386	1.0006	114.91	0.242	46.2601	74.2313
029V	FF1	3.6740	1.6460	0.00000	6138	3648	3573	1.0210	116.40	0.235	47.1255	73.2075
031V	FF1	4.1980	0.1400	0.00000	6510	3644	3527	1.0332	138.21	0.282	53.9041	105.6651
032V	FF1	3.7710	0.5450	0.00000	4629	2493	2270	1.0982	56.16	0.320	21.2727	52.0000

ID	Lito	Densid. de Grãos (g/cm ³)	Porosid (%)	Perm. (mD)	Pressão Confinante de 40 MPa							
					V _P (m/s)	V _{S1} (m/s)	V _{S2} (m/s)	V _{S1} /V _{S2}	Módulo de Young (GPa)	Razão de Poisson	Módulo de Cisalhament (GPa)	Módulo de Volume (GPa)
037V	FF1	4.2410	1.7710	0.00010	5812	3456	2708	1.2762	103.22	0.304	39.5782	87.7721
048V	FF1	3.9760	0.9520	0.00000	5520	3254	2974	1.0941	96.75	0.267	38.1807	69.2060
051V	FF1	3.9510	0.5230	0.00000	6000	3593	3468	1.0360	121.04	0.235	49.0040	76.1258
056V	FF1	4.8130	0.3220	0.00001	5842	2697	2375	1.1356	85.40	0.384	30.8526	122.7011
058V	FF1	3.9220	1.5760	0.00000	5497	3003	2914	1.0305	87.58	0.296	33.7886	71.5523
002V	FF2	4.3620	3.4250	0.00010	6886	3133	3123	1.0032	112.92	0.370	41.2117	144.7692
016V	FF2	4.2020	1.6940	0.00000	5905	3504	3501	1.0009	124.53	0.229	50.6631	76.5867
023V	FF2	3.3100	4.5120	0.00000	5542	3526	3296	1.0698	88.16	0.195	36.8870	48.1749
025V	FF2	3.4420	16.2980	106.40000	4760	3414	2677	1.2753	61.65	0.153	26.7346	29.6110
026V	FF2	3.9140	3.6030	0.00001	5481	4476	2586	1.7309	107.75	0.145	47.0524	50.5869
027V	FF2	3.5190	5.7980	0.00000	5004	3130	2939	1.0650	72.05	0.209	29.7974	41.2658
039V	FF2	3.5630	4.8160	0.02430	5263	2551	2298	1.1101	54.43	0.365	19.9377	67.1975
015V	FS1	3.8580	0.9760	0.00001	5345	3226	3047	1.0587	93.02	0.237	37.5990	58.9480
035V	FS1	2.8440	2.5480	0.00001	5314	3799	2971	1.2787	73.60	0.159	31.7515	35.9726
038V	FS1	3.3020	0.5020	0.00010	5420	3372	3383	0.9967	88.66	0.183	37.4725	46.6141
008V	FS2	3.5400	0.7840	0.00020	5312	3335	3370	0.9896	92.30	0.169	39.4782	46.4753
009V	FS2	3.1260	0.0570	0.00010	5500	3312	2935	1.1284	76.94	0.262	30.4834	53.8796
013H	FS2	3.3130	0.5730	0.00001	5495	3310	3245	1.0200	86.62	0.224	35.3840	52.3068
013V	FS2	3.4590	0.6710	0.00010	5595	3389	3457	0.9803	98.85	0.201	41.1532	55.1003
020V	FS2	2.6570	0.8480	0.00010	5316	3336	2589	1.2885	58.94	0.275	23.1137	43.6593
053V	FS2	3.2190	0.6430	0.00020	5314	3353	3398	0.9868	84.69	0.162	36.4415	41.7604
001V	FS3	2.9590	2.5700	0.00010	5813	3691	3742	0.9864	91.94	0.154	39.8354	44.2871
017V	FS3	2.7870	0.7820	0.00001	5186	3819	3100	1.2319	72.75	0.099	33.0983	30.2369
034V	FS3	3.9170	0.9070	0.00000	5147	2405	2241	1.0732	57.48	0.372	20.9475	74.8438
059V	FS3	3.3620	0.3850	0.00001	4725	2344	2088	1.1226	44.70	0.359	16.4459	52.8369
003H	FS4	3.4250	2.1550	0.00010	5312	3420	2862	1.1950	81.42	0.231	33.0707	50.4461
003V	FS4	2.9610	0.5140	0.00020	5922	3535	3474	1.0176	89.04	0.231	36.1657	55.1673
006V	FS4	2.8840	0.3840	0.00010	5832	3788	3778	1.0026	93.48	0.137	41.1082	42.9201
019V	FS4	2.6830	0.8010	0.00010	5437	3686	3644	1.0115	77.47	0.084	35.7334	31.0377
054V	FS4	3.0870	5.7380	0.00200	4263	2438	1898	1.2845	36.26	0.326	13.6727	34.7318
060V	FS4	2.8780	1.6320	0.00010	5098	3110	2965	1.0489	63.98	0.225	26.1143	38.7758
022V	FS5	3.1410	18.8600	0.00150	5148	2340	2301	1.0169	37.67	0.373	13.7181	49.4357
050V	FS5	3.6120	30.0220	0.21600	2870	1850	1764	1.0488	19.34	0.172	8.2509	9.8272

Tabela 16: dados de porosidade, permeabilidade, velocidade de propagação de ondas acústicas e constantes elásticas para os diversos *plugs* de rocha analisados para uma pressão de confinamento de 40 MPa.

5.6 Gráficos

5.6.1 O Gráfico de Densidade de Grãos vs. Porosidade

No gráfico 1, observa-se uma ligeira separação entre as formações ferríferas, FF, das demais litologias do grupo FS. O litotipo FF1, como era de se esperar, apresenta em média os valores mais elevados de densidade de grãos e uma porosidade que varia entre 0 e 5%. Em comparação com o litotipo FF1, o FF2 apresenta valores mais dispersos tanto em densidade de grãos quanto em porosidade. Em geral, a densidade de grãos dos litotipos FF é maior do que as dos litotipos FS.

Como citado, os litotipos FS1, FS2, FS3 e FS4 separam-se dos litotipos FF1 e FF2. Entretanto, por apresentarem intervalos similares de dispersão, estas não apresentam separações entre si.

O litotipo FS5 apresenta valores bem distintos de porosidade, destacando-se dos demais. Entretanto os valores de densidade de grãos se assemelham às demais litologias FS.

As amostras BH exibem comportamento similar ao litotipo FF2.

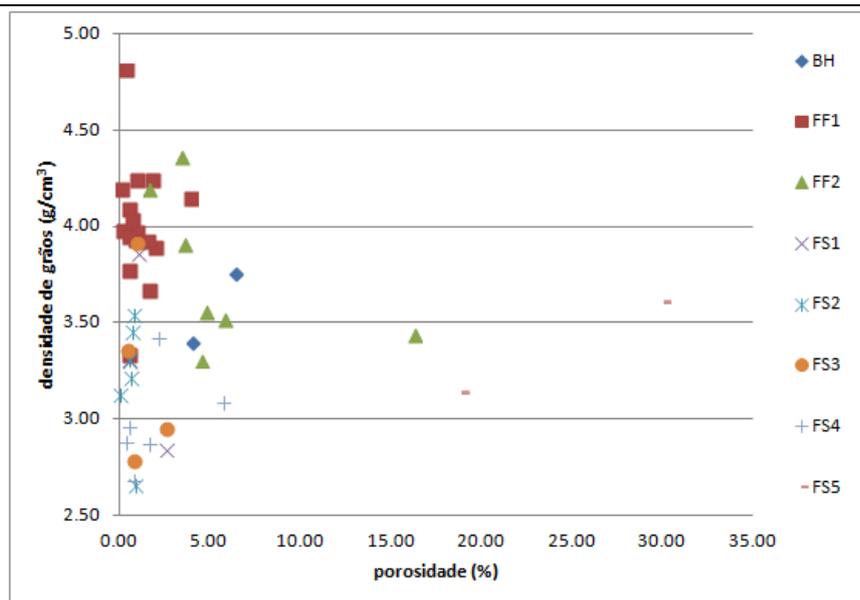


Gráfico 1: densidade de grãos *versus* porosidade.

5.6.2 O Gráfico V_P vs. Porosidade

No gráfico 2, as dispersões são bem menores devido às elevadas durezas e compacidades das amostras analisadas.

Em sua maioria, as amostras de FF1 apresentaram valores ligeiramente acima dos demais litotipos. No caso das amostras do tipo FF2, por se tratarem de rochas com

características bem distintas entre si, característicos de sua heterogeneidade, os valores são bem mais dispersos tanto para a porosidade quanto para o tempo de trânsito da onda compressional.

Análise similar ao gráfico anterior, as amostras BH apresentam comportamento correspondente às do tipo FF2.

Em geral, as amostras dos tipos FF apresentam velocidades da onda P superiores que as amostras dos tipos FS.

Mesmo sem conseguirmos separar entre si as amostras do grupo FS, estas exibem menor dispersão quando comparadas às amostras do grupo FF. Isso caracteriza uma maior homogeneidade na velocidade do tempo de trânsito da onda compressional.

Podemos afirmar que, com exceção do litotipo FS3, todos os demais tendem a apresentar maiores valores de V_P quanto menor for a porosidade medida.

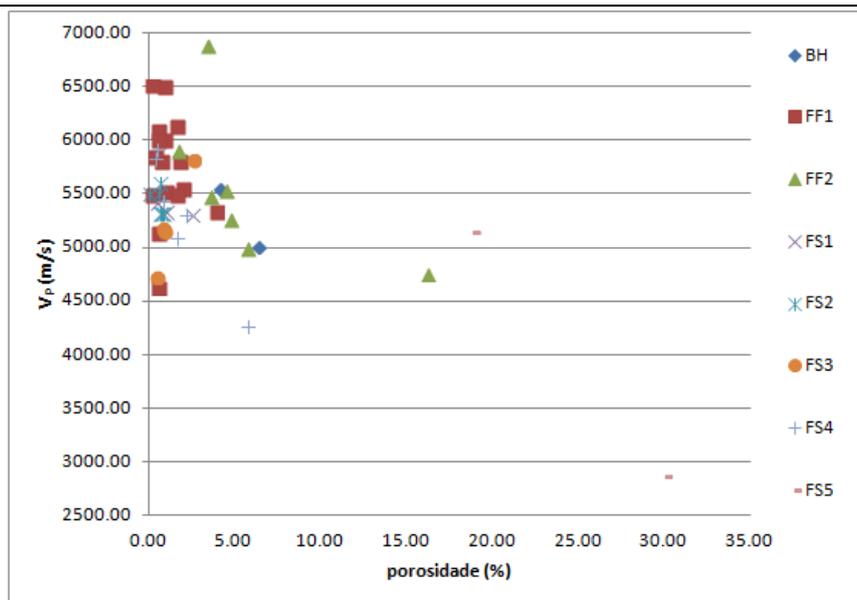


Gráfico 2: velocidade da onda P versus porosidade. Pressão confinante efetiva de 40 MPa.

5.6.3 O Gráfico V_{S1} vs. Porosidade

Diferentemente do gráfico anterior, o gráfico 3 exibe a maioria das amostras do grupo FS na porção superior, apresentando valores de velocidade acima de 3.000 m/s.

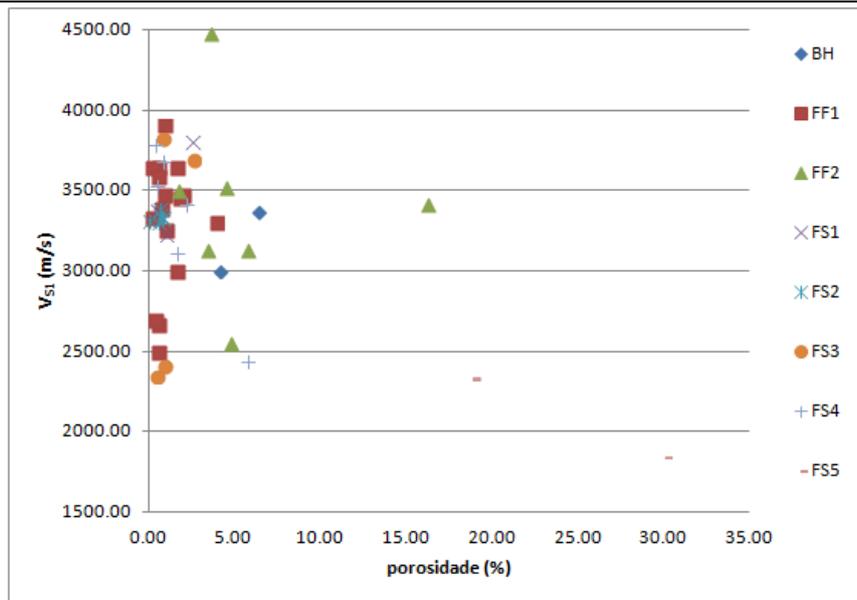


Gráfico 3: velocidade da onda S_1 versus porosidade. Pressão confinante efetiva de 40 MPa.

Os litotipos FF1, FF2 e FS3 apresentam as dispersões mais significativas, exemplificando a heterogeneidade de seu arcabouço mineral/estrutural.

As mostras BH continuam apresentando comportamento similar ao *trend* de FF2.

5.6.4 O Gráfico V_{S2} vs. Porosidade

Diferentemente do anterior, o gráfico 4 apresenta dispersões similares para todos os litotipos analisados. Isso é característico da presença de heterogeneidades no interior dos *plugs* de rocha.

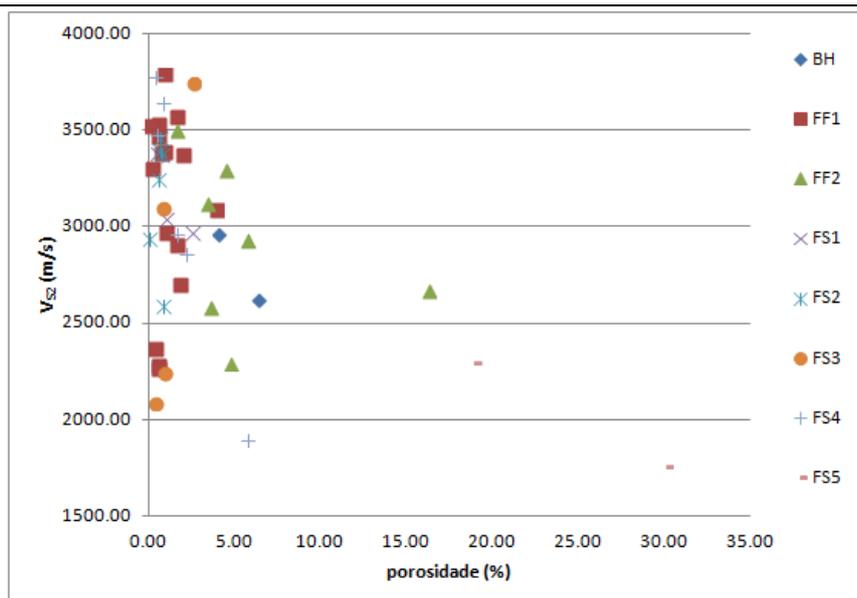


Gráfico 4: velocidade da onda S_2 versus porosidade. Pressão confinante efetiva de 40 MPa.

5.6.5 O Gráfico V_{S1}/V_{S2} vs. Densidade de Grãos

A razão V_{S1}/V_{S2} busca verificar a correlação direta entre as velocidades de deslocamento das duas ondas cisalhantes, s_1 e s_2 , ambas com polaridades perpendiculares entre si. Rocha com característica isotrópica apresentará valores próximos a 1,00.

No caso do gráfico 5, para a maioria das amostras analisadas, as velocidades das ondas cisalhantes variam em 10% uma em relação à outra. Pelo quantitativo analisado, e devido a grande compacidade e homogeneidade de seu arcabouço, as amostras do litotipo FF1 foram as que apresentaram valores mais próximos a 1,00 para esta razão, indicando serem as mais isotrópicas.

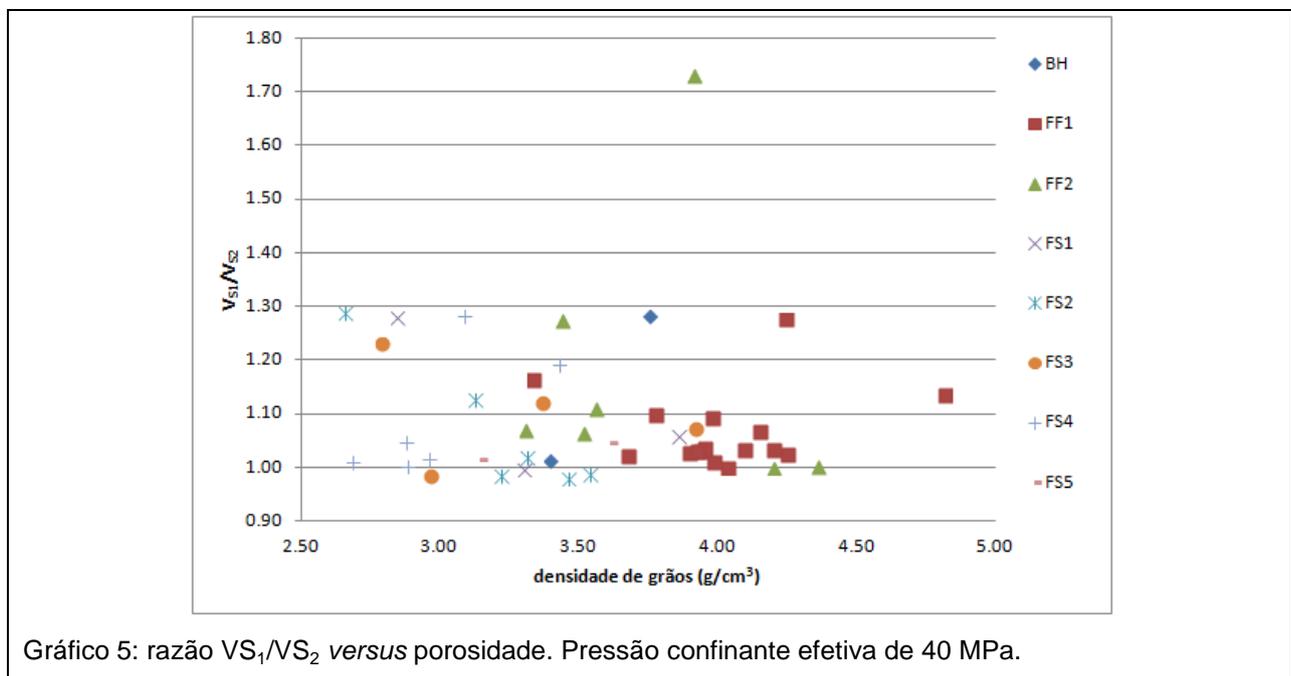


Gráfico 5: razão V_{S1}/V_{S2} versus porosidade. Pressão confinante efetiva de 40 MPa.

5.6.6 O Gráfico Módulo de Young vs. Porosidade

O Módulo de Young é a grandeza que caracteriza a capacidade de uma rocha deformar seu comprimento ao longo do eixo onde é aplicada uma tensão. Quanto maior o Módulo de Young, maior será a capacidade da rocha em resistir à deformação.

Em sua maioria, conforme observado no gráfico 6, as amostras do grupo FF apresentam valores mais elevados para esta grandeza. O litotipo FF1 exibe valores entre 80 e 140 GPa para a maioria das amostras. Estes são caracterizados corpos mais rígidos, mais homogêneos e mais densos quando comparados às demais litologias. O litotipo FF2, devido à elevada heterogeneidade estrutural de suas amostras, exibe a maior dispersão.

As amostras do tipo FS5, comparando-as com os demais litotipos, apresentam os valores mais baixos para o Módulo de Young. Esta é uma característica esperada por se tratarem de rochas alteradas, mais porosas e menos competentes.

Já as amostras dos tipos FS1, FS2, FS3 e FS4 exibem menor dispersão de valores quando comparadas aos demais litotipos. Em sua maioria, para estas amostras, os valores do Módulo de Young variam entre 60 e 100 GPa.

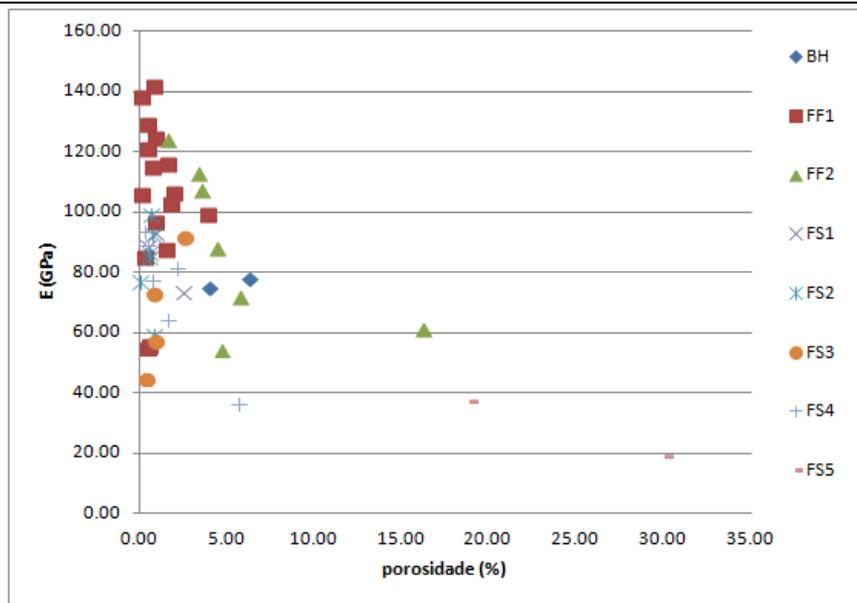


Gráfico 6: módulo de Young *versus* porosidade sob pressão confinante efetiva de 40 MPa.

5.6.7 O Gráfico Razão de Poisson *vs.* Porosidade

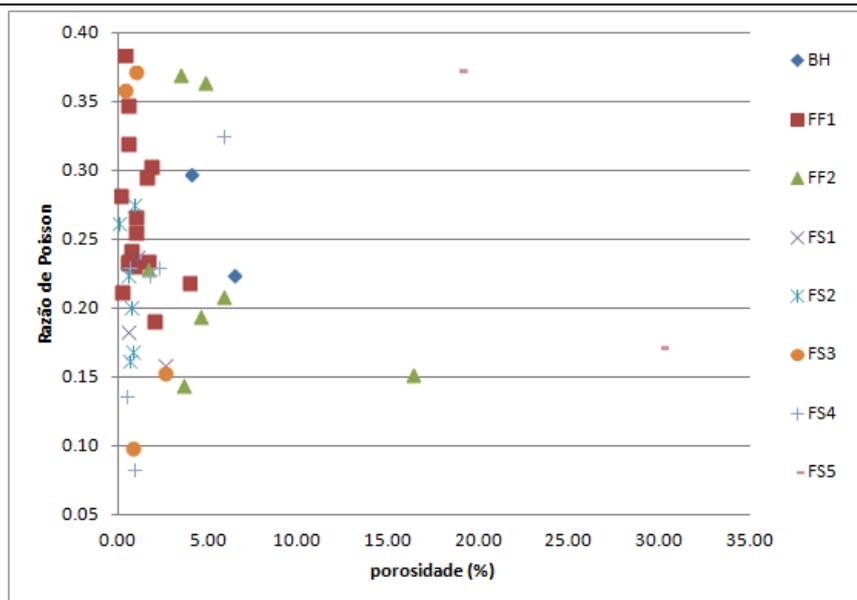


Gráfico 7: razão de Poisson *versus* porosidade sob pressão confinante efetiva de 40 MPa.

A Razão de Poisson é a grandeza que caracteriza a capacidade de uma rocha em deformar-se na direção ortogonal ao eixo onde é aplicada uma tensão. Quanto maior a Razão de Poisson, maior será a deformação ortogonal sofrida.

Para as amostras analisadas, gráfico 7, não é observado nenhuma correlação significativa entre o valor de porosidade em comparação com a Razão de Poisson.

5.6.8 O Gráfico Permeabilidade vs. Porosidade

No gráfico 8, as amostras dos litotipos BH, FF2, FS3 e FS5 tendem a apresentar menor a porosidade quanto menor for o valor de permeabilidade. Isso evidencia uma conectividade entre os espaços porosos desses litotipos analisados.

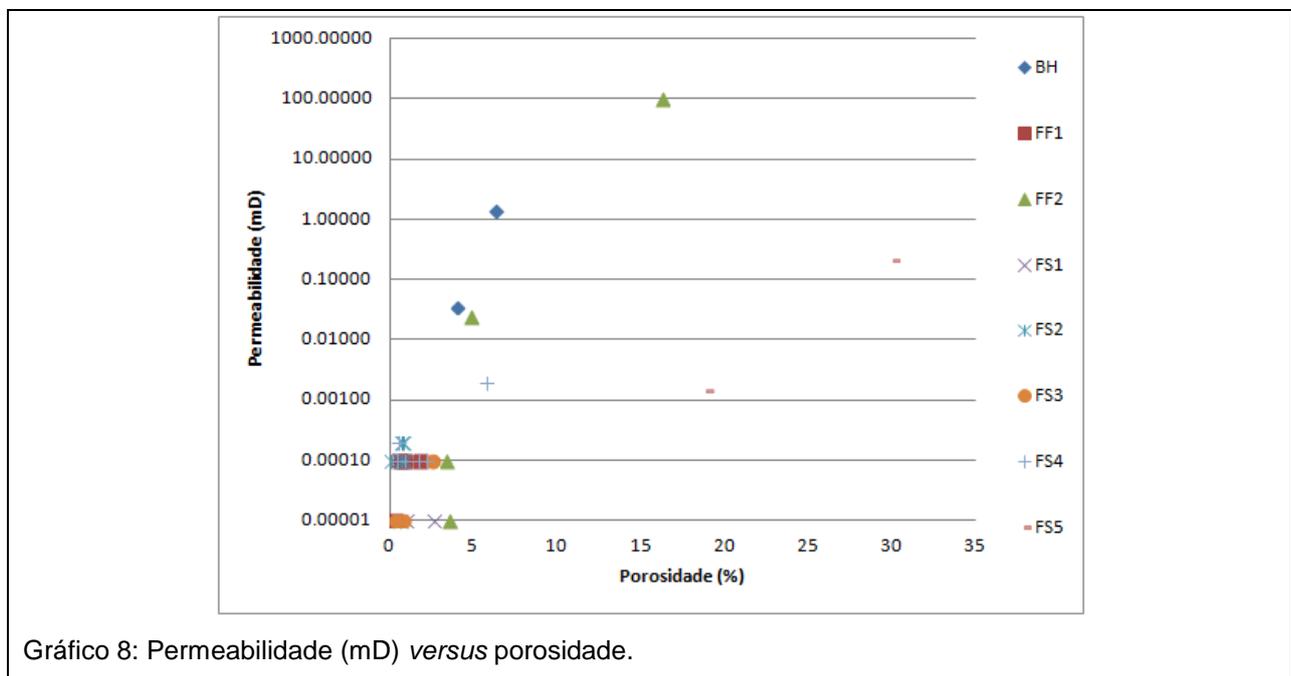


Gráfico 8: Permeabilidade (mD) versus porosidade.

5.6.9 O Gráfico Módulo de Volume vs. Porosidade

O Módulo de Volume, ou incompressibilidade, é a grandeza que representa a capacidade de um sólido variar seu volume quando sob tensão tridimensional. Quanto maior o valor do Módulo de Volume menor deverá ser a deformação tridimensional sofrida.

Para gráfico 9 conclui-se que, com exceção do litotipo FS3, todos os demais apresentam uma linha de tendência exponencial ao exibir maior valor do Módulo de Volume quanto menor for a porosidade. Isso é característico de materiais mais rígidos e competentes.

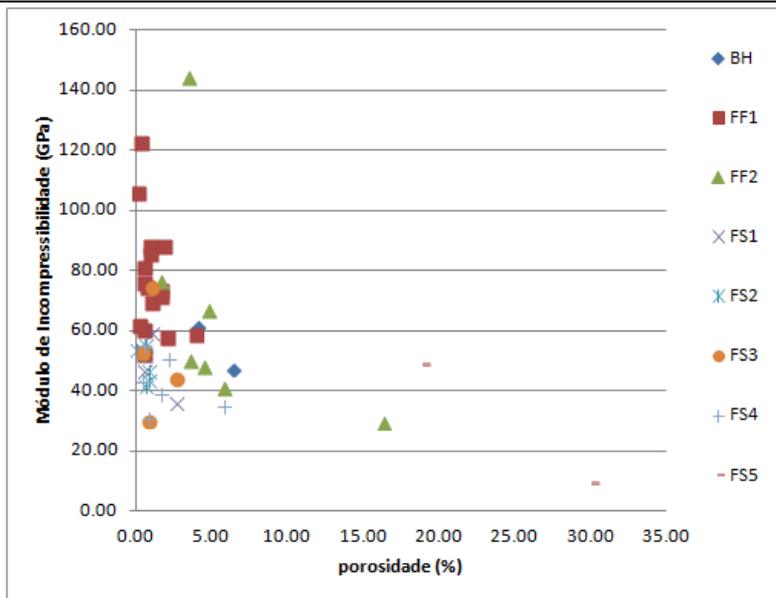


Gráfico 9: módulo de incompressibilidade *versus* porosidade sob pressão confinante efetiva de 40 MPa.

5.6.10 O Gráfico Módulo de Cisalhamento *vs.* Porosidade

O Módulo de Cisalhamento é a grandeza que representa a capacidade de um sólido sofrer deformação angular quando sob tensão tangencial. Quanto maior o valor do Módulo de Cisalhamento menor deverá ser a deformação angular sofrida.

Para o gráfico 10, de uma forma geral, os litotipos FF1, FF2, FS1, FS2, FS4 e FS5 exibem tendência de apresentar maiores valores do Módulo de Cisalhamento quanto menor for a porosidade medida. Os litotipos do grupo FS, mais uma vez, em geral são aqueles que apresentam os menores módulos elásticos.

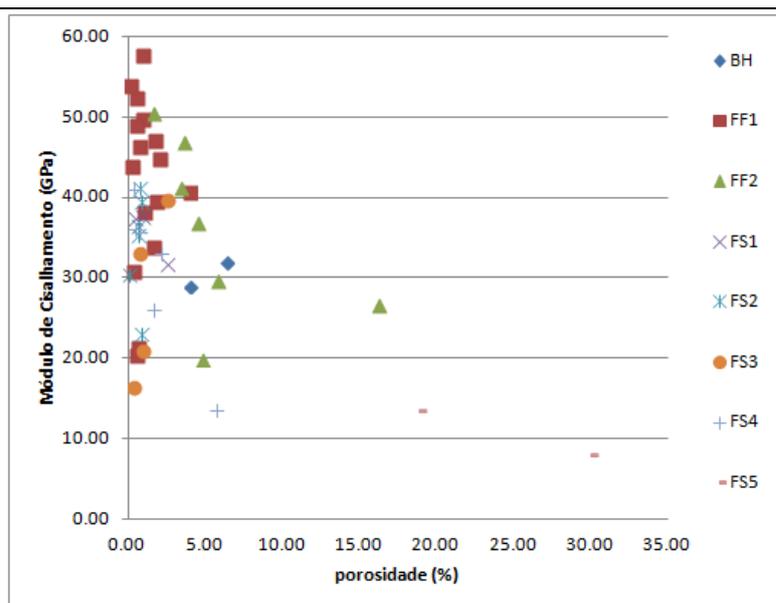


Gráfico 10: módulo de cisalhamento *versus* porosidade sob pressão confinante efetiva de 40 MPa.

5.6.11 O Gráfico Tempo de Trânsito Médio vs. Pressão Confinante

A tabela 17 apresenta os valores calculados para as médias do tempo de trânsito da onda compressional (V_p) para os diversos litotipos analisados, sob condições de diferentes pressões confinantes.

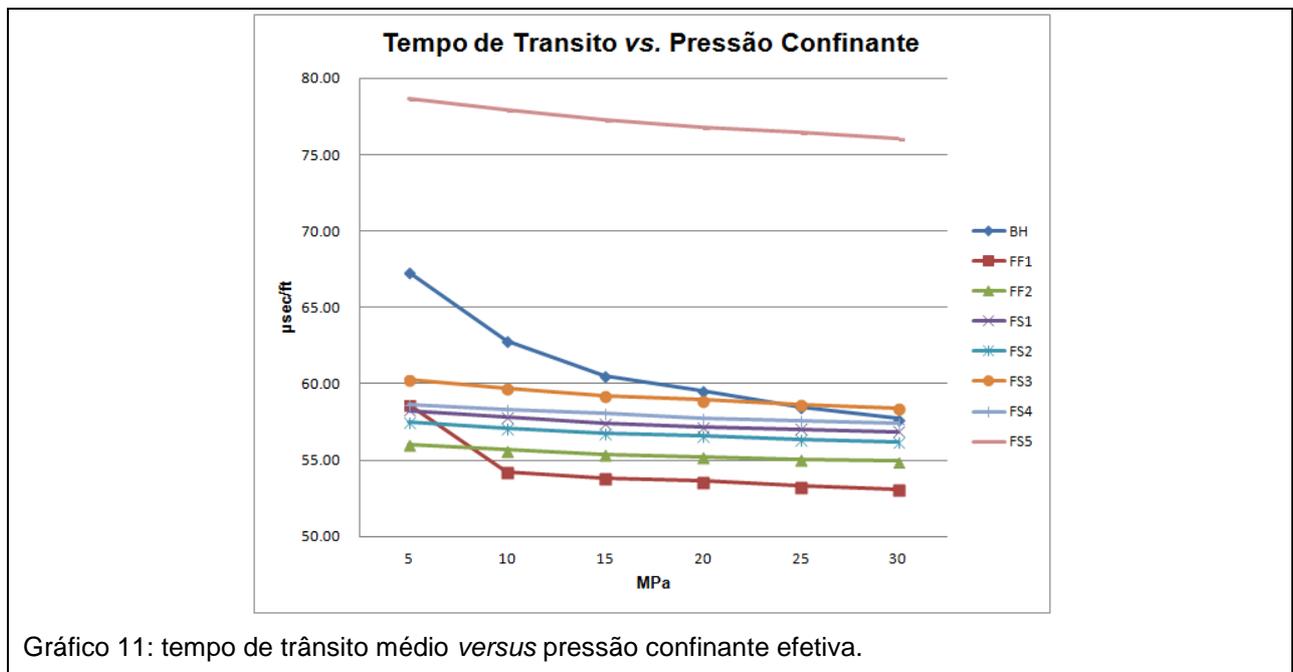
		V_p					
ID	Litotipo	5 (MPa)	10 (MPa)	15 (MPa)	20 (MPa)	25 (MPa)	30 (MPa)
057H	BH	5417	5456	5479	5503	5521	5546
057V	BH	3644	4247	4588	4729	4900	5017
V_p Média	m/s	4530.5	4851.5	5033.5	5116	5210.5	5281.5
Δt Médio	$\mu\text{s/ft}$	67.28	62.83	60.55	59.58	58.50	57.71
		V_p					
ID	Litotipo	5 (MPa)	10 (MPa)	15 (MPa)	20 (MPa)	25 (MPa)	30 (MPa)
004V	FF1	5255	5407	5465	5502	5524	5545
007H	FF1	6370	6411	6424	6451	6476	6505
010V	FF1	5100	5109	5114	5123	5133	5142
011V	FF1	5342	5381	5426	5443	5472	5490
012V	FF1	6014	6033	6056	6075	6084	6089
014V	FF1	5905	5939	5962	5979	5990	6002
021V	FF1	5097	5196	5257	5294	5325	5331
028V	FF1	5745	5755	5761	5777	5798	5803
029V	FF1	5956	6059	6091	6119	6133	6138
031V	FF1	6185	6199	6480	6488	6504	6510
032V	FF1	4047	4241	4262	4260	4465	4629
037V	FF1	5618	5690	5730	5766	5793	5812
048V	FF1	5397	5414	5414	5447	5512	5520
051V	FF1	5908	5937	5963	5972	5991	6000
056V	FF1	0	5811	5818	5824	5836	5842
058V	FF1	5241	5355	5364	5425	5449	5497
V_p Média	m/s	5,198.75	5,621.06	5,661.69	5,684.06	5,717.81	5,740.94
Δt Médio	$\mu\text{s/ft}$	58.63	54.22	53.84	53.62	53.31	53.09
		V_p					
ID	Litotipo	5 (MPa)	10 (MPa)	15 (MPa)	20 (MPa)	25 (MPa)	30 (MPa)
002V	FF2	6840	6847	6855	6863	6870	6886
016V	FF2	5744	5807	5844	5863	5900	5905
023V	FF2	5433	5480	5499	5513	5529	5542
025V	FF2	4726	4729	4737	4742	4750	4760
026V	FF2	5423	5431	5444	5456	5473	5481
027V	FF2	4874	4918	4946	4975	4991	5004
039V	FF2	5041	5095	5185	5220	5239	5263

V _p Média	m/s	5,440.14	5,472.43	5,501.43	5,518.86	5,536.00	5,548.71
Δt Médio	μs/ft	56.03	55.70	55.40	55.23	55.06	54.93
V _p							
ID	Litotipo	5 (MPa)	10 (MPa)	15 (MPa)	20 (MPa)	25 (MPa)	30 (MPa)
015V	FS1	5256	5276	5298	5325	5332	5345
035V	FS1	5143	5199	5249	5275	5295	5314
038V	FS1	5296	5340	5378	5392	5406	5420
V _p Média	m/s	5,231.67	5,271.67	5,308.33	5,330.67	5,344.33	5,359.67
Δt Médio	μs/ft	58.26	57.82	57.42	57.18	57.03	56.87
V _p							
ID	Litotipo	5 (MPa)	10 (MPa)	15 (MPa)	20 (MPa)	25 (MPa)	30 (MPa)
008V	FS2	5239	5261	5274	5281	5296	5312
009V	FS2	5406	5439	5457	5481	5486	5500
013H	FS2	5358	5397	5428	5455	5479	5495
013V	FS2	5426	5473	5511	5546	5582	5595
020V	FS2	5242	5263	5279	5291	5304	5316
053V	FS2	5155	5213	5254	5272	5295	5314
V _p Média	m/s	5,304.33	5,341.00	5,367.17	5,387.67	5,407.00	5,422.00
Δt Médio	μs/ft	57.46	57.07	56.79	56.57	56.37	56.22
V _p							
ID	Litotipo	5 (MPa)	10 (MPa)	15 (MPa)	20 (MPa)	25 (MPa)	30 (MPa)
001V	FS3	5619	5673	5717	5751	5777	5813
017V	FS3	5028	5076	5125	5147	5163	5186
034V	FS3	4906	4985	5051	5089	5135	5147
059V	FS3	4676	4684	4688	4696	4709	4725
V _p Média	m/s	5,057.25	5,104.50	5,145.25	5,170.75	5,196.00	5,217.75
Δt Médio	μs/ft	60.27	59.71	59.24	58.95	58.66	58.42
V _p							
ID	Litotipo	5 (MPa)	10 (MPa)	15 (MPa)	20 (MPa)	25 (MPa)	30 (MPa)
003H	FS4	5314	5229	5255	5282	5300	5312
003V	FS4	5805	5824	5846	5875	5898	5922
006V	FS4	5768	5777	5794	5802	5815	5832
019V	FS4	5369	5389	5401	5417	5425	5437
054V	FS4	4189	4202	4221	4238	4254	4263
060V	FS4	4732	4921	4982	5044	5073	5098
V _p Média	m/s	5,196.17	5,223.67	5,249.83	5,276.33	5,294.17	5,310.67
Δt Médio	μs/ft	58.66	58.35	58.06	57.77	57.57	57.39

ID	Litotipo	V_p					
		5 (MPa)	10 (MPa)	15 (MPa)	20 (MPa)	25 (MPa)	30 (MPa)
022V	FS5	5111	5117	5124	5131	5135	5148
050V	FS5	2638	2703	2767	2808	2835	2870
V_p Média	m/s	3,874.50	3,910.00	3,945.50	3,969.50	3,985.00	4,009.00
Δt Médio	$\mu\text{s}/\text{ft}$	78.67	77.95	77.25	76.79	76.49	76.03

Tabela 17: médias do tempo de trânsito da onda compressional, V_p , para dos diferentes litotipos analisados.

As médias calculadas para o tempo de trânsito da onda compressional apresentam menores valores tanto quanto for maior a pressão confinante aplicada, isto é, quanto mais rígido for o material mais rápido será o deslocamento da onda compressional.



De acordo com o gráfico 11, as amostras analisadas dos litotipos FF1 e BH apresentam brusca queda no tempo de trânsito da onda compressional com o aumento de pressão. Essa característica é típica de materiais que apresentam a ocorrência de micro-fraturamento. Este micro-fraturamento pode ter sido causado no momento da extração da amostra, por descompressão, ou ainda durante a perfuração do testemunho ou confecção do *plug* de rocha.

Os litotipos FF1 e FF2, por serem mais densos e mais rígidos, exibem menores tempos de trânsito da onda compressional quando comparados aos litotipos do grupo FS.

Os litotipos FS2, FS1, FS4, FS3 e FS5 exibem, nesta ordem, linhas paralelas e decrescentes o tempo de trânsito da onda compressional com o aumento da pressão confinante efetiva. Os tipos FS2, FS1, FS4, FS3 exibem valores entre 55 e 60 μ Segundo/pé. O litotipo FS5, caracterizado por amostras alteradas e porosas, apresenta valores entre 75 e 80 μ Segundo/pé.

5.6.12 Permeabilidade Horizontal (K_H), Coeficiente de variação da permeabilidade (V_K), Índice de Qualidade do Reservatório (RQI) e Fator de Resistividade (F_R)

Para o cálculo da permeabilidade horizontal (K_H), de acordo com a bibliografia, foi empregada a fórmula disponibilizada na equação 3.8.

O objetivo de calcular o valor de K_H é o de verificar o comportamento da dispersão das amostras dos diferentes litotipos estudados. Apesar de não se tratarem de formações arenosas limpas típicas, o cálculo K_H a partir da fórmula acima foi considerado por que as litologias estudadas correspondem a ambientes deposicionais sedimentares. Os gráficos 12 e 13 correspondem respectivamente à plotagem dos dados de K_V e K_H *versus* porosidade para as amostras relacionadas. Em ambos os casos não é visível uma separação adequada entre os diferentes litotipos.

O índice V_K , por sua vez, é uma excelente ferramenta para caracterizar o grau de heterogeneidade de um reservatório. Para o cálculo de V_K foi empregada a equação 3.11, sendo somente consideradas as amostras que apresentaram valores superiores à zero. Conforme apresentado na tabela 12, os litotipos FF1, FF2, FS1, FS2, FS3 e FS4 apresentaram valores muito próximos de zero. Caracterizando estes reservatórios como sendo muito próximos do homogêneo ideal. Exceção é feita para a amostra 025V por tratar-se de uma rocha ferrífera manganesífera de elevada permeabilidade. A amostra 025V foi desconsiderada dessa análise. O litotipo FS5 apresentou o valor de 0,107 para o V_K , sendo caracterizado como um reservatório levemente homogêneo. O litotipo BH apresentou o valor de 0,717 para o V_K , sendo caracterizado como um reservatório muito heterogêneo.

Para o cálculo do RQI, cujo objetivo é o de comparar a diferença relativa da permeabilidade de diferentes zonas, demonstrando assim a influência do empacotamento e do tamanho do grão na permeabilidade, foi utilizado a equação 3.2 disponibilidade no capítulo de revisão bibliográfica. O valor do índice de qualidade do reservatório (RQI) está relacionado com a taxa do volume do poro no grão, com a tortuosidade e com o índice do fluido livre. Quanto menor o valor para o RQI, menor será a qualidade do reservatório.

Para todas as amostras, o RQI calculado apresentou valores muito próximos de zero. Caracterizando cada reservatório como sendo de baixa qualidade para armazenamento nos espaços intraporos dos litotipos analisados.

O Fator de Resistividade, F_R , é uma razão que caracteriza a relação direta da resistividade da rocha comparada à resistividade do fluido da formação, ou seja, quanto maior o valor de F_R maior será a resistividade da rocha em relação à resistividade do fluido presente na formação.

Apesar da tortuosidade para cada litotipo estudado não ter sido verificada, optou-se por empregar as fórmulas para cálculo do Fator da Resistividade apresentada no capítulo de revisão bibliográfica, equações 3.24 e 3.25. O objetivo deste cálculo é o de verificar qual seria o valor para a salinidade da água da formação a partir da verificação da resistividade do fluido. Sabendo que $F_R = R_{rocha} / R_{fluido}$. O valor da resistividade da rocha, R_{rocha} , foi retirado dos perfis de resistividade para aquelas amostras que possuem correspondente em perfil geofísico.

A maior salinidade calculada foi de 2.000 ppm de NaCl para a amostra 006V, caracterizando que a formação apresenta fluido com salinidade muito baixa, típica de ambiente de com presença de água doce. Para verificação da salinidade empregou-se o uso do ábaco da schlumberger que está disponibilizado na sessão anexos B.

O Gráfico 15 não apresenta separação entre os diferentes litotipos. Entretanto é verificado que quanto menor a porosidade maior o valor do F_R calculado, isto é, quanto menor for a porosidade de uma rocha, mais resistiva ela será.

ID	Litotipo	Porosidade (%)	Permeabilidade Vertical - medida - (mD)	Permeabilidade Horizontal - calculada - (mD)	Índice de heterogeneidade do Reservatório V_k	RQI	F_R
057V	BH	6.355	1.47000	1.09186	0.71690	0.015102	0.0158
010V	FF1	0.533	0.00010	0.00004	0.00004	0.000430	2.6248
037V	FF1	1.771	0.00010	0.00013		0.000236	0.2198
056V	FF1	0.322	0.00001	0.00000		0.000175	7.4499
002V	FF2	3.425	0.00010	0.00026	0.00849	0.000170	0.0565
025V	FF2	16.298	106.40000	87.81405		0.080229	0.0023
026V	FF2	3.603	0.00001	0.00004		0.000052	0.0509
039V	FF2	4.816	0.02430	0.03048		0.002230	0.0280
015V	FS1	0.976	0.00001	0.00001	0.00004	0.000101	0.7518
035V	FS1	2.548	0.00001	0.00003		0.000062	0.1039
038V	FS1	0.502	0.00010	0.00004		0.000443	2.9712
008V	FS2	0.784	0.00020	0.00010	0.00007	0.000502	1.1820
009V	FS2	0.057	0.00010	0.00000		0.001315	271.2864
013V	FS2	0.671	0.00010	0.00005		0.000383	1.6305
020V	FS2	0.848	0.00010	0.00006		0.000341	1.0051
053V	FS2	0.643	0.00020	0.00009		0.000554	1.7807
001V	FS3	2.570	0.00010	0.00020	0.00004	0.000196	0.1021
017V	FS3	0.782	0.00001	0.00001		0.000112	1.1883
059V	FS3	0.385	0.00001	0.00000		0.000160	5.1457
003V	FS4	0.514	0.00020	0.00007	0.00070	0.000619	2.8295
006V	FS4	0.384	0.00010	0.00003		0.000507	5.1735
019V	FS4	0.801	0.00010	0.00006		0.000351	1.1308
054V	FS4	5.738	0.00200	0.00487		0.000586	0.0195
060V	FS4	1.632	0.00010	0.00012		0.000246	0.2602
022V	FS5	18.860	0.00150	0.01270	0.10725	0.000280	0.0017
050V	FS5	30.022	0.21600	1.10233		0.002663	0.0007

Tabela 18: valores calculados para a permeabilidade horizontal, índice de heterogeneidade do reservatório (V_k), índice de qualidade do reservatório (RQI) e Fator de Resistividade (F_R). Esta tabela considerou somente as amostras que apresentam valores superiores à zero para permeabilidade vertical medida.

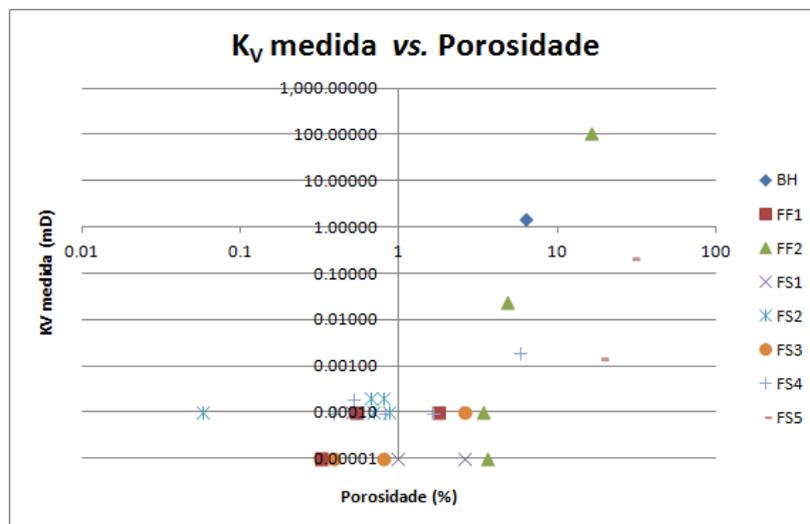


Gráfico 12: permeabilidade vertical medida versus porosidade.

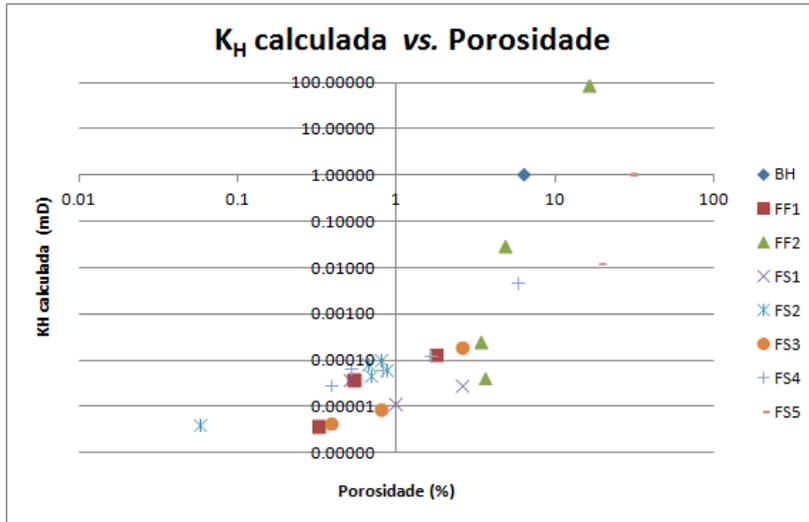


Gráfico 13: permeabilidade horizontal calculada *versus* porosidade.

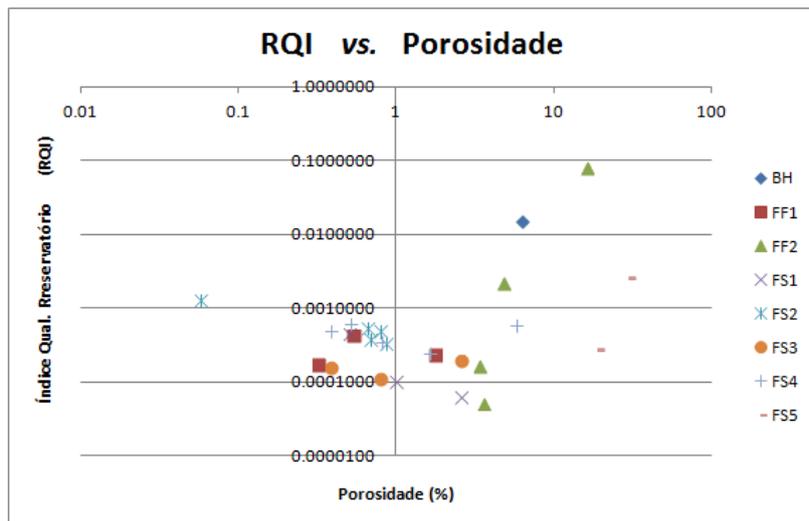


Gráfico 14: índice de qualidade do reservatório (RQI) *versus* porosidade.

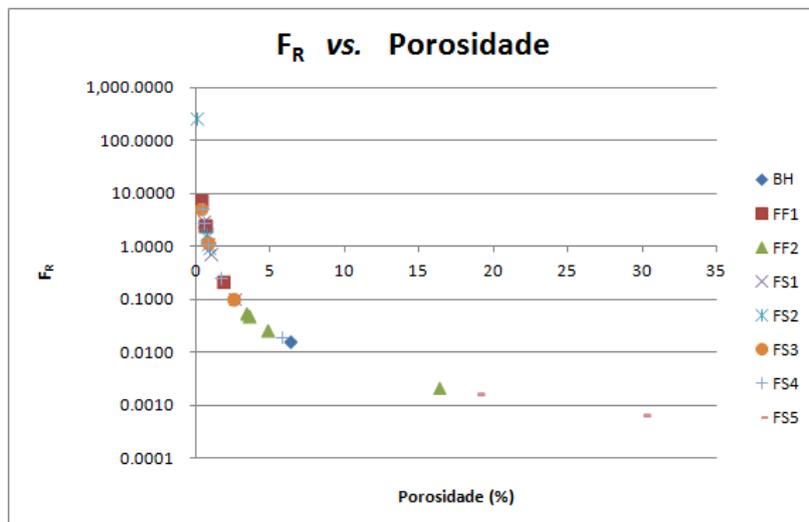


Gráfico 15: fator de resistividade (F_R) *versus* porosidade.

5.6.13 Perfis geofísicos

Ao final do texto, junto à sessão anexo 1, estão disponibilizados os diversos perfis geofísicos e descrições geológicas obtidos para a área de estudo.

Furo STCR-DD-20-24

O perfil caliper exhibe significativa variação de diâmetro entre zero e 202,0 metros. Esta grande variação corresponde à presença de fraturas e/ou zonas argilosas, produzindo caimento de material durante a execução da perfuração. Entre 36,0 e 50,0 metros há a presença de um grande arrombamento do furo de sondagem.

Para este furo, o perfil gama natural também apresenta excelente correlação para a ocorrência de brechas sedimentares ferruginosas para os intervalos entre 36,0 a 51,0 metros, entre 53,0 a 64,0 metros, entre 90,0 a 92,0 metros, entre 99,0 a 101,0 metros, entre 157,0 a 161,50 metros e entre 232,0 a 241,0 metros. Quando as brechas sedimentares ferruginosas ocorrem juntamente com passagens de formação ferrífera bandada, o perfil gama natural não exhibe o mesmo comportamento. Para tal situação observa-se que os picos com similares valores ocorrem exibindo espessura restrita.

Para o intervalo entre 206,0 a 290,0 metros, o perfil elétrico exhibe a ocorrência de baixos valores de resistividade. Para o intervalo entre 62,0 a 206,0 metros, o perfil elétrico apresenta a ocorrência de valores mais elevados.

As amostras 03V (BSG) com 52,50 μ segundo/pé, 01V (BSF) com 54,24 μ segundo/pé, 02V (FFBC) com 54,25 μ segundo/pé, 015V (BSF) com 57,99 μ segundo/pé, 016V (FMN) com 53,06 μ segundo/pé e 017V (BSG) com 60,62 μ segundo/pé apresentam valores de tempo de deslocamento da onda acústica próximo de 60 μ segundo/pé. Para o intervalo correspondente às amostras acima citadas, de 206 a 290 metros, o perfil sônico exhibe valores superiores para o tempo de deslocamento da onda acústica, próximo de 80 μ segundo/pé. Este valor de Δt é um comportamento típico de rochas sãs em ambiente com presença de fraturas.

Faz-se importante destacar o comportamento da variação da resistividade para os locais onde o perfil sônico apresenta mais e menos homogêneo. Em locais onde o perfil sônico indica a ocorrência de rochas mais sãs com menor presença de fraturas, o perfil elétrico exhibe menores valores de resistividade. Em locais onde o perfil sônico indica a ocorrência de maior fraturamento, o perfil elétrico exhibe maior resistividade.

Isto é, zonas menos fraturada serão menos resistivas e zonas mais fraturadas serão mais resistivas.

Furo STCR-DD-34-34

O perfil caliper apresenta passagens com significativas variações de diâmetro em toda a extensão do furo. Este comportamento é típico de zonas fraturadas ou alteradas com caimento de material. A presença de caimentos mais significativos é observada entre 19,0 a 21,0 metros, entre 25,0 e 26,0 metros e entre 2215,0 e 218,0 metros.

O perfil gama natural novamente apresenta excelente correlação para a ocorrência das brechas sedimentares ferruginosas grosseiras presente no intervalo de 44,0 a 64,0 metros. É verificada a ocorrência de vários horizontes com acentuados valores de gama natural entre 65,0 e 220,0 metros, cuja descrição geológica agrupa nesse intervalo em um grande pacote de rocha de formação ferrífera bandada com menores ocorrências de rochas de formação ferrífera nodular. Entretanto, para este mesmo intervalo, são destacadas diversas passagens como não recuperadas pela sondagem. Estes valores mais elevados podem estar correlacionados à presença de horizontes argilosos como poderá ser verificado com o apoio dos perfis de resistividade e sônico.

As amostras 026V (FFM), com 56,20 μ segundo/pé, e a amostra 025V (FMN), com 64,5 μ segundo/pé, apresentam valores de tempo de deslocamento da onda acústica próximo de 60 μ segundo/pé. Para a mesma metragem de ocorrência da amostra 026V, o perfil sônico exibe valores próximos de 70 μ segundo/pé. No caso da amostra 025V, o perfil sônico exibe valores próximos de 100 μ segundo/pé. Assim, como apresentado nos ensaios para o tempo de deslocamento da onda acústica, o perfil sônico também caracteriza as rochas da formação ferrífera maciça como sendo mais competentes e rígidas que as rochas da formação ferrífera maciça manganésifera.

Tanto para o perfil de resistividade quanto para o perfil sônico, baixos valores são verificados juntos às passagens destacadas como não recuperadas. Em zona de ocorrência de formação ferrífera é comum caracterizar as passagens não recuperadas como sendo a ocorrência de níveis argilosos. Elevados valores de gama natural, baixos

valores de resistividade e de sônico corroboram para que esses mesmos horizontes sejam correlacionados com a ocorrência desse material argiloso menos competente.

Furo STCR-DD-36-36

O perfil caliper exhibe significativa variação do diâmetro do furo de zero a 64,0 metros. Com exceção do intervalo entre 258,0 a 264,0 metros, o restante do perfil apresenta pouca ou nenhuma variação para o diâmetro da perfuração.

O perfil gama natural novamente apresenta excelente correlação com a ocorrência das brechas sedimentares ferruginosas para os intervalos de 35,0 a 64,0 metros e de 310,0 a 335,0 metros.

As amostras 038V (BSF) com 57,55 μ segundo/pé, 039V (FFB) com 60,46 μ segundo/pé, 037V (FND) com 54,25 μ segundo/pé, 034V (BFG) com 62,12 μ segundo/pé, 035V (BFF) com 59,26 μ segundo/pé, apresentam valores de tempo de deslocamento da onda acústica próximo de 60 μ segundo/pé. Para as metragens correspondentes às profundidades destas mesmas amostras, o perfil sônico exhibe o tempo de deslocamento da onda acústica variando entre 50 a 65 μ segundo/pé. Para o intervalo de 204 a 258 metros e de 267,00 a 325,00 metros, o perfil sônico apresenta comportamento típico de rochas maciças com pouco ou nenhum fraturamento.

Similar ao observado nos perfis anteriores, ao longo da sessão geológica descrita com ocorrência de rochas da formação ferrífera, há a presença de passagens com alto de gama natural coincidindo com baixos de resistividade e baixos valores de Δt no perfil sônico. Essa configuração é a típica assinatura geofísica correspondente à presença de horizontes argilosos.

Furo STCR-DD-42-38

No perfil caliper, o diâmetro apresenta grande variação de zero à 150 metros. Entre 150,0 até 230,0 metros esta variação é menos significativa, exibindo uma menor variação no diâmetro do furo. A presença de caimentos mais significativos é observada entre 43,5 a 45,5 metros, entre 70,0 e 73,0 metros e entre 112,0 e 113,5 metros.

Similar aos demais, o perfil gama natural também apresenta excelente correlação para a ocorrência de brechas sedimentares ferruginosas para o intervalo de 79,50 a 100 metros. Ao longo dos pacotes descritos como ocorrência de rochas da formação ferrífera observa-se a presença de inúmeros níveis exibindo alto valor para

gama natural. Nestes mesmos intervalos ocorre a presença de um alto negativo no perfil de resistividade. Esse comportamento vem sendo tratado como sendo a assinatura geofísica para a presença de maior argilosidade.

Diferentemente da perfilagem apresentada para os demais furos, no caso deste, as passagens declaradas como não recuperadas não coincidem na metragem com os valores altos para o perfil gama natural, para os valores altos de indução, bem como os valores baixos de resistividade.

Furo STCR-DD-44-32

O perfil caliper, por apresentar grande variação de diâmetro entre zero e 150,0 metros, exibe comportamento típico de zona fraturada ou com elevada presença de horizontes argilosos, que acarretam caimento de material ao longo da perfuração. De 150,0 a 360,0 metros é observada pouca ou nenhuma variação no diâmetro do furo.

O perfil gama natural também exibe excelente correlação para a ocorrência de brechas sedimentares ferruginosas para os intervalos de 74,0 a 98,0 metros, de 170,0 a 174,0 metros, de 205,0 a 210,0 metros, de 252,0 a 266,0 metros e de 284,0 a 286,0 metros.

As curvas do perfil de indução, curta e longa, exibem quebras acentuadas próximas de 240,0 metros e de 358,0 metros. De 0,0 a 240,0 metros e de 358,0 a 372,0 metros são verificados os valores mais baixos para o perfil indução. De 240,0 a 358,0 metros, médios a altos valores são verificados para o perfil indução. Não é possível correlacionar a variação dos perfis de indução com a variação litológica, compacidade, intemperismo e porosidade.

As passagens com ocorrência de acentuados valores de gama natural e de elevados valores de indução observada junto às ocorrências de rochas das formações ferríferas podem estar correlacionados às passagens de testemunho não recuperadas, característicos da ocorrência de horizontes argilosos.

Furo STCR-DD-44-28

O perfil caliper apresenta um diâmetro regular em toda a extensão deste furo. Somente para a parte superior é constatado a ocorrência de pequenos desmoronamento ou fraturas.

O perfil gama natural apresenta excelente correlação para a ocorrência de brechas sedimentares ferruginosas nos intervalos entre 90,0 a 110,0 metros, entre 118,0 a 122,0 metros, entre 340,0 a 350,0 metros, entre 354,0 a 374,0 metros, entre 378,0 a 390,0 metros e entre 390,0 a 396,0 metros. Em algumas passagens de pouca espessura, junto às rochas das formações ferríferas, ocorre a presença de elevados valores de gama natural.

As curvas do perfil de indução, resistividade e potencial espontâneo exibem quebras acentuadas próximos de 90,0 metros e 360,0 metros. De 0,0 a 90,0 metros são verificados baixos valores para o perfil indução e potencial espontâneo e, médios valores para resistividade. De 90,0 a 360,0 metros é verificada a ocorrência de médios a altos valores para o perfil indução, médios valores para o potencial espontâneo e baixos valores para resistividade. De 360,0 a 400,0 metros são verificados baixos valores para o perfil indução e elevados valores para o potencial espontâneo e resistividade. Não é simples entender a correlação direta da variação nos perfis de indução, resistividade e potencial espontâneo com a variação litológica, grau de compactidade, intemperismo e porosidade das rochas.

Sugere-se que as passagens com ocorrência de acentuados valores de gama natural, de elevados valores de indução e baixos valores de resistividade, observados junto às ocorrências de rochas das formações ferríferas podem estar correlacionados à presença de horizontes argilosos.

6 Conclusões

Para a maioria das amostras analisadas o valor de porosidade é inferior a 7% e a permeabilidade é muito baixa ou ausente, revelando um maciço rochoso extremamente compacto e cimentado. Os dados corroboram para afirmar que os fatores que governam a magnitude da baixa porosidade dos litotipos FF1, FS2 e FS3 são a uniformidade do tamanho de seus grãos, o elevado grau de consolidação, cimentação e compactação. A baixa permeabilidade apresentada pelas rochas analisadas indica que o meio é dominado por uma permeabilidade secundária originada pelas fraturas presentes.

Os litotipos FF1, FF2 e BH apresentam valores mais elevados de densidade de grãos quando comparados aos tipos FS1, FS2, FS3, FS4 e FS5.

De uma forma geral, amostras com menor porosidade exibem valores menores de permeabilidade. Para os casos onde permeabilidade apresenta valores acima de zero, foi verificado que o valor do Fator de Resistividade é inversamente proporcional à porosidade.

Em média, o grupo FF exhibe menores valores para o tempo de trânsito da onda acústica quando comparados às rochas do grupo FS, caracterizando o primeiro grupo como aquele que possui as rochas mais densas e com maior rigidez e competência.

A razão V_{S1}/V_{S2} e o índice de heterogeneidade do reservatório (V_K) revelam que os litotipos analisados exibem comportamento de corpos homogêneos aproximadamente isotrópicos. Exceção feita à amostra 026V, que exhibe elevado grau de fraturamento interno, cuja razão V_{S1}/V_{S2} revelou um comportamento anisotrópico.

Com base nos valores apresentados para as constantes elasto-dinâmicas, as rochas do grupo FF1 revelaram possuir uma maior competência em relação aos demais.

Para o caso da região estudada, a perfilagem geofísica revelou possuir marcadores seguros para indicar a presença de brechas sedimentares e de níveis argilosos. A análise dos perfis geofísicos mostrou ser uma excelente ferramenta para conferência da profundidade de ocorrência desses litotipos para posterior validação de furos de sondagem. Assim sendo, a aceitação de um furo de sondagem passaria pela comparação das metragens de ocorrência dessas brechas sedimentares com a verificação das metragens de ocorrência dessas mesmas litologias junto aos perfis geofísicos.

Níveis argilosos exibem a ocorrência de altos valores para os perfis gama natural e condutividade (indução) e baixos valores para os perfis de resistividade (elétrico) e sônico. Brechas sedimentares exibem a característica de apresentarem elevados valores de gama natural. Rochas da formação ferrífera possuem os mais baixos valores de gama natural.

Com o apoio dos resultados obtidos nos ensaios de laboratório, identificou-se que o tempo de trânsito da onda acústica para regiões com ocorrência de rochas maciças está entre 50 e 70 μ segundo/pé. Para o perfil sônico, tempos de trânsito superiores a 80 μ segundo/pé representam uma contribuição do grau de fraturamento do meio.

Rochas maciças aparentam exibir maior resistividade quando comparadas às rochas fraturadas e/ou alteradas. Esta característica pode estar associada à menor quantidade de fluido presente nos espaços porosos desses maciços, isto é, rochas fraturadas e/ou alteradas são mais úmidas do que rochas compactas.

Os dados revelaram um ambiente rochoso caracterizado pelo domínio de rochas maciças, com elevada densidade de grãos, baixa permeabilidade e baixa porosidade. A região é caracterizada como uma zona de recarga para aquíferos presentes no interior das fraturas do próprio maciço ou para aqueles presentes na planície pantaneira das áreas no entorno.

Por fim, sugere-se um estudo mais detalhado com o objetivo de melhor entender o comportamento que os perfis elétricos e de indução revelam das condições impostas em subsuperfície pelos diferentes litotipos, pelo grau de fraturamento e a presença ou não de água no ambiente. Para tal, é importante medir o comportamento da resistividade elétrica ao longo de corpos de ensaio para cada litotipo, bem como o emprego de imageamento sônico e óptico em furos de sondagem para avaliar o tipo e o grau de fraturamento do sistema.

7 Referências bibliográficas

- Bassiouni, Zaki – **Theory, Measurement and Interpretation Of Well Logs**. Society Of Petroleum Engineers. SPE Textbook Series Vol. 4. Richardson, Texas. 1994.
- Chemale Junior, Farid e Takehara, Lucy – **Minério de ferro: geologia e geometalurgia**. São Paulo: Blucher, 2013. (Coleção de Livros Metalurgia, Materiais e Mineração. Série Fundamentos).
- Lima, P. H. A.; Soares, J. A.; Rosa, I. B. C.; Carvalho, R. F.; Braga, M. A.; Silva, M. D. – **Petrofísica de Minério de Ferro**. 13th International Congresso of the Brazilian Geophysical Society, Rio de Janeiro, Brazil, 2013.
- Nery, Geraldo Girão – **Perfilagem Geofísica em Poço Aberto – fundamentos básicos com ênfase em petróleo**. Rio de Janeiro: SBGF, 2013.
- Soares, J. A. – **Um estudo da estabilidade mecânica de poços a partir de perfis geofísicos em formações pouco consolidadas**. Dissertação de Mestrado em Geofísica – Curso de Pós-Graduação em Geofísica, Centro de Geociências, UFPa., 1992. 114 p. il.
- Tiab, Djebbar and Donaldson, Erle C. – **Petrophysics. Theory and practice of measuring reservoir rock and fluid transport properties**. Second Edition. Elsevier, 2004, 889 pg.
- Walde, Detlef H. G. & Hagemann, Steffen G. – **The Neoproterozoic Urucum/Mutún Fe and Mn deposits in W-Brazil/SE-Bolivia: assessment of ore deposit models**. Z. dt. Ges. Geowiss., 158/1, p. 45-55, 4 figs., 1 trab., Stuttgart, March 2007.

8 Anexos

Anexo A Perfis geofísicos e Sessões Geológicas dos furos de sondagem.

Anexo B Ábaco Schlumberger para verificação da resistividade de NaCl em solução aquosa.

Anexo C Tabela contendo os resultados dos ensaios de porosidade.

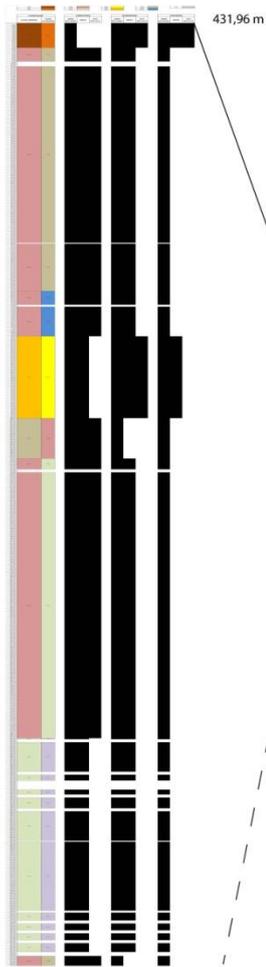
Anexo D Tabela contendo os resultados dos ensaios de permeabilidade.

Anexo E Tabela contendo os resultados dos ensaios de tempo de trânsito da onda acústica.

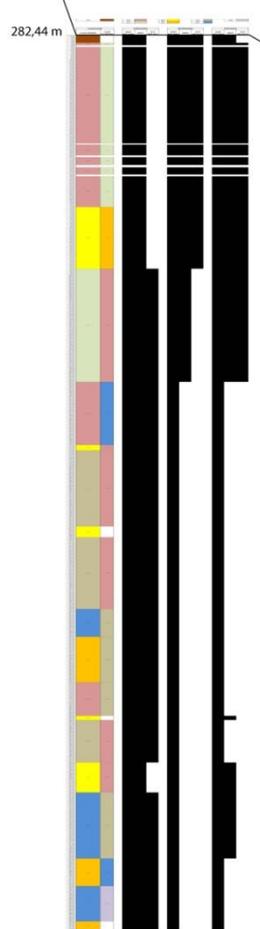
8 Anexos

Anexo A Perfis geofísicos e Sessões Geológicas dos furos de sondagem.

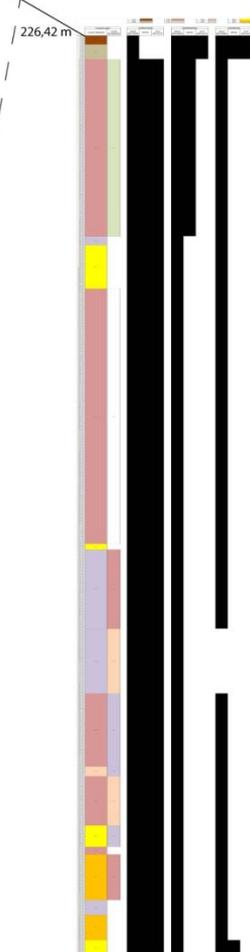
Furo STCR - DD - 42-38



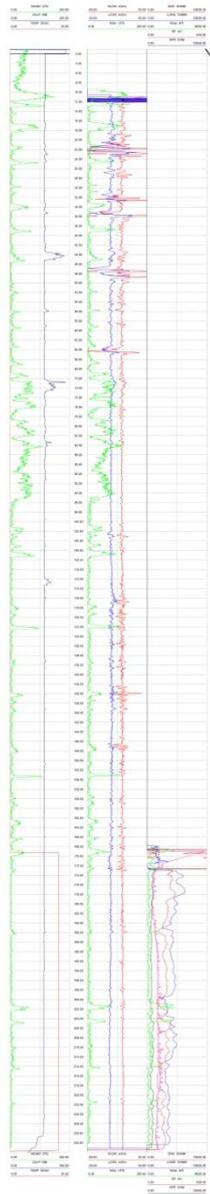
Furo STCR - DD - 44-32



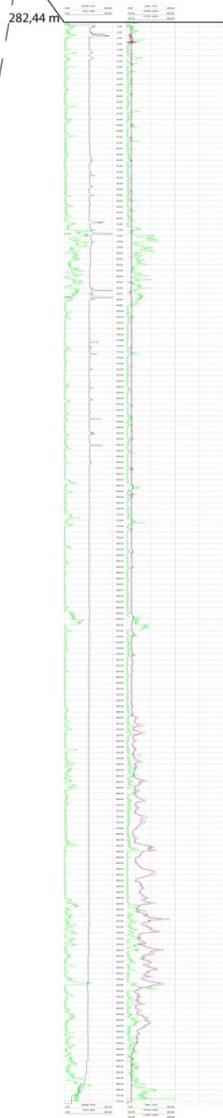
Furo STCR - DD - 44-28



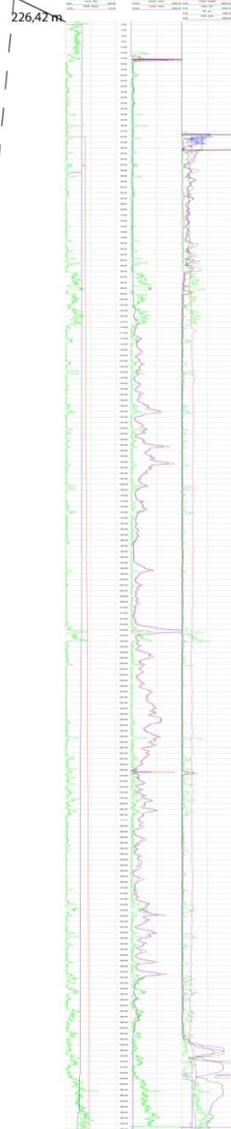
Furo STCR - DD - 42-38



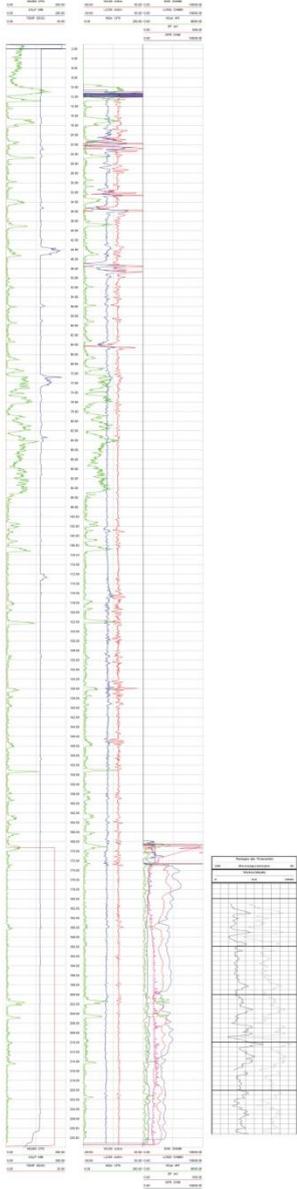
Furo STCR - DD - 44-32



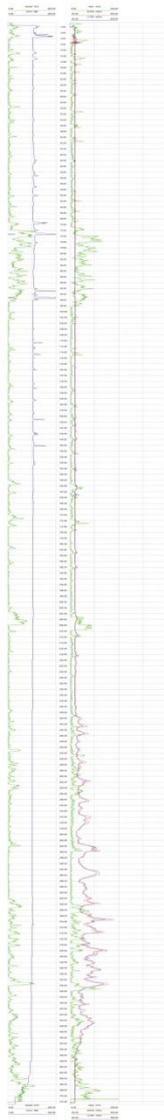
Furo STCR - DD - 44-28



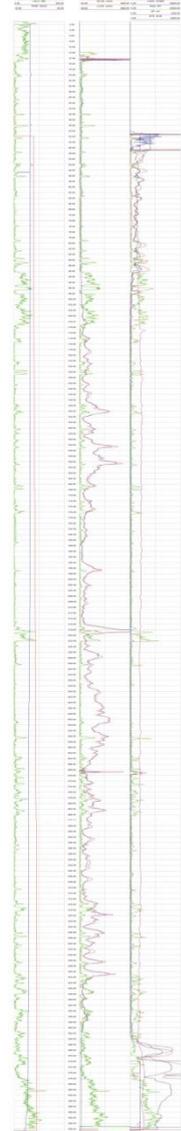
Furo STCR - DD - 42-38



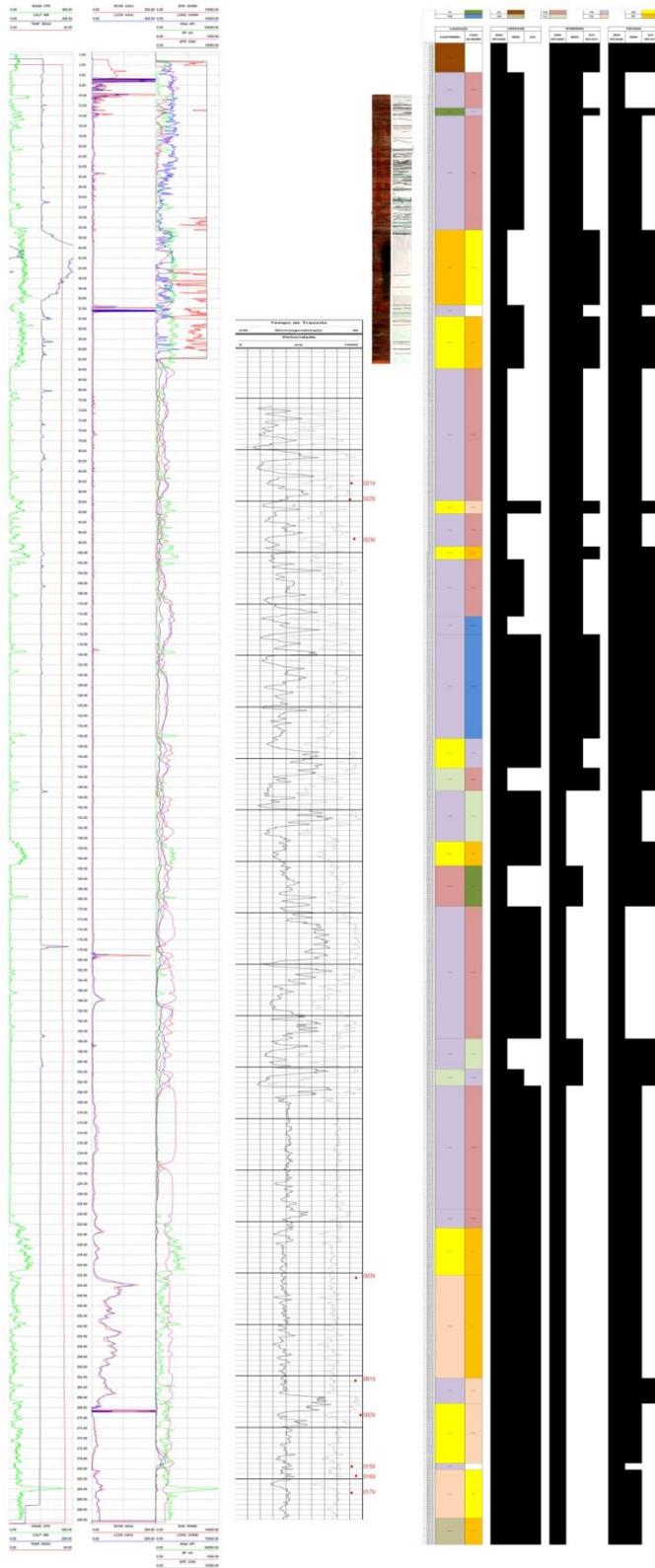
Furo STCR - DD - 44-32



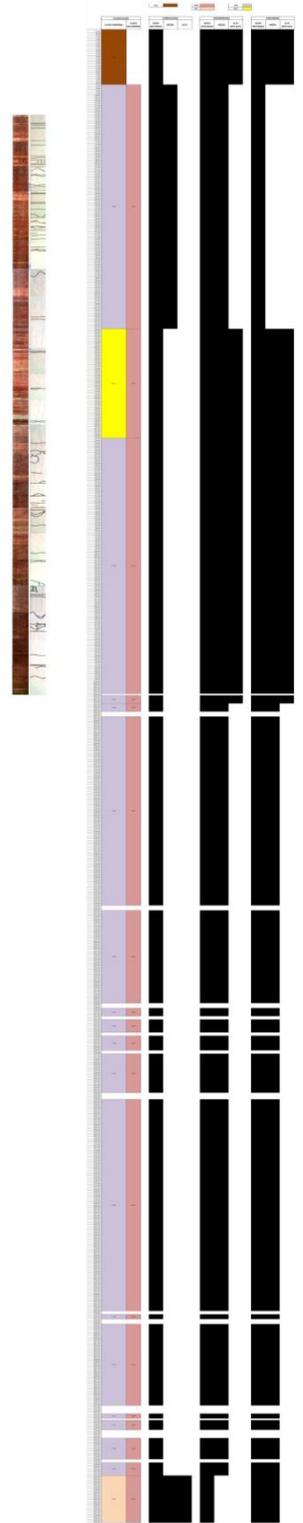
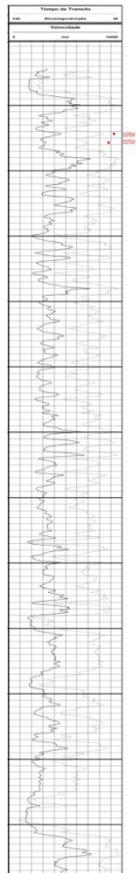
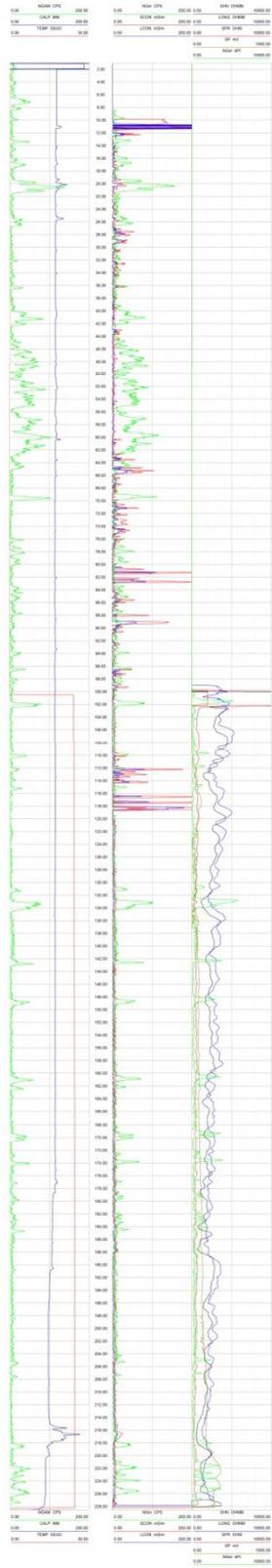
Furo STCR - DD - 44-28



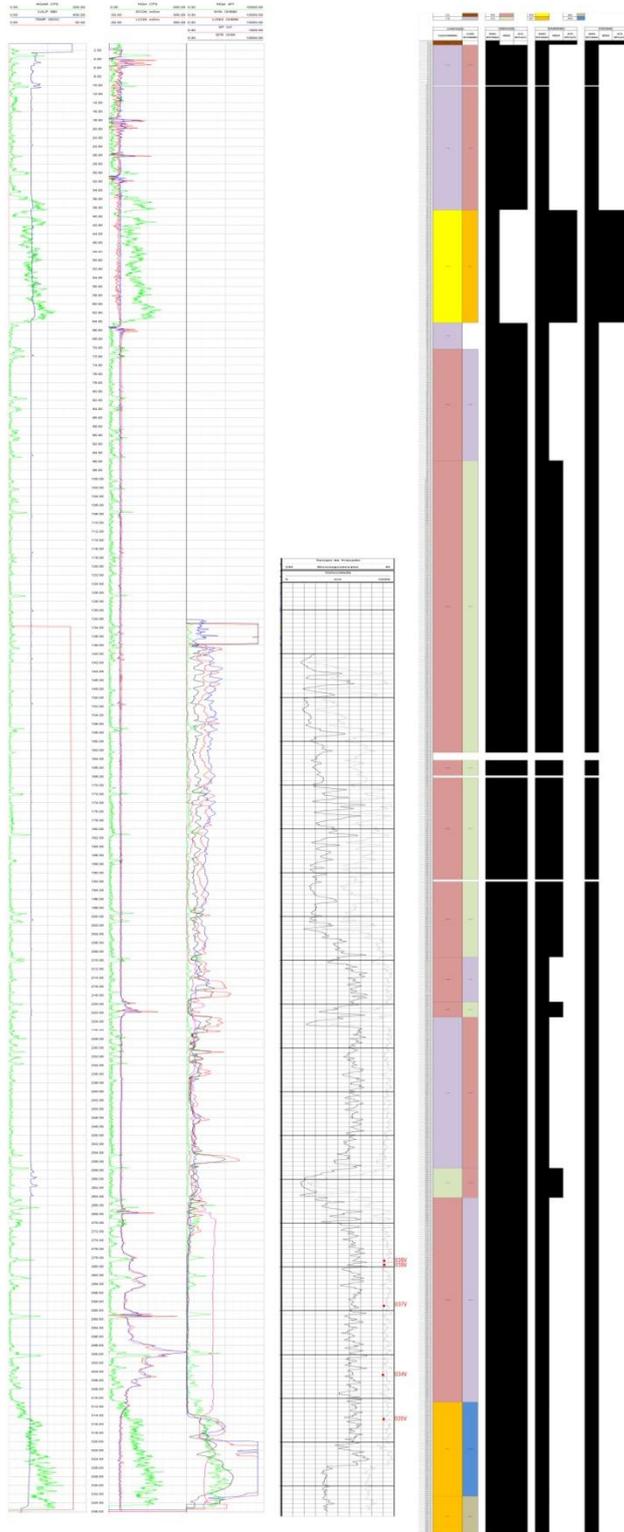
Furo STCR - DD - 20-24



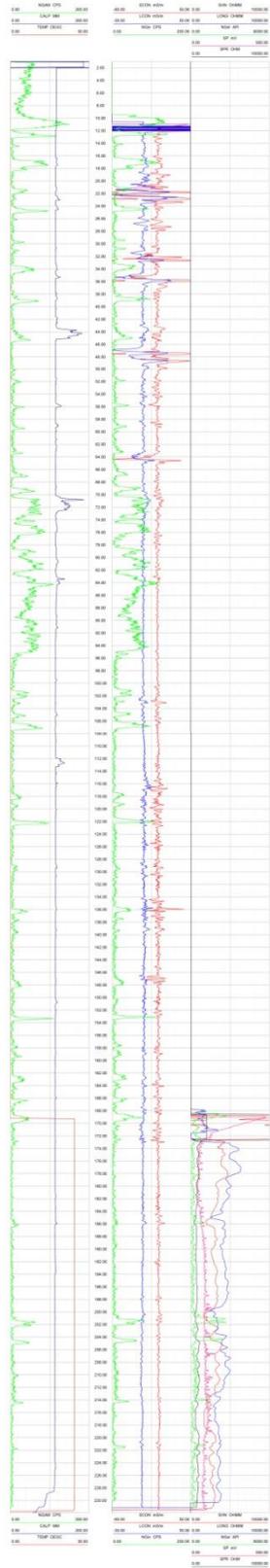
Furo STCR - DD - 34-34



Furo STCR - DD - 36-36

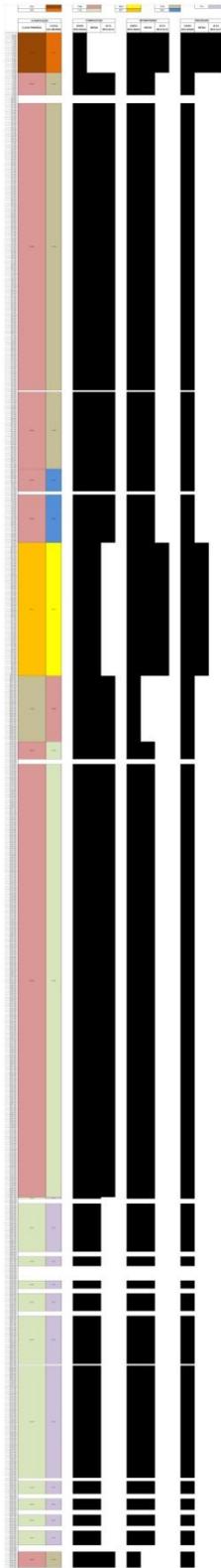


Furo STCR - DD - 42-38

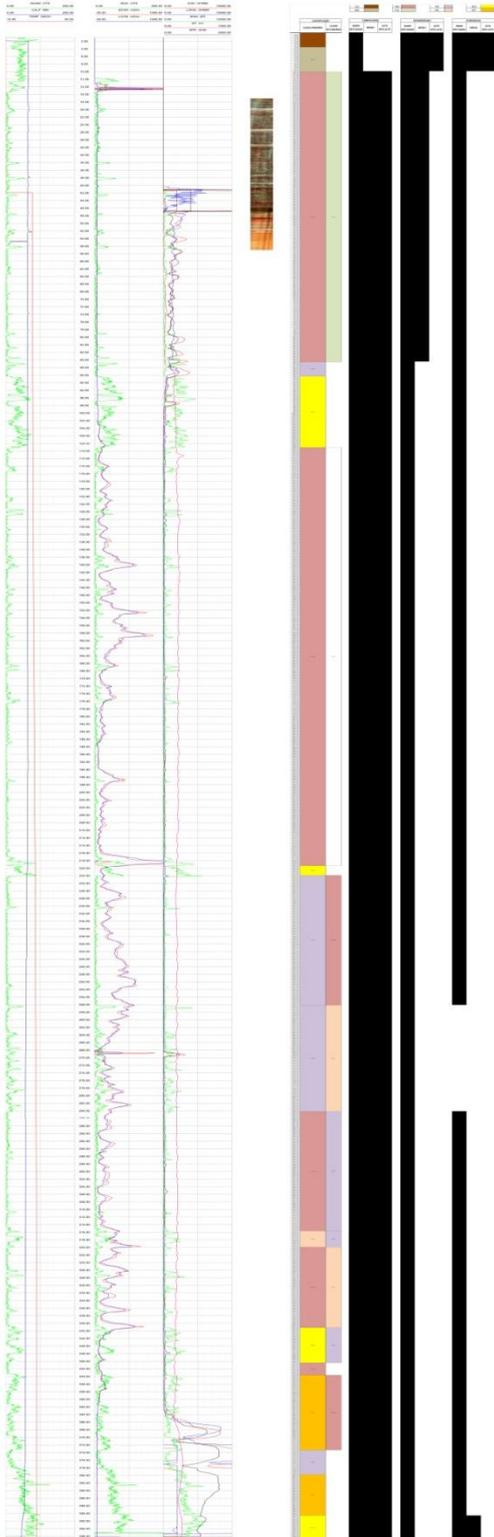


Summary of Correlation

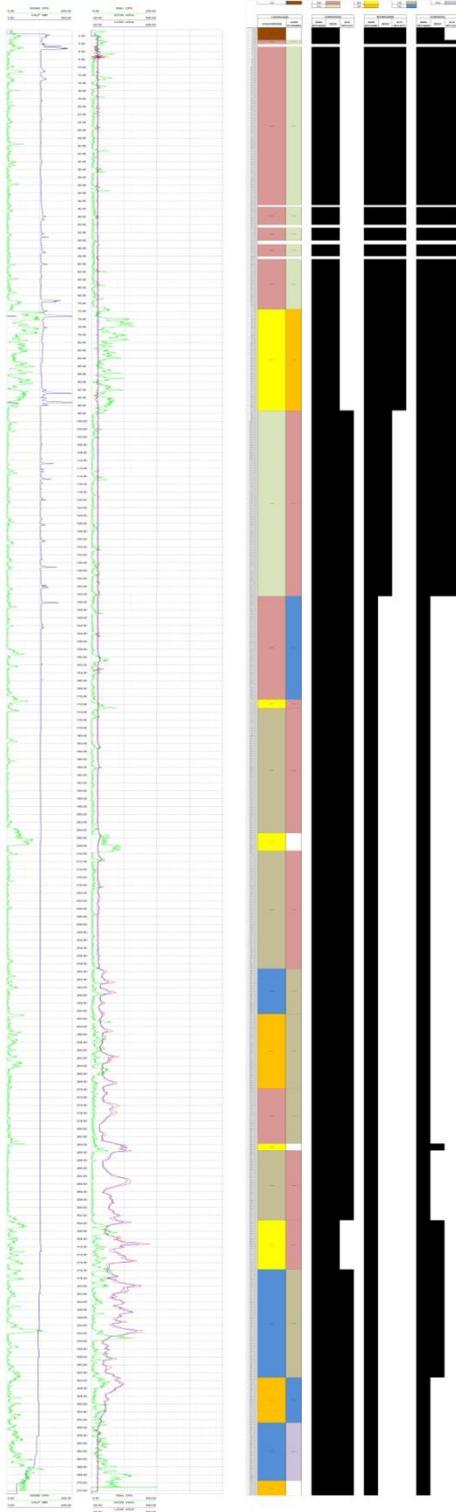
Depth (m)	GR (API)	DB (g/cm ³)	NPHI (ppm)	SL (ms)
1700	~120	~2.3	~-0.15	~180
1800	~110	~2.4	~-0.18	~190
1900	~100	~2.5	~-0.20	~200
2000	~90	~2.6	~-0.22	~210



Furo STCR - DD - 44-28



Furo STCR - DD - 44-32



8 Anexos

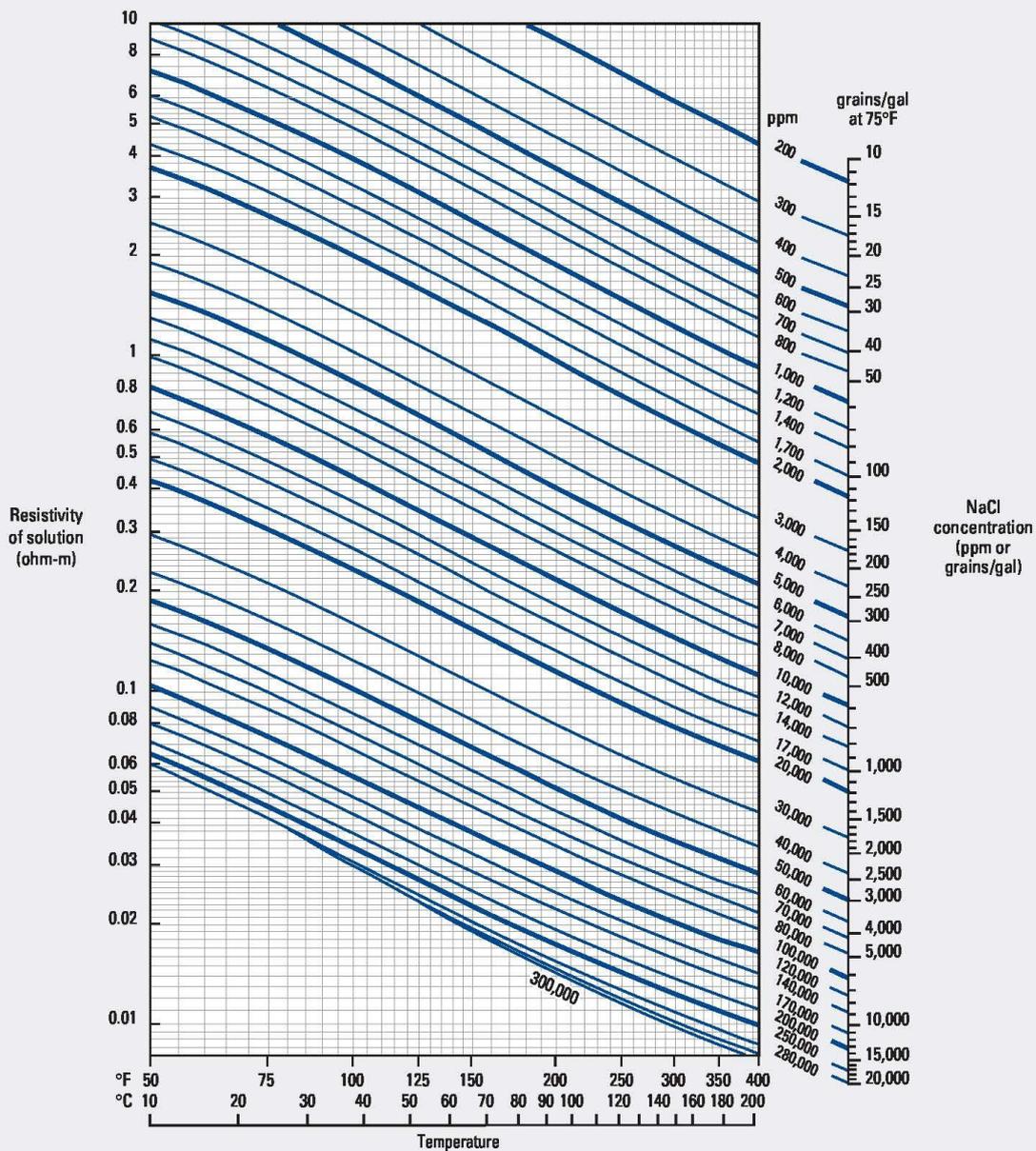
Anexo B Ábaco Schlumberger para verificação da resistividade de NaCl em solução aquosa.

Resistivity of NaCl Water Solutions

Gen-6
(former Gen-9)

Gen

Conversion approximated by $R_2 = R_1 [(T_1 + 6.77)/(T_2 + 6.77)]^{1.04}$ or $R_2 = R_1 [(T_1 + 21.5)/(T_2 + 21.5)]^{1.04}$



© Schlumberger

8 Anexos

Anexo C Tabela contendo os resultados dos ensaios de porosidade.

Core Lab Instruments (www.coreinst.com)

You can import this report into Excel. Run Excel and open the file C:\WINPORE\DATA\ALEX-CORUMBA.HTM

Core Data Report			
File Name	C:\Winpore\Data\ALEX-CORUMBA.cor	Well	
Location		Latitude/Longitude	
Field		Formation	
Company		Country	
Lab		Client	
Operator	leandro	Current Time	10/20/2013 3:27:03 PM

NO.	Sample ID	Depth (m)	Dry Weight (gm)	Grain Volume (cc)	Grain Density (gm/cc)	Pore Volume (cc)	Porosity (%)	Hg Bulk Vol (cc)	Length (cm)	Diam. (cm)	Caliper Bulk Vol (cc)	Temp (C)	Dated	Comments
1	007H	205.50	150.14	38.1643	3.934	0.330	0.857	0.0	3.8963	3.5467	38.494	23	9/9/2013 4:23:50 PM	FFBC
2	003H	241.14	144.96	42.3216	3.425	0.932	2.155	0.0	4.3530	3.5569	43.254	23	9/9/2013 4:30:35 PM	BFG
3	003V	241.14	143.92	48.6037	2.961	0.251	0.514	0.0	4.922	3.555	48.855	23	9/9/2013 4:34:28 PM	BFG
4	060V	264.50	175.87	61.1144	2.878	1.014	1.632	0.0	5.479	3.7997	62.128	23	9/9/2013 4:39:40 PM	BFG
5	001V	261.00	158.2	53.4594	2.959	1.410	2.570	0.0	4.79	3.819	54.869	23	9/9/2013 4:43:52 PM	BFF
6	006V	220.00	158.06	54.8036	2.884	0.211	0.384	0.0	4.8717	3.7919	55.015	23	9/9/2013 4:47:29 PM	BFG
7	022V	89.90	111.93	35.6355	3.141	8.283	18.860	0.0	3.8847	3.794	43.918	23	9/9/2013 4:55:57 PM	BFG ALTERADA (VESICULAR)
8	002V	267.70	246.94	56.618	4.362	2.008	3.425	0.0	5.1903	3.7923	58.626	23	9/9/2013 5:00:45 PM	FFBC
9	009V	263.50	185.79	59.4306	3.126	0.034	0.057	0.0	5.2627	3.7930	59.465	23	9/9/2013 5:14:55 PM	BFF
10	038V	278.35	193.23	58.5109	3.302	0.295	0.502	0.0	5.2217	3.7867	58.806	23	9/9/2013 5:19:04 PM	BFF
11	053V	323.95	157.76	49.0046	3.219	0.317	0.643	0.0	5.0577	3.5237	49.322	23	9/9/2013 5:22:40 PM	BFF
12	019V	291.45	134.17	50.0138	2.683	0.404	0.801	0.0	4.5533	3.7548	50.418	23	9/9/2013 5:26:26 PM	BFG
13	008V	282.30	177.48	50.1319	3.54	0.396	0.784	0.0	5.1037	3.5504	50.528	23	9/9/2013 5:30:08 PM	BFG
14	013V	330.05	150.13	43.3993	3.459	0.293	0.671	0.0	4.3947	3.5579	43.692	23	9/9/2013 5:35:08 PM	BFF
15	037V	288.90	187.64	44.2494	4.241	0.798	1.771	0.0	4.5867	3.5362	45.047	23	9/9/2013 5:38:52 PM	FFC
16	020V	294.40	108.74	40.9334	2.657	0.350	0.848	0.0	4.2623	3.5117	41.283	23	9/9/2013 5:48:32 PM	BFF
17	056V	241.50	166.65	34.6258	4.813	0.112	0.322	0.0	3.5023	3.5537	34.738	23	9/13/2013 11:39:25 AM	FFM

file:///D:/ALEX%20DIMAS/ARQUIVOS%20MESTRADO/DISSERTAÇÃO/Dados... 30/07/2014

18	013H	330.10	156.94	47.3656	3.313	0.273	0.573	0.0	4.7150	3.5867	47.639	23	9/13/2013 11:43:44 AM	BFF
19	059V	265.65	112.07	33.3367	3.362	0.129	0.385	0.0	3.3623	3.5599	33.466	23	9/13/2013 11:50:45 AM	BFF (FINA A MEDIA)
20	035V	314.90	72.13	25.3588	2.844	0.663	2.548	0.0	2.6943	3.5067	26.022	23	9/13/2013 2:10:19 PM	BFF
21	017V	282.70	91.20	32.7265	2.787	0.258	0.782	0.0	3.0127	3.7336	32.984	23	9/13/2013 2:14:21 PM	BFG
22	050V	169.05	116.20	32.1687	3.612	13.801	30.022	0.0	4.0707	3.7919	45.97	23	9/13/2013 2:20:36 PM	BFG (VESICULAR E ALTERADA)
23	015V	277.65	101.39	26.2777	3.858	0.259	0.976	0.0	2.6340	3.5816	26.537	23	9/13/2013 2:40:15 PM	BFF
24	054V	311.90	106.63	34.5449	3.087	2.103	5.738	0.0	3.5833	3.6086	36.648	23	9/17/2013 10:11:42 AM	BFG
25	010V	263.90	116.97	35.0789	3.334	0.188	0.533	0.0	3.4997	3.5820	35.267	23	9/17/2013 10:25:08 AM	FFBC
26	057V	250.20	137.95	36.7471	3.754	2.369	6.056	0.0	3.9803	3.5373	39.116	23	9/17/2013 10:30:15 AM	BRECHA HIDROTERMAL
27	057H	250.20	194.99	31.2419	6.241	1.408	4.312	0.0	3.2483	3.5774	32.65	23	9/17/2013 10:47:13 AM	BRECHA HIDROTERMAL
28	025V	115.80	125.06	36.3313	3.442	7.074	16.298	0.0	4.2960	3.5867	43.405	23	9/19/2013 9:43:52 AM	FMN (formacao ferrifera manganesifera)
29	026V	114.30	169.94	43.4202	3.914	1.623	3.603	0.0	4.4583	3.5866	45.043	23	9/19/2013 9:50:42 AM	FFM (vugular e fraturada)
30	039V	279.30	124.20	34.8609	3.563	1.764	4.816	0.0	3.5970	3.6006	36.625	23	9/19/2013 9:56:03 AM	FFP (vugos e nodulos)
31	057V	250.20	126.65	33.1529	3.82	2.250	6.355	0.0	3.5627	3.5570	35.403	23	9/19/2013 10:02:13 AM	BRECHA HIDROTERMAL
32	057H	250.20	103.55	30.488	3.396	1.287	4.050	0.0	3.1627	3.5766	31.775	23	9/19/2013 10:14:48 AM	BRECHA HIDROTERMAL (maior volume de hematita - presenca de pequenas fraturas)
33	029V	157.75	175.69	47.8146	3.674	0.800	1.646	0.0	5.0403	3.5044	48.615	0.0	10/20/2013 1:36:16 PM	FFB
34	004V	293.00	136.66	35.1096	3.892	0.708	1.977	0.0	3.6790	3.5208	35.818	0.0	10/20/2013 1:41:23 PM	FFB
35	014V	332.00	152.43	35.8898	4.247	0.333	0.919	0.0	3.9060	3.4362	36.223	0.0	10/20/2013 1:45:39 PM	FFBN
36	016V	279.30	186.05	44.2724	4.202	0.763	1.694	0.0	4.6307	3.5189	45.035	0.0	10/20/2013 1:51:08 PM	FFM
37	021V	86.45	109.78	26.4713	4.147	1.081	3.923	0.0	2.8333	3.5187	27.552	0.0	10/20/2013 1:57:00 PM	FFN
38	011V	309.15	125.40	31.4896	3.982	0.048	0.152	0.0	3.2293	3.5263	31.538	0.0	10/20/2013 2:01:58 PM	FFN

39	028V	150.80	0.0	38.1708	0.0	0.282	0.733	0.0	3.9373	3.5263	38.453	0.0	10/20/2013 2:14:43 PM	FFBN
40	027V	144.25	117.93	33.5166	3.519	2.063	5.798	0.0	3.6737	3.5116	35.58	0.0	10/20/2013 2:19:58 PM	FFN
41	012V	328.00	192.75	47.1206	4.091	0.237	0.500	0.0	4.8857	3.5131	47.358	0.0	10/20/2013 2:24:14 PM	FFN
42	023V	97.40	126.44	38.2017	3.31	1.805	4.512	0.0	4.0017	3.5678	40.007	0.0	10/20/2013 2:38:10 PM	FFN
43	051V	320.95	184.76	46.7582	3.951	0.246	0.523	0.0	4.7957	3.5326	47.004	0.0	10/20/2013 2:42:20 PM	FFBN
44	032V	211.65	140.97	37.3825	3.771	0.205	0.545	0.0	3.9870	3.4646	37.587	0.0	10/20/2013 2:46:41 PM	FFB
45	048V	178.95	112.55	28.304	3.976	0.272	0.952	0.0	2.7937	3.6088	28.576	0.0	10/20/2013 2:51:57 PM	FFN
46	058V	267.20	126.35	32.2177	3.922	0.516	1.576	0.0	3.3170	3.5447	32.734	0.0	10/20/2013 2:55:23 PM	FFBN
47	034V	304.75	133.16	33.9952	3.917	0.311	0.907	0.0	3.6070	3.4799	34.306	0.0	10/20/2013 2:59:31 PM	BFG
48	031V	215.00	200.53	47.7702	4.198	0.067	0.140	0.0	4.9743	3.4992	47.837	0.0	10/20/2013 3:23:22 PM	FFN

8 Anexos

Anexo D Tabela contendo os resultados dos ensaios de permeabilidade.

Core Lab Instruments (www.coreinst.com)

You can import this report into Excel. Run Excel and open the file C:\WINPERM\DATA\ALEX_CORUMBA.HTM

Core Data Report			
File Name	C:\Winperm\Data\ALEX_CORUMBA.cor	Well	
Location		Latitude/Longitude	
Field		Formation	
Company		Country	
Lab		Client	
Operator	Alex	Current Time	10/20/2013 7:02:22 PM

NO.	Sample ID	Depth (m)	Length (cm)	Diam. (cm)	Temp (C)	Baro Pres (PSI)	Conf Pres	Diff Pres (psid)	Upstr Pres (psig)	P1 (psia)	P2 (psia)	Flow Rate (cc/sec)	Kair (md)	Pmean (psia)	Kinf (md)	b (psi)	Beta	Comments
1	007H	205.5	3.8963	3.5467	23	14.7	2000	57.73	58.82	73.52	15.80	0.000	0.0001	44.660	0.0	0.0	0.0	#
2	003H	241.14	4.3530	3.5569	23	14.7	2000	56.43	57.55	72.25	15.82	0.000	0.0001	44.034	0.0	0.0	0.0	#
3	003V	241.14	4.922	3.555	23	14.7	2000	56.04	57.17	71.87	15.83	0.000	0.0002	43.848	0.0	0.0	0.0	#
4	060V	264.50	5.479	3.7997	23	14.7	2000	56.94	58.03	72.73	15.79	0.000	0.0001	44.258	0.0	0.0	0.0	#
5	001V	261.00	4.79	3.819	23	14.7	2000	57.31	57.31	72.01	14.70	0.000	0.0001	43.352	0.0	0.0	0.0	#
6	006V	220.00	4.8717	3.7919	23	14.7	2000	57.38	57.66	72.36	14.99	0.000	0.0001	43.675	0.0	0.0	0.0	#
7	022V	89.90	3.8847	3.794	23	14.7	2000	57.36	57.39	72.09	14.72	0.001	0.0015	43.406	0.0	0.0	0.0	#
8	002V	267.70	5.1903	3.7923	23	14.7	2000	57.44	57.58	72.28	14.84	0.000	0.0001	43.562	0.0	0.0	0.0	#
9	009V	263.50	5.2627	3.7930	23	14.7	2000	57.75	57.93	72.63	14.88	0.000	0.0001	43.753	0.0	0.0	0.0	#
10	038V	278.35	5.2217	3.7867	23	14.7	2000	57.47	57.73	72.43	14.96	0.000	0.0001	43.694	0.0	0.0	0.0	#
11	053V	323.95	5.0577	3.5237	23	14.7	2000	57.53	57.86	72.56	15.03	0.000	0.0002	43.790	0.0	0.0	0.0	#
12	019V	291.45	4.5533	3.7548	23	14.7	2000	57.11	57.63	72.33	15.22	0.000	0.0001	43.773	0.0	0.0	0.0	#
13	008V	282.30	5.1037	3.5504	23	14.7	2000	56.32	57.37	72.07	15.76	0.000	0.0002	43.915	0.0	0.0	0.0	#
14	013V	330.05	4.3947	3.5579	23	14.7	2000	56.65	57.76	72.46	15.81	0.000	0.0001	44.132	0.0	0.0	0.0	#
15	037V	288.90	4.5867	3.5362	23	14.7	2000	56.87	57.92	72.62	15.75	0.000	0.0001	44.181	0.0	0.0	0.0	#
16	020V	294.40	4.2623	3.5117	23	14.7	2000	56.32	57.44	72.14	15.82	0.000	0.0001	43.977	0.0	0.0	0.0	#
17	056V	241.50	3.5023	3.5537	23	14.7	2000	57.40	57.38	72.08	14.68	0.000	0.0000	43.381	0.0	0.0	0.0	###
18	013H	330.10	4.7150	3.5867	23	14.7	2000	57.47	57.43	72.13	14.66	0.000	0.0000	43.397	0.0	0.0	0.0	#
19	059V	265.65	3.3623	3.5599	23	14.7	2000	57.71	57.68	72.38	14.67	0.000	0.0000	43.524	0.0	0.0	0.0	###
20	035V	314.90	2.6943	3.5067	23	14.7	2000	57.45	57.37	72.07	14.62	0.000	0.0000	43.345	0.0	0.0	0.0	####
21	017V	282.70	3.0127	3.7336	23	14.7	2000	57.27	57.19	71.89	14.62	0.000	0.0000	43.257	0.0	0.0	0.0	####
22	050V	169.05	4.0707	3.7919	23	14.7	2000	57.94	57.86	72.56	14.62	0.134	0.216	43.588	0.0	0.0	0.0	####
23	015V	277.65	2.6340	3.5816	23	14.7	2000	57.86	57.79	72.49	14.63	0.000	0.0000	43.563	0.0	0.0	0.0	####
24	054V	311.90	3.5833	3.6086	23	14.7	2000	57.18	57.15	71.85	14.67	0.001	0.0020	43.261	0.0	0.0	0.0	#BFG
25	010V	263.90	3.4997	3.5820	23	14.7	2000	57.80	57.75	72.45	14.65	0.000	0.0001	43.552	0.0	0.0	0.0	#FFBC
26	057V	250.20	3.9803	3.5373	23	14.7	2000	57.27	57.28	71.98	14.71	1.064	1.95	43.345	0.0	0.0	0.0	#BRECHA HIDROTERMAL
27	057H	250.20	3.2483	3.5774	23	14.7	2000	57.26	57.16	71.86	14.60	0.047	0.0705	43.231	0.0	0.0	0.0	#BRECHA HIDROTERMAL
28	025V	115.80	4.2960	3.5867	23	14.7	2000	56.96	58.17	72.87	15.91	55.059	106.4	44.386	0.0	0.0	0.0	#
29	026V	114.30	4.4583	3.5866	23	14.7	2000	57.79	57.82	72.52	14.74	0.000	0.0000	43.630	0.0	0.0	0.0	#
30	039V	279.30	3.5970	3.6006	23	14.7	2000	58.21	58.26	72.96	14.75	0.018	0.0243	43.859	0.0	0.0	0.0	#
31	057V	250.20	3.5627	3.5570	23	14.7	2000	57.88	57.94	72.64	14.77	0.916	1.47	43.703	0.0	0.0	0.0	#
32	057h	250.20	3.1627	3.5766	23	14.7	2000	57.06	57.09	71.79	14.73	0.026	0.0362	43.258	0.0	0.0	0.0	#
33	029V	157.75	5.0403	3.5044	23	14.7	2000	59.18	57.30	72.00	12.82	0.000	0.0000	42.407	0.0	0.0	0.0	#
34	004V	293.00	3.6790	3.5208	23	14.7	2000	59.47	57.57	72.27	12.80	0.000	0.0000	42.534	0.0	0.0	0.0	#
35	014V	332.00	3.9060	3.4362	23	14.7	2000	60.04	58.12	72.82	12.79	0.000	0.0000	42.805	0.0	0.0	0.0	#
36	016V	279.30	4.6307	3.5189	23	14.7	2000	59.77	57.83	72.53	12.76	0.000	0.0000	42.648	0.0	0.0	0.0	#
37	021V	86.45	2.8333	3.5187	23	14.7	2000	59.77	57.84	72.54	12.78	0.000	0.0000	42.659	0.0	0.0	0.0	#
38	011V	309.15	3.2293	3.5263	23	14.7	2000	59.60	57.71	72.41	12.81	0.000	0.0000	42.608	0.0	0.0	0.0	#
39	028V	150.80	3.9373	3.5184	23	14.7	2000	60.34	58.37	73.07	12.73	0.000	0.0000	42.899	0.0	0.0	0.0	#
40	027V	144.25	3.7637	3.5116	23	14.7	2000	59.68	57.77	72.47	12.78	0.000	0.0000	42.623	0.0	0.0	0.0	#
41	012V	328.00	4.8857	3.5131	23	14.7	2000	59.45	57.52	72.22	12.78	0.000	0.0000	42.501	0.0	0.0	0.0	#
42	031V	215.00	4.9743	3.4992	23	14.7	2000	59.64	57.69	72.39	12.75	0.000	0.0000	42.570	0.0	0.0	0.0	#
43	023V	97.40	4.0017	3.5678	23	14.7	2000	59.93	58.01	72.71	12.78	0.000	0.0000	42.746	0.0	0.0	0.0	#
44	051V	320.95	4.7957	3.5326	23	14.7	2000	59.77	57.84	72.54	12.77	0.000	0.0000	42.652	0.0	0.0	0.0	#

45	032V	211.65	3.9870	3.4646	23	14.7	2000	59.18	57.25	71.95	12.77	0.000	0.0000	42.358	0.0	0.0	0.0	#
46	048V	178.95	2.7937	3.6088	23	14.7	2000	60.33	58.38	73.08	12.76	0.000	0.0000	42.920	0.0	0.0	0.0	#
47	058V	267.20	3.3170	3.5447	23	14.7	2000	59.54	57.63	72.33	12.78	0.000	0.0000	42.555	0.0	0.0	0.0	#
48	034V	304.75	3.6070	3.4799	23	14.7	2000	60.13	58.20	72.90	12.76	0.000	0.0000	42.829	0.0	0.0	0.0	#

8 Anexos

Anexo E Tabela contendo os resultados dos ensaios de tempo de trânsito da onda acústica.

Ultrasonic Velocity Measurement Report

Sample and Experiment Information for File Alex_001V			
Well:	STCR_DD_2024	Organization:	
Depth:	261.0 m	Transducer:	Vel_B
Formation:	BFF	Rock type:	
Dry bulk density:	2.883 gm/cm ³	Porosity:	2.6%
Sat. bulk density:		Pore fluids:	
Diameter:	38.19 mm	Entered Length:	47.90 mm

Comments:

Expt name: Alex_001V
 Expt date: Sun Sep 15 11:42:25 2013
 Print date: Fri Sep 20 11:49:07 2013
 A2D File:

Observed Velocities and Moduli for File Alex_001V									
Event	Conf	Pore	Diff	Temp	V_p	$V_s^{(1)}$	$V_s^{(2)}$	Young's	Poisson's
								Modulus	Ratio
		MPa	MPa	kN	°C	m/s	m/s	m/s	GPa
0	30.0	0.1	—	149.9	5813	3691	3742	91.94	0.154
1	25.2	0.1	—	149.9	5777	3681	3734	91.14	0.150
2	20.1	0.1	—	149.9	5751	3672	3713	90.36	0.149
3	15.2	0.1	—	149.9	5717	3658	3702	89.51	0.146
4	10.0	0.1	—	149.9	5673	3644	3689	88.47	0.141
5	5.0	0.1	—	149.9	5619	3616	3670	87.05	0.137

Sample Lengths for File Alex_001V	
Event	Sample Length
mm	
0	47.90
1	47.90
2	47.90
3	47.90
4	47.90
5	47.90

Ultrasonic Velocity Measurement Report

Sample and Experiment Information for File Alex_002V			
Well:	STCR_DD_2024	Organization:	
Depth:	267.7 m	Transducer:	Vel_B
Formation:	FFBC	Rock type:	
Dry bulk density:	4.212 gm/cm ³	Porosity:	3.4%
Sat. bulk density:		Pore fluids:	
Diameter:	37.92 mm	Entered Length:	51.90 mm

Comments:

Expt name: Alex_002V
 Expt date: Sun Sep 15 14:53:36 2013
 Print date: Fri Sep 20 11:55:08 2013
 A2D File:

Observed Velocities and Moduli for File Alex_002V									
Event	Conf	Pore	Diff	Temp	V_p	$V_s^{(1)}$	$V_s^{(2)}$	Young's	Poisson's
								Modulus	Ratio
		MPa	MPa	kN	°C	m/s	m/s	m/s	GPa
0	30.0	0.1	—	149.9	6886	3133	3123	112.92	0.370
1	25.0	0.1	—	149.9	6870	3126	3116	112.42	0.370
2	20.0	0.1	—	149.9	6863	3121	3100	111.72	0.371
3	15.0	0.1	—	149.9	6855	3108	3093	111.06	0.371
4	10.1	0.1	—	149.9	6847	3093	3083	110.24	0.372
5	5.0	0.1	—	149.9	6840	3082	3070	109.46	0.373

Sample Lengths for File Alex_002V	
Event	Sample Length
mm	
0	51.90
1	51.90
2	51.90
3	51.90
4	51.90
5	51.90

Ultrasonic Velocity Measurement Report

Sample and Experiment Information for File Alex_003H			
Well:	STCR_DD_2024	Organization:	
Depth:	241.1 m	Transducer:	Vel_B
Formation:	BFG	Rock type:	
Dry bulk density:	3.351 gm/cm ³	Porosity:	2.2%
Sat. bulk density:		Pore fluids:	
Diameter:	35.57 mm	Entered Length:	43.53 mm

Comments:

Expt name: Alex_003H
 Expt date: Sat Sep 14 15:41:56 2013
 Print date: Fri Sep 20 12:11:24 2013
 A2D File:

Observed Velocities and Moduli for File Alex_003H									
Event	Conf	Pore	Diff	Temp	V_p	$V_s^{(1)}$	$V_s^{(2)}$	Young's	Poisson's
								Modulus	Ratio
		MPa	MPa	kN	°C	m/s	m/s	m/s	GPa
0	30.0	0.1	—	149.9	5312	3420	2862	81.42	0.231
1	25.0	0.1	—	149.9	5300	3414	2855	81.07	0.231
2	20.0	0.1	—	149.9	5282	3408	2837	80.47	0.231
3	10.1	0.1	—	149.9	5255	3389	2828	79.72	0.231
4	5.2	0.1	—	149.9	5229	3366	2799	78.57	0.234
5	30.0	0.1	—	149.9	5314	3420	2862	81.44	0.232

Sample Lengths for File Alex_003H	
Event	Sample Length
mm	
0	43.53
1	43.53
2	43.53
3	43.53
4	43.53
5	43.53

Ultrasonic Velocity Measurement Report

Sample and Experiment Information for File Alex_003V			
Well:	STCR_DD_2024	Organization:	
Depth:	241.1 m	Transducer:	Vel_B
Formation:	BFG	Rock type:	
Dry bulk density:	2.946 gm/cm ³	Porosity:	0.5%
Sat. bulk density:		Pore fluids:	
Diameter:	35.55 mm	Entered Length:	49.22 mm

Comments:

Expt name: Alex_003V
 Expt date: Sat Sep 14 17:24:39 2013
 Print date: Fri Sep 20 12:21:56 2013
 A2D File:

Observed Velocities and Moduli for File Alex_003V									
Event	Conf	Pore	Diff	Temp	V_p	$V_s^{(1)}$	$V_s^{(2)}$	Young's	Poisson's
								Modulus	Ratio
		MPa	MPa	kN	°C	m/s	m/s	m/s	GPa
0	30.0	0.1	—	149.9	5922	3535	3474	89.04	0.231
1	25.0	0.1	—	149.9	5898	3530	3469	88.63	0.228
2	20.0	0.1	—	149.9	5875	3522	3461	88.13	0.227
3	15.1	0.1	—	149.9	5846	3516	3449	87.53	0.225
4	10.1	0.1	—	149.9	5824	3503	3436	86.88	0.225
5	5.1	0.1	—	149.9	5805	3490	3418	86.17	0.226

Sample Lengths for File Alex_003V	
Event	Sample Length
mm	
0	49.22
1	49.22
2	49.22
3	49.22
4	49.22
5	49.22

Ultrasonic Velocity Measurement Report

Sample and Experiment Information for File Alex_004V			
Well:	STCR-DD-4428	Organization:	
Depth:	293.0 m	Transducer:	Vel_B
Formation:		Rock type:	FFB
Dry bulk density:	3.815 gm/cm ³	Porosity:	2.0%
Sat. bulk density:		Pore fluids:	DRY
Diameter:	36.79 mm	Entered Length:	35.21 mm

Comments: FFB
 Expt name: Alex_004V
 Expt date: Sun Oct 20 19:25:19 2013
 Print date: Sun Oct 20 19:53:49 2013
 A2D File:

Observed Velocities and Moduli for File Alex_004V									
Event	Conf	Pore	Diff	Temp	V_p	$V_s^{(1)}$	$V_s^{(2)}$	Young's	Poisson's
								Modulus	Ratio
		MPa	MPa	kN	°C	m/s	m/s	m/s	GPa
0	30.0	0.1	—	24.2	5545	3477	3378	106.75	0.191
1	25.0	0.1	—	24.1	5524	3471	3372	106.19	0.189
2	20.0	0.1	—	24.1	5502	3462	3364	105.53	0.187
3	15.0	0.1	—	24.6	5465	3454	3354	104.61	0.183
4	10.0	0.1	—	24.5	5407	3426	3336	102.84	0.179
5	5.0	0.1	—	24.6	5255	3387	3301	98.96	0.160

Sample Lengths for File Alex_004V	
Event	Sample Length
mm	
0	35.21
1	35.21
2	35.21
3	35.21
4	35.21
5	35.21

Ultrasonic Velocity Measurement Report

Sample and Experiment Information for File Alex_006V			
Well:	STCR_DD_4428	Organization:	
Depth:	220.0 m	Transducer:	Vel_B
Formation:	BFG	Rock type:	
Dry bulk density:	2.873 gm/cm ³	Porosity:	0.4%
Sat. bulk density:		Pore fluids:	
Diameter:	37.92 mm	Entered Length:	48.72 mm

Comments:

Expt name: Alex_006V
 Expt date: Sun Sep 15 12:41:09 2013
 Print date: Sun Sep 15 13:22:44 2013
 A2D File:

Observed Velocities and Moduli for File Alex_006V									
Event	Conf	Pore	Diff	Temp	V_p	$V_s^{(1)}$	$V_s^{(2)}$	Young's	Poisson's
								Modulus	Ratio
		MPa	MPa	kN	°C	m/s	m/s	m/s	GPa
0	29.9	0.1	—	149.9	5832	3788	3778	93.48	0.137
1	25.0	0.1	—	149.9	5815	3783	3774	93.08	0.135
2	20.2	0.1	—	149.9	5802	3778	3771	92.76	0.133
3	15.0	0.1	—	149.9	5794	3773	3767	92.52	0.133
4	10.1	0.1	—	149.9	5777	3768	3760	92.09	0.131
5	5.1	0.1	—	149.9	5768	3763	3757	91.84	0.131

Sample Lengths for File Alex_006V	
Event	Sample Length
mm	
0	48.72
1	48.72
2	48.72
3	48.72
4	48.72
5	48.72

Ultrasonic Velocity Measurement Report

Sample and Experiment Information for File Alex_007H			
Well:	STCR_DD_4428	Organization:	
Depth:	205.5 m	Transducer:	Vel_B
Formation:	FFBC	Rock type:	
Dry bulk density:	3.900 gm/cm ³	Porosity:	0.9%
Sat. bulk density:		Pore fluids:	
Diameter:	35.47 mm	Entered Length:	38.96 mm

Comments:

Expt name: Alex_007H
 Expt date: Sat Sep 14 14:42:28 2013
 Print date: Fri Sep 20 12:38:55 2013
 A2D File:

Observed Velocities and Moduli for File Alex_007H									
Event	Conf	Pore	Diff	Temp	V_p	$V_s^{(1)}$	$V_s^{(2)}$	Young's	Poisson's
								Modulus	Ratio
		MPa	MPa	kN	°C	m/s	m/s	m/s	GPa
0	30.0	0.1	—	149.9	6505	3907	3792	142.25	0.231
1	25.0	0.1	—	149.9	6476	3901	3778	141.33	0.229
2	20.0	0.1	—	149.9	6451	3890	3764	140.35	0.228
3	15.2	0.1	—	149.9	6424	3883	3751	139.47	0.227
4	10.4	0.1	—	149.9	6411	3878	3739	138.87	0.227
5	5.1	0.1	—	149.9	6370	3870	3725	137.73	0.224

Sample Lengths for File Alex_007H	
Event	Sample Length
mm	
0	38.96
1	38.96
2	38.96
3	38.96
4	38.96
5	38.96

Ultrasonic Velocity Measurement Report

Sample and Experiment Information for File Alex_008V			
Well:	STCR_DD_4428	Organization:	
Depth:	282.3 m	Transducer:	Vel_B
Formation:	BFG	Rock type:	
Dry bulk density:	3.513 gm/cm ³	Porosity:	0.8%
Sat. bulk density:		Pore fluids:	
Diameter:	35.50 mm	Entered Length:	51.04 mm

Comments:

Expt name: Alex_008V
 Expt date: Mon Sep 16 10:15:45 2013
 Print date: Fri Sep 20 12:45:54 2013
 A2D File:

Observed Velocities and Moduli for File Alex_008V									
Event	Conf	Pore	Diff	Temp	V_p	$V_s^{(1)}$	$V_s^{(2)}$	Young's	Poisson's
								Modulus	Ratio
		MPa	MPa	kN	°C	m/s	m/s	m/s	GPa
0	30.0	0.1	—	149.9	5312	3335	3370	92.30	0.169
1	25.0	0.1	—	149.9	5296	3330	3363	91.86	0.168
2	20.0	0.1	—	149.9	5281	3324	3357	91.44	0.166
3	15.0	0.1	—	149.9	5274	3318	3351	91.16	0.167
4	10.0	0.1	—	149.9	5261	3312	3344	90.76	0.166
5	5.1	0.1	—	149.9	5239	3307	3337	90.22	0.164

Sample Lengths for File Alex_008V	
Event	Sample Length
mm	
0	51.04
1	51.04
2	51.04
3	51.04
4	51.04
5	51.04

Ultrasonic Velocity Measurement Report

Sample and Experiment Information for File Alex_009V			
Well:	STCR_DD_4428	Organization:	
Depth:	263.5 m	Transducer:	Vel_B
Formation:	BFF	Rock type:	
Dry bulk density:	3.124 gm/cm ³	Porosity:	0.1%
Sat. bulk density:		Pore fluids:	
Diameter:	37.93 mm	Entered Length:	52.63 mm

Comments:

Expt name: Alex_009V
 Expt date: Sun Sep 15 16:01:45 2013
 Print date: Sun Sep 15 16:35:11 2013
 A2D File:

Observed Velocities and Moduli for File Alex_009V									
Event	Conf	Pore	Diff	Temp	V_p	$V_s^{(1)}$	$V_s^{(2)}$	Young's	Poisson's
								Modulus	Ratio
		MPa	MPa	kN	°C	m/s	m/s	m/s	GPa
0	29.9	0.1	—	149.9	5500	3312	2935	76.94	0.262
1	24.9	0.1	—	149.9	5486	3307	2929	76.63	0.261
2	20.0	0.1	—	149.9	5481	3298	2925	76.36	0.262
3	15.0	0.1	—	149.9	5457	3289	2919	75.91	0.261
4	10.0	0.1	—	149.9	5439	3280	2916	75.56	0.260
5	5.0	0.1	—	149.9	5406	3274	2927	75.38	0.255

Sample Lengths for File Alex_009V	
Event	Sample Length
mm	
0	52.63
1	52.63
2	52.63
3	52.63
4	52.63
5	52.63

Ultrasonic Velocity Measurement Report

Sample and Experiment Information for File Alex_010V			
Well:	STCR_DD_4428	Organization:	
Depth:	263.9 m	Transducer:	Vel_B
Formation:	FFBC	Rock type:	
Dry bulk density:	3.317 gm/cm ³	Porosity:	0.5%
Sat. bulk density:		Pore fluids:	
Diameter:	35.82 mm	Entered Length:	35.00 mm

Comments:

Expt name: Alex_010V
 Expt date: Tue Sep 17 20:17:09 2013
 Print date: Fri Sep 20 12:52:56 2013
 A2D File:

Observed Velocities and Moduli for File Alex_010V									
Event	Conf	Pore	Diff	Temp	V_p	$V_s^{(1)}$	$V_s^{(2)}$	Young's	Poisson's
								Modulus	Ratio
		MPa	MPa	kN	°C	m/s	m/s	m/s	GPa
0	30.0	0.1	—	149.9	5142	2666	2288	54.90	0.349
1	25.0	0.1	—	149.9	5133	2639	2286	54.32	0.351
2	20.0	0.1	—	149.9	5123	2617	2285	53.86	0.352
3	15.0	0.1	—	149.9	5114	2598	2285	53.48	0.352
4	10.0	0.1	—	149.9	5109	2586	2282	53.18	0.353
5	5.0	0.1	—	149.9	5100	2579	2281	53.00	0.353

Sample Lengths for File Alex_010V	
Event	Sample Length
mm	
0	35.00
1	35.00
2	35.00
3	35.00
4	35.00
5	35.00

Ultrasonic Velocity Measurement Report

Sample and Experiment Information for File Alex_011V			
Well:	STCR-DD-4428	Organization:	
Depth:	309.1 m	Transducer:	Vel_B
Formation:		Rock type:	FFN
Dry bulk density:	3.976 gm/cm ³	Porosity:	0.2%
Sat. bulk density:		Pore fluids:	DRY
Diameter:	35.26 mm	Entered Length:	32.29 mm

Comments: FFN
 Expt name: Alex_011V
 Expt date: Mon Oct 21 12:42:59 2013
 Print date: Mon Oct 21 13:36:00 2013
 A2D File:

Observed Velocities and Moduli for File Alex_011V									
Event	Conf	Pore	Diff	Temp	V_p	$V_s^{(1)}$	$V_s^{(2)}$	Young's	Poisson's
								Modulus	Ratio
		MPa	MPa	kN	°C	m/s	m/s	m/s	GPa
0	30.0	0.1	—	23.0	5490	3337	3304	106.23	0.212
1	25.0	0.1	—	23.0	5472	3326	3299	105.65	0.211
2	20.0	0.1	—	22.7	5443	3316	3288	104.81	0.209
3	15.0	0.1	—	22.7	5426	3309	3285	104.36	0.207
4	10.0	0.1	—	22.7	5381	3303	3277	103.42	0.202
5	5.0	0.1	—	22.8	5342	3292	3267	102.42	0.198
6	5.0	0.1	—	22.9	5336	3284	3258	102.01	0.199

Sample Lengths for File Alex_011V	
Event	Sample Length
mm	
0	32.29
1	32.29
2	32.29
3	32.29
4	32.29
5	32.29
6	32.29

Ultrasonic Velocity Measurement Report

Sample and Experiment Information for File Alex_012V			
Well:	STCR-DD-4428	Organization:	
Depth:	328.0 m	Transducer:	Vel_B
Formation:		Rock type:	FFN
Dry bulk density:	4.070 gm/cm ³	Porosity:	0.5%
Sat. bulk density:		Pore fluids:	DRY
Diameter:	35.13 mm	Entered Length:	48.86 mm

Comments: FFN
 Expt name: Alex_012
 Expt date: Mon Oct 21 15:40:25 2013
 Print date: Mon Oct 21 16:09:38 2013
 A2D File:

Observed Velocities and Moduli for File Alex_012V									
Event	Conf	Pore	Diff	Temp	V_p	$V_s^{(1)}$	$V_s^{(2)}$	Young's	Poisson's
								Modulus	Ratio
		MPa	MPa	kN	°C	m/s	m/s	m/s	GPa
0	30.0	0.1	—	23.2	6089	3648	3532	129.41	0.234
1	25.0	0.1	—	23.3	6084	3643	3527	129.10	0.234
2	20.0	0.1	—	23.0	6075	3638	3522	128.74	0.234
3	15.0	0.1	—	23.0	6056	3633	3516	128.21	0.233
4	10.0	0.1	—	23.1	6033	3628	3513	127.69	0.230
5	5.0	0.1	—	22.9	6014	3621	3500	126.94	0.230

Sample Lengths for File Alex_012V	
Event	Sample Length
mm	
0	48.86
1	48.86
2	48.86
3	48.86
4	48.86
5	48.86

Ultrasonic Velocity Measurement Report

Sample and Experiment Information for File Alex_013H			
Well:	STCR_DD_4428	Organization:	
Depth:	330.1 m	Transducer:	Vel_B
Formation:	BFF	Rock type:	
Dry bulk density:	3.294 gm/cm ³	Porosity:	0.6%
Sat. bulk density:		Pore fluids:	
Diameter:	35.87 mm	Entered Length:	47.15 mm

Comments:

Expt name: Alex_013H
 Expt date: Mon Sep 16 18:05:36 2013
 Print date: Mon Sep 16 18:21:47 2013
 A2D File:

Observed Velocities and Moduli for File Alex_013H									
Event	Conf	Pore	Diff	Temp	V_p	$V_s^{(1)}$	$V_s^{(2)}$	Young's	Poisson's
								Modulus	Ratio
		MPa	MPa	kN	°C	m/s	m/s	m/s	GPa
0	29.9	0.1	—	149.9	5495	3310	3245	86.62	0.224
1	25.0	0.1	—	149.9	5479	3301	3240	86.21	0.223
2	20.0	0.1	—	149.9	5455	3292	3229	85.60	0.222
3	15.0	0.1	—	149.9	5428	3278	3221	84.93	0.221
4	10.1	0.1	—	149.9	5397	3266	3215	84.28	0.218
5	5.0	0.1	—	149.9	5358	3252	3209	83.51	0.214

Sample Lengths for File Alex_013H	
Event	Sample Length
mm	
0	47.15
1	47.15
2	47.15
3	47.15
4	47.15
5	47.15

Ultrasonic Velocity Measurement Report

Sample and Experiment Information for File Alex_013V			
Well:	STCR_DD_4428	Organization:	
Depth:	330.1 m	Transducer:	Vel_B
Formation:	BFF	Rock type:	
Dry bulk density:	3.513 gm/cm ³	Porosity:	0.7%
Sat. bulk density:		Pore fluids:	
Diameter:	35.58 mm	Entered Length:	43.95 mm

Comments:

Expt name: Alex_013V
 Expt date: Mon Sep 16 11:01:05 2013
 Print date: Mon Sep 16 11:23:51 2013
 A2D File:

Observed Velocities and Moduli for File Alex_013V									
Event	Conf	Pore	Diff	Temp	V_p	$V_s^{(1)}$	$V_s^{(2)}$	Young's	Poisson's
								Modulus	Ratio
		MPa	MPa	kN	°C	m/s	m/s	m/s	GPa
0	29.9	0.1	—	149.9	5595	3389	3457	98.85	0.201
1	25.0	0.1	—	149.9	5582	3388	3449	98.51	0.200
2	20.0	0.1	—	149.9	5546	3386	3445	97.89	0.194
3	15.0	0.1	—	149.9	5511	3383	3430	97.08	0.191
4	10.0	0.1	—	149.9	5473	3380	3422	96.33	0.185
5	5.0	0.1	—	149.9	5426	3371	3409	95.25	0.180

Sample Lengths for File Alex_013V	
Event	Sample Length
mm	
0	43.95
1	43.95
2	43.95
3	43.95
4	43.95
5	43.95

Ultrasonic Velocity Measurement Report

Sample and Experiment Information for File Alex_014V			
Well:	STCR-DD-4428	Organization:	
Depth:	332.0 m	Transducer:	Vel_B
Formation:		Rock type:	FFBN
Dry bulk density:	4.208 gm/cm ³	Porosity:	0.9%
Sat. bulk density:		Pore fluids:	DRY
Diameter:	34.36 mm	Entered Length:	39.06 mm

Comments: FFB
 Expt name: Alex_014V
 Expt date: Sun Oct 20 20:06:37 2013
 Print date: Sun Oct 20 20:29:23 2013
 A2D File:

Observed Velocities and Moduli for File Alex_014V									
Event	Conf	Pore	Diff	Temp	V_p	$V_s^{(1)}$	$V_s^{(2)}$	Young's	Poisson's
								Modulus	Ratio
		MPa	MPa	kN	°C	m/s	m/s	m/s	GPa
0	30.0	0.1	—	24.9	6002	3478	3394	124.82	0.256
1	25.0	0.1	—	24.9	5990	3474	3385	124.34	0.256
2	20.0	0.1	—	24.8	5979	3468	3377	123.85	0.256
3	15.0	0.1	—	24.8	5962	3462	3365	123.19	0.256
4	10.0	0.1	—	24.8	5939	3451	3350	122.25	0.256
5	5.0	0.1	—	24.4	5905	3430	3332	120.85	0.256

Sample Lengths for File Alex_014V	
Event	Sample Length
mm	
0	39.06
1	39.06
2	39.06
3	39.06
4	39.06
5	39.06

Ultrasonic Velocity Measurement Report

Sample and Experiment Information for File Alex_015V			
Well:	STCR_DD_2024	Organization:	
Depth:	277.6 m	Transducer:	Vel_B
Formation:	BFF (arenito ferrifero fino)	Rock type:	
Dry bulk density:	3.821 gm/cm ³	Porosity:	1.0%
Sat. bulk density:		Pore fluids:	
Diameter:	35.82 mm	Entered Length:	26.34 mm

Comments:

Expt name: Alex_015V
 Expt date: Tue Sep 17 18:32:39 2013
 Print date: Fri Sep 20 12:58:42 2013
 A2D File:

Observed Velocities and Moduli for File Alex_015V									
Event	Conf	Pore	Diff	Temp	V_p	$V_s^{(1)}$	$V_s^{(2)}$	Young's	Poisson's
								Modulus	Ratio
		MPa	MPa	kN	°C	m/s	m/s	m/s	GPa
0	30.0	0.1	—	149.9	5345	3226	3047	93.02	0.237
1	25.0	0.1	—	149.9	5332	3221	3035	92.53	0.238
2	20.0	0.1	—	149.9	5325	3213	3019	91.97	0.240
3	15.0	0.1	—	149.9	5298	3206	3007	91.29	0.238
4	10.0	0.1	—	149.9	5276	3200	2986	90.51	0.238
5	5.0	0.1	—	149.9	5256	3191	2970	89.80	0.238

Sample Lengths for File Alex_015V	
Event	Sample Length
mm	
0	26.34
1	26.34
2	26.34
3	26.34
4	26.34
5	26.34

Ultrasonic Velocity Measurement Report

Sample and Experiment Information for File Alex_016V			
Well:	STCR-DD-2024	Organization:	
Depth:	279.3 m	Transducer:	Vel_B
Formation:		Rock type:	FFM
Dry bulk density:	4.131 gm/cm ³	Porosity:	1.7%
Sat. bulk density:		Pore fluids:	DRY
Diameter:	35.19 mm	Entered Length:	46.31 mm

Comments: FFM
 Expt name: Alex_016V
 Expt date: Mon Oct 21 09:38:33 2013
 Print date: Mon Oct 21 10:05:07 2013
 A2D File:

Observed Velocities and Moduli for File Alex_016V									
Event	Conf	Pore	Diff	Temp	V_p	$V_s^{(1)}$	$V_s^{(2)}$	Young's	Poisson's
								Modulus	Ratio
		MPa	MPa	kN	°C	m/s	m/s	m/s	GPa
0	30.0	0.1	—	22.4	5905	3504	3501	124.53	0.229
1	25.0	0.1	—	22.2	5900	3499	3474	123.71	0.232
2	20.0	0.1	—	22.6	5863	3483	3457	122.42	0.230
3	15.0	0.1	—	22.2	5844	3469	3444	121.52	0.231
4	10.0	0.1	—	22.2	5807	3455	3423	120.19	0.230
5	5.0	0.1	—	22.8	5744	3431	3397	118.15	0.227

Sample Lengths for File Alex_016V	
Event	Sample Length
mm	
0	46.31
1	46.31
2	46.31
3	46.31
4	46.31
5	46.31

Ultrasonic Velocity Measurement Report

Sample and Experiment Information for File Alex_017V			
Well:	STCR_DD_2024	Organization:	
Depth:	282.7 m	Transducer:	Vel_B
Formation:	BFG	Rock type:	
Dry bulk density:	2.765 gm/cm ³	Porosity:	0.8%
Sat. bulk density:		Pore fluids:	
Diameter:	37.34 mm	Entered Length:	30.13 mm

Comments:

Expt name: Alex_017V
 Expt date: Tue Sep 17 14:59:52 2013
 Print date: Fri Sep 20 13:01:47 2013
 A2D File:

Observed Velocities and Moduli for File Alex_017V									
Event	Conf	Pore	Diff	Temp	V_p	$V_s^{(1)}$	$V_s^{(2)}$	Young's	Poisson's
								Modulus	Ratio
		MPa	MPa	kN	°C	m/s	m/s	m/s	GPa
0	30.0	0.1	—	149.9	5186	3819	3100	72.75	0.099
1	25.0	0.1	—	149.9	5163	3810	3092	72.20	0.096
2	20.1	0.1	—	149.9	5147	3795	3079	71.70	0.098
3	15.0	0.1	—	149.9	5125	3785	3063	71.12	0.097
4	10.0	0.1	—	149.9	5076	3771	3051	70.03	0.088
5	5.0	0.1	—	149.9	5028	3757	3029	68.88	0.082

Sample Lengths for File Alex_017V	
Event	Sample Length
mm	
0	30.13
1	30.13
2	30.13
3	30.13
4	30.13
5	30.13

Ultrasonic Velocity Measurement Report

Sample and Experiment Information for File Alex_019V			
Well:	STCR_DD_2024	Organization:	
Depth:	291.4 m	Transducer:	Vel_B
Formation:	BFG	Rock type:	
Dry bulk density:	2.661 gm/cm ³	Porosity:	0.8%
Sat. bulk density:		Pore fluids:	
Diameter:	37.55 mm	Entered Length:	45.53 mm

Comments:

Expt name: Alex_019V
 Expt date: Mon Sep 16 09:22:24 2013
 Print date: Fri Sep 20 13:03:52 2013
 A2D File:

Observed Velocities and Moduli for File Alex_019V									
Event	Conf	Pore	Diff	Temp	V_p	$V_s^{(1)}$	$V_s^{(2)}$	Young's	Poisson's
								Modulus	Ratio
		MPa	MPa	kN	°C	m/s	m/s	m/s	GPa
0	30.0	0.1	—	149.9	5437	3686	3644	77.47	0.084
1	25.0	0.1	—	149.9	5425	3681	3639	77.16	0.082
2	20.0	0.1	—	149.9	5417	3675	3631	76.91	0.083
3	15.0	0.1	—	149.9	5401	3665	3624	76.49	0.082
4	10.0	0.1	—	149.9	5389	3658	3619	76.17	0.081
5	5.0	0.1	—	149.9	5369	3647	3615	75.68	0.079

Sample Lengths for File Alex_019V	
Event	Sample Length
mm	
0	45.53
1	45.53
2	45.53
3	45.53
4	45.53
5	45.53

Ultrasonic Velocity Measurement Report

Sample and Experiment Information for File Alex_020V			
Well:	STCR_DD_2024	Organization:	
Depth:	294.4 m	Transducer:	Vel_B
Formation:	BFF	Rock type:	
Dry bulk density:	2.634 gm/cm ³	Porosity:	0.8%
Sat. bulk density:		Pore fluids:	
Diameter:	35.12 mm	Entered Length:	42.62 mm

Comments:

Expt name: Alex_020V
 Expt date: Mon Sep 16 14:53:48 2013
 Print date: Fri Sep 20 13:06:35 2013
 A2D File:

Observed Velocities and Moduli for File Alex_020V									
Event	Conf	Pore	Diff	Temp	V_p	$V_s^{(1)}$	$V_s^{(2)}$	Young's	Poisson's
								Modulus	Ratio
		MPa	MPa	kN	°C	m/s	m/s	m/s	GPa
0	30.0	0.1	—	149.9	5316	3336	2589	58.94	0.275
1	25.0	0.1	—	149.9	5304	3334	2588	58.83	0.274
2	20.0	0.1	—	149.9	5291	3332	2586	58.69	0.272
3	15.0	0.1	—	149.9	5279	3329	2585	58.57	0.271
4	10.0	0.1	—	149.9	5263	3327	2583	58.41	0.270
5	5.1	0.1	—	149.9	5242	3325	2581	58.23	0.268

Sample Lengths for File Alex_020V	
Event	Sample Length
mm	
0	42.62
1	42.62
2	42.62
3	42.62
4	42.62
5	42.62

Ultrasonic Velocity Measurement Report

Sample and Experiment Information for File Alex_021V			
Well:	STCR-DD-2024	Organization:	
Depth:	86.5 m	Transducer:	Vel_B
Formation:		Rock type:	FFN
Dry bulk density:	3.985 gm/cm ³	Porosity:	3.9%
Sat. bulk density:		Pore fluids:	DRY
Diameter:	35.19 mm	Entered Length:	28.33 mm

Comments: FFN
 Expt name: Alex_021V
 Expt date: Mon Oct 21 10:19:45 2013
 Print date: Mon Oct 21 11:21:36 2013
 A2D File:

Observed Velocities and Moduli for File Alex_021V									
Event	Conf	Pore	Diff	Temp	V_p	$V_s^{(1)}$	$V_s^{(2)}$	Young's	Poisson's
								Modulus	Ratio
		MPa	MPa	kN	°C	m/s	m/s	m/s	GPa
0	30.0	0.1	—	22.8	5331	3301	3091	99.27	0.219
1	25.0	0.1	—	22.5	5325	3294	3083	98.89	0.221
2	20.0	0.1	—	22.5	5294	3282	3076	98.10	0.218
3	15.0	0.1	—	22.5	5257	3273	3058	97.07	0.216
4	10.0	0.1	—	22.7	5196	3257	3047	95.71	0.209
5	5.0	0.1	—	22.5	5097	3210	3012	92.80	0.203

Sample Lengths for File Alex_021V	
Event	Sample Length
mm	
0	28.33
1	28.33
2	28.33
3	28.33
4	28.33
5	28.33

Ultrasonic Velocity Measurement Report

Sample and Experiment Information for File Alex_022V			
Well:	STCR_DD_2024	Organization:	
Depth:	89.9 m	Transducer:	Vel_B
Formation:	BFG (alterada e vesicular)	Rock type:	
Dry bulk density:	2.549 gm/cm ³	Porosity:	18.9%
Sat. bulk density:		Pore fluids:	
Diameter:	37.94 mm	Entered Length:	38.85 mm

Comments:

Expt name: Alex_022V
 Expt date: Sun Sep 15 13:58:08 2013
 Print date: Fri Sep 20 13:10:23 2013
 A2D File:

Observed Velocities and Moduli for File Alex_022V									
Event	Conf	Pore	Diff	Temp	V_p	$V_s^{(1)}$	$V_s^{(2)}$	Young's	Poisson's
								Modulus	Ratio
		MPa	MPa	kN	°C	m/s	m/s	m/s	GPa
0	30.0	0.1	—	149.9	5148	2340	2301	37.67	0.373
1	25.0	0.1	—	149.9	5135	2319	2288	37.16	0.374
2	20.0	0.1	—	149.9	5131	2298	2271	36.61	0.376
3	15.0	0.1	—	149.9	5124	2274	2253	36.01	0.379
4	10.0	0.1	—	149.9	5117	2258	2236	35.53	0.381
5	5.0	0.1	—	149.9	5111	2198	2216	34.40	0.385

Sample Lengths for File Alex_022V	
Event	Sample Length
mm	
0	38.85
1	38.85
2	38.85
3	38.85
4	38.85
5	38.85

Ultrasonic Velocity Measurement Report

Sample and Experiment Information for File Alex_023V			
Well:	STCR-DD-2024	Organization:	
Depth:	97.4 m	Transducer:	Vel_B
Formation:		Rock type:	FFN
Dry bulk density:	3.170 gm/cm ³	Porosity:	4.5%
Sat. bulk density:		Pore fluids:	DRY
Diameter:	35.62 mm	Entered Length:	40.02 mm

Comments: FFN
 Expt name: Alex_023V
 Expt date: Mon Oct 21 17:20:45 2013
 Print date: Mon Oct 21 17:47:39 2013
 A2D File:

Observed Velocities and Moduli for File Alex_023V									
Event	Conf	Pore	Diff	Temp	V_p	$V_s^{(1)}$	$V_s^{(2)}$	Young's	Poisson's
								Modulus	Ratio
		MPa	MPa	kN	°C	m/s	m/s	m/s	GPa
0	30.0	0.1	—	23.1	5542	3526	3296	88.16	0.195
1	25.0	0.1	—	23.2	5529	3522	3293	87.88	0.194
2	20.0	0.1	—	23.1	5513	3515	3286	87.46	0.193
3	15.0	0.1	—	23.0	5499	3507	3279	87.05	0.193
4	10.0	0.1	—	22.9	5480	3493	3276	86.54	0.192
5	5.1	0.1	—	22.8	5433	3490	3258	85.61	0.186

Sample Lengths for File Alex_023V	
Event	Sample Length
mm	
0	40.02
1	40.02
2	40.02
3	40.02
4	40.02
5	40.02

Ultrasonic Velocity Measurement Report

Sample and Experiment Information for File Alex_025V			
Well:	STCR_DD_3434	Organization:	
Depth:	115.8 m	Transducer:	Vel_B
Formation:	FMN	Rock type:	
Dry bulk density:	2.881 gm/cm ³	Porosity:	16.3%
Sat. bulk density:		Pore fluids:	
Diameter:	35.87 mm	Entered Length:	42.96 mm

Comments:

Expt name: Alex_025V
 Expt date: Thu Sep 19 13:39:42 2013
 Print date: Fri Sep 20 13:26:26 2013
 A2D File:

Observed Velocities and Moduli for File Alex_025V									
Event	Conf	Pore	Diff	Temp	V_p	$V_s^{(1)}$	$V_s^{(2)}$	Young's	Poisson's
								Modulus	Ratio
		MPa	MPa	kN	°C	m/s	m/s	m/s	GPa
0	30.0	0.1	—	149.9	4760	3414	2677	61.65	0.153
1	25.0	0.1	—	149.9	4750	3391	2662	61.14	0.158
2	20.0	0.1	—	149.9	4742	3359	2644	60.52	0.166
3	15.0	0.1	—	149.9	4737	3328	2623	59.91	0.174
4	10.0	0.1	—	149.9	4729	3295	2611	59.32	0.180
5	5.0	0.1	—	149.9	4726	2657	2495	49.28	0.289

Sample Lengths for File Alex_025V	
Event	Sample Length
mm	
0	42.96
1	42.96
2	42.96
3	42.96
4	42.96
5	42.96

Ultrasonic Velocity Measurement Report

Sample and Experiment Information for File Alex_026V			
Well:	STCR_DD_3434	Organization:	
Depth:	114.3 m	Transducer:	Vel_B
Formation:	FFM	Rock type:	
Dry bulk density:	3.773 gm/cm ³	Porosity:	3.6%
Sat. bulk density:		Pore fluids:	
Diameter:	35.87 mm	Entered Length:	44.58 mm

Comments:

Expt name: Alex_026V
 Expt date: Thu Sep 19 15:02:11 2013
 Print date: Thu Sep 19 15:35:04 2013
 A2D File:

Observed Velocities and Moduli for File Alex_026V									
Event	Conf	Pore	Diff	Temp	V_p	$V_s^{(1)}$	$V_s^{(2)}$	Young's	Poisson's
								Modulus	Ratio
		MPa	MPa	kN	°C	m/s	m/s	m/s	GPa
0	30.0	0.1	—	149.9	5481	4476	2586	107.75	0.145
1	25.0	0.1	—	149.9	5473	4442	2582	107.03	0.150
2	20.0	0.1	—	149.9	5456	4398	2576	105.95	0.155
3	15.0	0.1	—	149.9	5444	4344	2567	104.75	0.163
4	10.0	0.1	—	149.9	5431	4284	2559	103.44	0.171
5	5.0	0.1	—	149.9	5423	4132	2545	100.49	0.195

Sample Lengths for File Alex_026V	
Event	Sample Length
mm	
0	44.58
1	44.58
2	44.58
3	44.58
4	44.58
5	44.58

Ultrasonic Velocity Measurement Report

Sample and Experiment Information for File Alex_027V			
Well:	STCR-DD-4436	Organization:	
Depth:	144.2 m	Transducer:	Vel_B
Formation:		Rock type:	FFN
Dry bulk density:	3.235 gm/cm ³	Porosity:	5.8%
Sat. bulk density:		Pore fluids:	DRY
Diameter:	35.12 mm	Entered Length:	37.64 mm

Comments: FFN
 Expt name: Alex_027V
 Expt date: Mon Oct 21 15:13:15 2013
 Print date: Mon Oct 21 15:32:17 2013
 A2D File:

Observed Velocities and Moduli for File Alex_027V									
Event	Conf	Pore	Diff	Temp	V_p	$V_s^{(1)}$	$V_s^{(2)}$	Young's	Poisson's
								Modulus	Ratio
		MPa	MPa	kN	°C	m/s	m/s	m/s	GPa
0	30.0	0.1	—	23.1	5004	3130	2939	72.05	0.209
1	25.0	0.1	—	23.1	4991	3123	2920	71.52	0.211
2	20.0	0.1	—	23.2	4975	3101	2903	70.78	0.214
3	15.0	0.1	—	23.0	4946	3085	2874	69.81	0.215
4	10.0	0.1	—	23.0	4918	3063	2853	68.88	0.217
5	5.0	0.1	—	22.9	4874	3036	2817	67.51	0.218

Sample Lengths for File Alex_027V	
Event	Sample Length
mm	
0	37.64
1	37.64
2	37.64
3	37.64
4	37.64
5	37.64

Ultrasonic Velocity Measurement Report

Sample and Experiment Information for File Alex_028V			
Well:	STCR-DD-4436	Organization:	
Depth:	150.8 m	Transducer:	Vel_B
Formation:		Rock type:	FFBN
Dry bulk density:	4.034 gm/cm ³	Porosity:	0.7%
Sat. bulk density:		Pore fluids:	DRY
Diameter:	35.18 mm	Entered Length:	39.37 mm

Comments: FFBN
 Expt name: Alex_028V
 Expt date: Mon Oct 21 13:45:12 2013
 Print date: Mon Oct 21 14:43:52 2013
 A2D File:

Observed Velocities and Moduli for File Alex_028V									
Event	Conf	Pore	Diff	Temp	V_p	$V_s^{(1)}$	$V_s^{(2)}$	Young's	Poisson's
								Modulus	Ratio
		MPa	MPa	kN	°C	m/s	m/s	m/s	GPa
0	30.0	0.1	—	23.0	5803	3388	3386	114.91	0.242
1	25.0	0.1	—	23.2	5798	3385	3373	114.47	0.243
2	20.0	0.1	—	23.1	5777	3383	3366	114.00	0.241
3	15.0	0.1	—	23.0	5761	3379	3357	113.50	0.240
4	10.0	0.1	—	22.9	5755	3376	3346	113.11	0.241
5	5.0	0.1	—	23.0	5745	3372	3332	112.57	0.242

Sample Lengths for File Alex_028V	
Event	Sample Length
mm	
0	39.37
1	39.37
2	39.37
3	39.37
4	39.37
5	39.37

Ultrasonic Velocity Measurement Report

Sample and Experiment Information for File Alex_029V			
Well:	STCR-DD-4436	Organization:	
Depth:	157.8 m	Transducer:	Vel_B
Formation:		Rock type:	FFB
Dry bulk density:	3.614 gm/cm ³	Porosity:	1.6%
Sat. bulk density:		Pore fluids:	DRY
Diameter:	35.04 mm	Entered Length:	50.40 mm

Comments: FFB
 Expt name: Alex_029V
 Expt date: Sun Oct 20 18:53:05 2013
 Print date: Sun Oct 20 19:16:20 2013
 A2D File:

Observed Velocities and Moduli for File Alex_029V									
Event	Conf	Pore	Diff	Temp	V_p	$V_s^{(1)}$	$V_s^{(2)}$	Young's	Poisson's
								Modulus	Ratio
		MPa	MPa	kN	°C	m/s	m/s	m/s	GPa
0	30.0	0.1	—	23.6	6138	3648	3573	116.40	0.235
1	25.0	0.1	—	23.6	6133	3644	3569	116.17	0.236
2	20.0	0.1	—	24.1	6119	3642	3567	115.91	0.234
3	15.0	0.1	—	24.1	6091	3633	3561	115.23	0.232
4	10.0	0.1	—	24.0	6059	3618	3552	114.32	0.231
5	5.0	0.1	—	24.0	5956	3586	3533	111.92	0.222

Sample Lengths for File Alex_029V	
Event	Sample Length
mm	
0	50.40
1	50.40
2	50.40
3	50.40
4	50.40
5	50.40

Ultrasonic Velocity Measurement Report

Sample and Experiment Information for File Alex_031V			
Well:	STCR-DD-4436	Organization:	
Depth:	215.0 m	Transducer:	Vel_B
Formation:		Rock type:	FFN
Dry bulk density:	4.192 gm/cm ³	Porosity:	0.1%
Sat. bulk density:		Pore fluids:	DRY
Diameter:	34.99 mm	Entered Length:	49.74 mm

Comments: FFN
 Expt name: Alex_031V
 Expt date: Mon Oct 21 16:50:13 2013
 Print date: Mon Oct 21 17:15:53 2013
 A2D File:

Observed Velocities and Moduli for File Alex_031V									
Event	Conf	Pore	Diff	Temp	V_p	$V_s^{(1)}$	$V_s^{(2)}$	Young's	Poisson's
								Modulus	Ratio
		MPa	MPa	kN	°C	m/s	m/s	m/s	GPa
0	29.9	0.1	—	23.2	6510	3644	3527	138.21	0.282
1	25.0	0.1	—	23.2	6504	3639	3521	137.82	0.283
2	20.0	0.1	—	23.1	6488	3633	3515	137.31	0.282
3	15.0	0.1	—	23.0	6480	3628	3509	136.91	0.282
4	10.0	0.1	—	22.9	6199	3623	3501	133.34	0.254
5	5.0	0.1	—	22.9	6185	3616	3492	132.74	0.254

Sample Lengths for File Alex_031V	
Event	Sample Length
mm	
0	49.74
1	49.74
2	49.74
3	49.74
4	49.74
5	49.74

Ultrasonic Velocity Measurement Report

Sample and Experiment Information for File ALEX_032V			
Well:	STCR-DD-4436	Organization:	
Depth:	211.7 m	Transducer:	Vel_B
Formation:		Rock type:	FFB
Dry bulk density:	3.751 gm/cm ³	Porosity:	0.5%
Sat. bulk density:		Pore fluids:	DRY
Diameter:	34.84 mm	Entered Length:	38.06 mm

Comments: BFG
 Expt name: ALEX_032V
 Expt date: Thu Oct 31 12:53:02 2013
 Print date: Thu Jul 17 15:12:19 2014
 A2D File:

Observed Velocities and Moduli for File ALEX_032V									
Event	Conf	Pore	Diff	Temp	V_p	$V_s^{(1)}$	$V_s^{(2)}$	Young's	Poisson's
								Modulus	Ratio
		MPa	MPa	kN	°C	m/s	m/s	m/s	GPa
0	30.0	0.1	—	23.8	4629	2493	2270	56.16	0.320
1	25.0	0.1	—	23.8	4465	2466	2260	54.68	0.305
2	20.0	0.1	—	24.0	4260	2456	2248	53.15	0.281
3	15.0	0.1	—	24.2	4262	2451	2234	52.83	0.284
4	10.0	0.1	—	23.7	4241	2434	2231	52.37	0.283
5	5.0	0.1	—	23.4	4047	2432	2220	50.87	0.253
6	5.0	0.1	—	23.1	3885	2432	2218	49.51	0.221

Ultrasonic Velocity Measurement Report

Sample and Experiment Information for File ALEX_034V			
Well:	STCR-DD-4436	Organization:	
Depth:	304.8 m	Transducer:	Vel_B
Formation:		Rock type:	FFN
Dry bulk density:	3.882 gm/cm ³	Porosity:	0.9%
Sat. bulk density:		Pore fluids:	DRY
Diameter:	35.00 mm	Entered Length:	34.19 mm

Comments: BFG
 Expt name: 1383229651
 Expt date: Thu Oct 31 11:29:21 2013
 Print date: Wed Jul 02 11:39:50 2014
 A2D File:

Observed Velocities and Moduli for File ALEX_034V									
Event	Conf	Pore	Diff	Temp	V_p	$V_s^{(1)}$	$V_s^{(2)}$	Young's	Poisson's
								Modulus	Ratio
		MPa	MPa	kN	°C	m/s	m/s	m/s	GPa
0	30.0	0.1	—	21.6	5147	2405	2241	57.48	0.372
1	25.0	0.1	—	21.8	5135	2388	2241	57.08	0.373
2	20.0	0.1	—	21.9	5089	2366	2238	56.42	0.371
3	15.0	0.1	—	21.7	5051	2345	2232	55.74	0.371
4	10.0	0.1	—	22.0	4985	2310	2230	54.77	0.369
5	5.0	0.1	—	21.5	4906	2273	2216	53.49	0.368

Sample Lengths for File ALEX_034V	
Event	Sample Length
mm	
0	34.19
1	34.19
2	34.19
3	34.19
4	34.19
5	34.19

Ultrasonic Velocity Measurement Report

Sample and Experiment Information for File Alex_035V			
Well:	STCR_DD_3636	Organization:	
Depth:	314.9 m	Transducer:	Vel_B
Formation:	BFF	Rock type:	
Dry bulk density:	2.772 gm/cm ³	Porosity:	2.5%
Sat. bulk density:		Pore fluids:	
Diameter:	35.07 mm	Entered Length:	26.94 mm

Comments:

Expt name: Alex_035V
 Expt date: Tue Sep 17 14:29:53 2013
 Print date: Fri Sep 20 13:33:31 2013
 A2D File:

Observed Velocities and Moduli for File Alex_035V									
Event	Conf	Pore	Diff	Temp	V_p	$V_s^{(1)}$	$V_s^{(2)}$	Young's	Poisson's
								Modulus	Ratio
		MPa	MPa	kN	°C	m/s	m/s	m/s	GPa
0	30.0	0.1	—	149.9	5314	3799	2971	73.60	0.159
1	25.0	0.1	—	149.9	5295	3789	2963	73.14	0.158
2	20.0	0.1	—	149.9	5275	3766	2953	72.51	0.159
3	15.0	0.1	—	149.9	5249	3748	2945	71.87	0.158
4	10.0	0.1	—	149.9	5199	3720	2933	70.76	0.153
5	5.0	0.1	—	149.9	5143	3685	2918	69.47	0.150

Sample Lengths for File Alex_035V	
Event	Sample Length
mm	
0	26.94
1	26.94
2	26.94
3	26.94
4	26.94
5	26.94

Ultrasonic Velocity Measurement Report

Sample and Experiment Information for File Alex_037V			
Well:	STCR_DD_3636	Organization:	
Depth:	288.9 m	Transducer:	Vel_B
Formation:	FFC	Rock type:	
Dry bulk density:	4.165 gm/cm ³	Porosity:	1.8%
Sat. bulk density:		Pore fluids:	
Diameter:	35.36 mm	Entered Length:	45.87 mm

Comments:

Expt name: Alex_037V
 Expt date: Mon Sep 16 11:46:05 2013
 Print date: Fri Sep 20 13:36:02 2013
 A2D File:

Observed Velocities and Moduli for File Alex_037V									
Event	Conf	Pore	Diff	Temp	V_p	$V_s^{(1)}$	$V_s^{(2)}$	Young's	Poisson's
								Modulus	Ratio
		MPa	MPa	kN	°C	m/s	m/s	m/s	GPa
0	30.0	0.1	—	149.9	5812	3456	2708	103.22	0.304
1	25.0	0.1	—	149.9	5793	3454	2706	102.97	0.303
2	20.0	0.1	—	149.9	5766	3450	2703	102.58	0.301
3	15.0	0.1	—	149.9	5730	3444	2698	102.02	0.298
4	10.0	0.1	—	149.9	5690	3436	2692	101.34	0.296
5	5.0	0.1	—	149.9	5618	3425	2683	100.25	0.290

Sample Lengths for File Alex_037V	
Event	Sample Length
mm	
0	45.87
1	45.87
2	45.87
3	45.87
4	45.87
5	45.87

Ultrasonic Velocity Measurement Report

Sample and Experiment Information for File Alex_038V			
Well:	STCR_DD_3636	Organization:	
Depth:	278.4 m	Transducer:	Vel_B
Formation:	BFF	Rock type:	
Dry bulk density:	3.286 gm/cm ³	Porosity:	0.5%
Sat. bulk density:		Pore fluids:	
Diameter:	37.87 mm	Entered Length:	52.22 mm

Comments:

Expt name: Alex_038V
 Expt date: Sun Sep 15 19:13:24 2013
 Print date: Fri Sep 20 13:37:51 2013
 A2D File:

Observed Velocities and Moduli for File Alex_038V									
Event	Conf	Pore	Diff	Temp	V_p	$V_s^{(1)}$	$V_s^{(2)}$	Young's	Poisson's
								Modulus	Ratio
		MPa	MPa	kN	°C	m/s	m/s	m/s	GPa
0	30.0	0.1	—	149.9	5420	3372	3383	88.66	0.183
1	24.9	0.1	—	149.9	5406	3369	3376	88.31	0.181
2	20.0	0.1	—	149.9	5392	3365	3368	87.93	0.181
3	15.0	0.1	—	149.9	5378	3361	3361	87.57	0.180
4	10.0	0.1	—	149.9	5340	3353	3345	86.67	0.176
5	5.0	0.1	—	149.9	5296	3342	3326	85.60	0.172

Sample Lengths for File Alex_038V	
Event	Sample Length
mm	
0	52.22
1	52.22
2	52.22
3	52.22
4	52.22
5	52.22

Ultrasonic Velocity Measurement Report

Sample and Experiment Information for File Alex_039V			
Well:	STCR_DD_3636	Organization:	
Depth:	279.3 m	Transducer:	Vel_B
Formation:	FFP	Rock type:	
Dry bulk density:	3.391 gm/cm ³	Porosity:	4.2%
Sat. bulk density:		Pore fluids:	
Diameter:	36.01 mm	Entered Length:	35.97 mm

Comments:

Expt name: Alex_039V
 Expt date: Thu Sep 19 15:37:28 2013
 Print date: Fri Sep 20 13:40:26 2013
 A2D File:

Observed Velocities and Moduli for File Alex_039V									
Event	Conf	Pore	Diff	Temp	V_p	$V_s^{(1)}$	$V_s^{(2)}$	Young's	Poisson's
								Modulus	Ratio
		MPa	MPa	kN	°C	m/s	m/s	m/s	GPa
0	30.0	0.1	—	149.9	5263	2551	2298	54.43	0.365
1	25.0	0.1	—	149.9	5239	2542	2287	53.98	0.365
2	20.0	0.1	—	149.9	5220	2519	2269	53.13	0.367
3	15.0	0.1	—	149.9	5185	2495	2253	52.27	0.367
4	10.0	0.1	—	149.9	5095	2466	2239	51.22	0.365
5	5.0	0.1	—	149.9	5041	2438	2227	50.32	0.364

Sample Lengths for File Alex_039V	
Event	Sample Length
mm	
0	35.97
1	35.97
2	35.97
3	35.97
4	35.97
5	35.97

Ultrasonic Velocity Measurement Report

Sample and Experiment Information for File Alex_048V			
Well:	STCR-DD-4238	Organization:	
Depth:	178.9 m	Transducer:	Vel_B
Formation:		Rock type:	FFN
Dry bulk density:	3.939 gm/cm ³	Porosity:	1.0%
Sat. bulk density:		Pore fluids:	DRY
Diameter:	35.45 mm	Entered Length:	25.58 mm

Comments: FFB
 Expt name: Alex-048V
 Expt date: Thu Oct 31 10:11:46 2013
 Print date: Wed Jul 02 11:49:21 2014
 A2D File:

Observed Velocities and Moduli for File Alex_048V									
Event	Conf	Pore	Diff	Temp	V_p	$V_s^{(1)}$	$V_s^{(2)}$	Young's	Poisson's
								Modulus	Ratio
		MPa	MPa	kN	°C	m/s	m/s	m/s	GPa
0	30.0	0.1	—	21.0	5520	3254	2974	96.75	0.267
1	25.0	0.1	—	21.2	5512	3229	2974	96.11	0.268
2	20.0	0.1	—	21.0	5447	3209	2974	95.05	0.262
3	15.0	0.1	—	21.0	5414	3169	2939	93.07	0.267
4	10.0	0.1	—	21.0	5414	3159	2939	92.84	0.268
5	5.0	0.1	—	21.5	5397	3102	2931	91.24	0.273

Ultrasonic Velocity Measurement Report

Sample and Experiment Information for File Alex_050V_a			
Well:	STCR_DD_4238	Organization:	
Depth:	169.1 m	Transducer:	Vel_B
Formation:	BFG (vesicular e alterada)	Rock type:	
Dry bulk density:	2.528 gm/cm ³	Porosity:	30.0%
Sat. bulk density:		Pore fluids:	
Diameter:	37.92 mm	Entered Length:	40.71 mm

Comments:

Expt name: Alex_050V
 Expt date: Tue Sep 17 15:39:18 2013
 Print date: Tue Sep 17 17:48:59 2013
 A2D File:

Observed Velocities and Moduli for File Alex_050V_a									
Event	Conf	Pore	Diff	Temp	V_p	$V_s^{(1)}$	$V_s^{(2)}$	Young's	Poisson's
								Modulus	Ratio
		MPa	MPa	kN	°C	m/s	m/s	m/s	GPa
0	29.9	0.1	—	149.9	2845	2048	1773	20.10	0.089
1	25.0	0.1	—	149.9	2791	2021	1754	19.43	0.079
2	20.0	0.1	—	149.9	2732	2011	1732	18.73	0.058
3	15.0	0.1	—	149.9	2672	1982	1697	17.95	0.050
4	10.0	0.1	—	149.9	2579	1944	1660	16.79	0.023
5	5.0	0.1	—	149.9	2463	1867	1601	15.33	0.009

Sample Lengths for File Alex_050V_a	
Event	Sample Length
mm	
0	40.71
1	40.71
2	40.71
3	40.71
4	40.71
5	40.71

Ultrasonic Velocity Measurement Report

Sample and Experiment Information for File Alex_050V_b		
Well:	STCR_DD_4238	Organization:
Depth:	169.1 m	Transducer: Vel_B
Formation:	BFG (vesicular e alterada)	Rock type:
Dry bulk density:	2.528 gm/cm ³	Porosity: 30.0%
Sat. bulk density:		Pore fluids:
Diameter:	37.92 mm	Entered Length: 40.71 mm

Comments:

Expt name: Alex_050V_b
 Expt date: Tue Sep 17 16:31:04 2013
 Print date: Fri Sep 20 13:53:09 2013
 A2D File:

Observed Velocities and Moduli for File Alex_050V_b									
Event	Conf	Pore	Diff	Temp	V_p	$V_s^{(1)}$	$V_s^{(2)}$	Young's	Poisson's
								Modulus	Ratio
		MPa	MPa	kN	°C	m/s	m/s	m/s	GPa
0	30.0	0.1	—	149.9	2870	1850	1764	19.34	0.172
1	25.0	0.1	—	149.9	2835	1829	1750	18.92	0.169
2	20.0	0.1	—	149.9	2808	1814	1732	18.57	0.168
3	15.0	0.1	—	149.9	2767	1796	1717	18.13	0.163
4	10.0	0.1	—	149.9	2703	1777	1695	17.51	0.149
5	5.0	0.1	—	149.9	2638	1749	1663	16.78	0.141

Sample Lengths for File Alex_050V_b	
Event	Sample Length
mm	
0	40.71
1	40.71
2	40.71
3	40.71
4	40.71
5	40.71

Ultrasonic Velocity Measurement Report

Sample and Experiment Information for File Alex_051V			
Well:	STCR-DD-4432	Organization:	
Depth:	320.9 m	Transducer:	Vel_B
Formation:		Rock type:	FFBN
Dry bulk density:	3.931 gm/cm ³	Porosity:	0.5%
Sat. bulk density:		Pore fluids:	DRY
Diameter:	35.33 mm	Entered Length:	47.96 mm

Comments: FFBN
 Expt name: Alex_051V
 Expt date: Mon Oct 21 18:12:43 2013
 Print date: Mon Oct 21 18:46:39 2013
 A2D File:

Observed Velocities and Moduli for File Alex_051V									
Event	Conf	Pore	Diff	Temp	V_p	$V_s^{(1)}$	$V_s^{(2)}$	Young's	Poisson's
								Modulus	Ratio
		MPa	MPa	kN	°C	m/s	m/s	m/s	GPa
0	30.0	0.1	—	22.9	6000	3593	3468	121.04	0.235
1	25.0	0.1	—	22.9	5991	3588	3464	120.71	0.235
2	20.0	0.1	—	22.9	5972	3581	3456	120.12	0.234
3	15.0	0.1	—	22.7	5963	3576	3447	119.68	0.235
4	10.0	0.1	—	22.7	5937	3568	3433	118.83	0.234
5	5.0	0.1	—	22.7	5908	3558	3423	118.00	0.232

Sample Lengths for File Alex_051V	
Event	Sample Length
mm	
0	47.96
1	47.96
2	47.96
3	47.96
4	47.96
5	47.96

Ultrasonic Velocity Measurement Report

Sample and Experiment Information for File Alex_053V			
Well:	STCR_DD_4432	Organization:	
Depth:	323.9 m	Transducer:	Vel_B
Formation:	BFF	Rock type:	
Dry bulk density:	3.199 gm/cm ³	Porosity:	0.6%
Sat. bulk density:		Pore fluids:	
Diameter:	35.24 mm	Entered Length:	50.58 mm

Comments:

Expt name: Alex_038V
 Expt date: Sun Sep 15 18:34:04 2013
 Print date: Fri Sep 20 13:55:52 2013
 A2D File:

Observed Velocities and Moduli for File Alex_053V									
Event	Conf	Pore	Diff	Temp	V_p	$V_s^{(1)}$	$V_s^{(2)}$	Young's	Poisson's
								Modulus	Ratio
		MPa	MPa	kN	°C	m/s	m/s	m/s	GPa
0	29.9	0.1	—	149.9	5314	3353	3398	84.69	0.162
1	25.1	0.1	—	149.9	5295	3349	3388	84.21	0.160
2	20.0	0.1	—	149.9	5272	3343	3381	83.68	0.157
3	15.1	0.1	—	149.9	5254	3335	3371	83.18	0.156
4	10.2	0.1	—	149.9	5213	3323	3360	82.24	0.151
5	5.1	0.1	—	149.9	5155	3310	3350	81.01	0.142

Sample Lengths for File Alex_053V	
Event	Sample Length
mm	
0	50.58
1	50.58
2	50.58
3	50.58
4	50.58
5	50.58

Ultrasonic Velocity Measurement Report

Sample and Experiment Information for File Alex_054V			
Well:	STCR_DD_4432	Organization:	
Depth:	311.9 m	Transducer:	Vel_B
Formation:	BFG	Rock type:	
Dry bulk density:	2.910 gm/cm ³	Porosity:	5.7%
Sat. bulk density:		Pore fluids:	
Diameter:	36.09 mm	Entered Length:	35.83 mm

Comments:

Expt name: Alex_054V
 Expt date: Tue Sep 17 19:11:01 2013
 Print date: Fri Sep 20 13:59:35 2013
 A2D File:

Observed Velocities and Moduli for File Alex_054V									
Event	Conf	Pore	Diff	Temp	V_p	$V_s^{(1)}$	$V_s^{(2)}$	Young's	Poisson's
								Modulus	Ratio
		MPa	MPa	kN	°C	m/s	m/s	m/s	GPa
0	30.0	0.1	—	149.9	4263	2438	1898	36.26	0.326
1	25.0	0.1	—	149.9	4254	2434	1885	36.00	0.326
2	20.0	0.1	—	149.9	4238	2429	1869	35.66	0.327
3	15.0	0.1	—	149.9	4221	2422	1862	35.42	0.327
4	10.0	0.1	—	149.9	4202	2416	1857	35.22	0.326
5	5.0	0.1	—	149.9	4189	2409	1849	34.97	0.326

Sample Lengths for File Alex_054V	
Event	Sample Length
mm	
0	35.83
1	35.83
2	35.83
3	35.83
4	35.83
5	35.83

Ultrasonic Velocity Measurement Report

Sample and Experiment Information for File Alex_056V			
Well:	STCR_DD_4432	Organization:	
Depth:	241.5 m	Transducer:	Vel_B
Formation:	FFM	Rock type:	
Dry bulk density:	4.797 gm/cm ³	Porosity:	0.3%
Sat. bulk density:		Pore fluids:	
Diameter:	35.54 mm	Entered Length:	35.02 mm

Comments:

Expt name: Alex_056V
 Expt date: Mon Sep 16 16:53:57 2013
 Print date: Tue Sep 17 18:05:05 2013
 A2D File:

Observed Velocities and Moduli for File Alex_056V									
Event	Conf	Pore	Diff	Temp	V_p	$V_s^{(1)}$	$V_s^{(2)}$	Young's	Poisson's
								Modulus	Ratio
		MPa	MPa	kN	°C	m/s	m/s	m/s	GPa
0	30.0	0.1	—	149.9	5842	2697	2375	85.40	0.384
1	25.0	0.1	—	149.9	5836	2690	2367	84.93	0.384
2	20.0	0.1	—	149.9	5824	2678	2362	84.38	0.385
3	15.0	0.1	—	149.9	5818	2667	2357	83.88	0.385
4	10.0	0.1	—	149.9	5811	2657	2347	83.26	0.386

Sample Lengths for File Alex_056V	
Event	Sample Length
mm	
0	35.02
1	35.02
2	35.02
3	35.02
4	35.02

Ultrasonic Velocity Measurement Report

Sample and Experiment Information for File Alex_057H			
Well:	STCR_DD_4432	Organization:	
Depth:	250.2 m	Transducer:	Vel_B
Formation:	BHECHA HIDROTERMAL	Rock type:	
Dry bulk density:	3.259 gm/cm ³	Porosity:	4.0%
Sat. bulk density:		Pore fluids:	
Diameter:	35.77 mm	Entered Length:	31.63 mm

Comments:

Expt name: Alex_057H
 Expt date: Thu Sep 19 17:15:40 2013
 Print date: Fri Sep 20 14:04:20 2013
 A2D File:

Observed Velocities and Moduli for File Alex_057H									
Event	Conf	Pore	Diff	Temp	V_p	$V_s^{(1)}$	$V_s^{(2)}$	Young's	Poisson's
								Modulus	Ratio
		MPa	MPa	kN	°C	m/s	m/s	m/s	GPa
0	30.0	0.1	—	149.9	5546	2999	2963	75.11	0.297
1	25.0	0.1	—	149.9	5521	2995	2946	74.55	0.296
2	20.0	0.1	—	149.9	5503	2991	2931	74.07	0.296
3	15.0	0.1	—	149.9	5479	2988	2922	73.70	0.295
4	10.0	0.1	—	149.9	5456	2986	2906	73.21	0.294
5	5.0	0.1	—	149.9	5417	2981	2894	72.65	0.292

Sample Lengths for File Alex_057H	
Event	Sample Length
mm	
0	31.63
1	31.63
2	31.63
3	31.63
4	31.63
5	31.63

Ultrasonic Velocity Measurement Report

Sample and Experiment Information for File Alex_057V			
Well:	STCR_DD_4432	Organization:	
Depth:	250.2 m	Transducer:	Vel_B
Formation:	BHECHA HIDROTERMAL	Rock type:	
Dry bulk density:	3.577 gm/cm ³	Porosity:	6.4%
Sat. bulk density:		Pore fluids:	
Diameter:	35.57 mm	Entered Length:	35.63 mm

Comments:

Expt name: Alex_057V
 Expt date: Thu Sep 19 16:33:20 2013
 Print date: Thu Sep 19 17:14:07 2013
 A2D File:

Observed Velocities and Moduli for File Alex_057V									
Event	Conf	Pore	Diff	Temp	V_p	$V_s^{(1)}$	$V_s^{(2)}$	Young's	Poisson's
								Modulus	Ratio
		MPa	MPa	kN	°C	m/s	m/s	m/s	GPa
0	30.0	0.1	—	149.9	5017	3362	2625	78.45	0.224
1	25.0	0.1	—	149.9	4900	3343	2554	75.65	0.216
2	20.0	0.1	—	149.9	4729	3261	2463	70.97	0.211
3	15.0	0.1	—	149.9	4588	3142	2316	65.34	0.226
4	10.0	0.1	—	149.9	4247	3017	2152	57.63	0.206
5	5.0	0.1	—	149.9	3644	2716	1859	43.98	0.175

Sample Lengths for File Alex_057V	
Event	Sample Length
mm	
0	35.63
1	35.63
2	35.63
3	35.63
4	35.63
5	35.63

Ultrasonic Velocity Measurement Report

Sample and Experiment Information for File ALEX_058V			
Well:	STCR-DD-4432	Organization:	
Depth:	267.2 m	Transducer:	Vel_B
Formation:		Rock type:	FFBN
Dry bulk density:	3.860 gm/cm ³	Porosity:	1.6%
Sat. bulk density:		Pore fluids:	DRY
Diameter:	35.11 mm	Entered Length:	31.00 mm

Comments: BFG
 Expt name: ALEX_058V
 Expt date: Thu Oct 31 14:33:31 2013
 Print date: Wed Jul 02 11:52:09 2014
 A2D File:

Observed Velocities and Moduli for File ALEX_058V									
Event	Conf	Pore	Diff	Temp	V_p	$V_s^{(1)}$	$V_s^{(2)}$	Young's	Poisson's
								Modulus	Ratio
		MPa	MPa	kN	°C	m/s	m/s	m/s	GPa
0	30.0	0.1	—	24.3	5497	3003	2914	87.58	0.296
1	25.0	0.1	—	24.1	5449	2957	2911	86.12	0.296
2	20.0	0.1	—	23.6	5425	2945	2911	85.68	0.294
3	20.0	0.1	—	23.7	5364	2938	2900	84.83	0.290
4	15.0	0.1	—	23.8	5364	2931	2886	84.36	0.292
5	10.0	0.1	—	23.9	5355	2925	2873	83.87	0.293
6	5.0	0.1	—	24.0	5241	2854	2847	80.92	0.290

Ultrasonic Velocity Measurement Report

Sample and Experiment Information for File Alex_059V			
Well:	STCR_DD_4432	Organization:	
Depth:	265.6 m	Transducer:	Vel_B
Formation:	BFF (fina a media)	Rock type:	
Dry bulk density:	3.349 gm/cm ³	Porosity:	0.4%
Sat. bulk density:		Pore fluids:	
Diameter:	35.60 mm	Entered Length:	33.62 mm

Comments:

Expt name: Alex_059V
 Expt date: Mon Sep 16 18:28:33 2013
 Print date: Tue Sep 17 18:02:11 2013
 A2D File:

Observed Velocities and Moduli for File Alex_059V									
Event	Conf	Pore	Diff	Temp	V_p	$V_s^{(1)}$	$V_s^{(2)}$	Young's	Poisson's
								Modulus	Ratio
		MPa	MPa	kN	°C	m/s	m/s	m/s	GPa
0	29.9	0.1	—	149.9	4725	2344	2088	44.70	0.359
1	25.0	0.1	—	149.9	4709	2338	2070	44.24	0.360
2	20.0	0.1	—	149.9	4696	2334	2063	44.01	0.360
3	15.0	0.1	—	149.9	4688	2323	2057	43.70	0.360
4	10.0	0.1	—	149.9	4684	2317	2037	43.24	0.362
5	5.0	0.1	—	149.9	4676	2305	2019	42.70	0.364

Sample Lengths for File Alex_059V	
Event	Sample Length
mm	
0	33.62
1	33.62
2	33.62
3	33.62
4	33.62
5	33.62

Ultrasonic Velocity Measurement Report

Sample and Experiment Information for File Alex_060V			
Well:	STCR_DD_4432	Organization:	
Depth:	264.5 m	Transducer:	Vel_B
Formation:	BFG	Rock type:	
Dry bulk density:	2.831 gm/cm ³	Porosity:	1.0%
Sat. bulk density:		Pore fluids:	
Diameter:	38.00 mm	Entered Length:	54.79 mm

Comments:

Expt name: Alex_060V
 Expt date: Sat Sep 14 18:03:50 2013
 Print date: Fri Sep 20 14:09:34 2013
 A2D File:

Observed Velocities and Moduli for File Alex_060V									
Event	Conf	Pore	Diff	Temp	V_p	$V_s^{(1)}$	$V_s^{(2)}$	Young's	Poisson's
								Modulus	Ratio
		MPa	MPa	kN	°C	m/s	m/s	m/s	GPa
0	30.0	0.1	—	149.9	5098	3110	2965	63.98	0.225
1	25.0	0.1	—	149.9	5073	3101	2954	63.49	0.223
2	20.1	0.1	—	149.9	5044	3092	2942	62.95	0.221
3	15.0	0.1	—	149.9	4982	3065	2911	61.62	0.219
4	10.1	0.1	—	149.9	4921	3056	2882	60.58	0.214
5	5.1	0.1	—	149.9	4732	3047	2787	57.50	0.194

Sample Lengths for File Alex_060V	
Event	Sample Length
mm	
0	54.79
1	54.79
2	54.79
3	54.79
4	54.79
5	54.79