



**Universidade do Estado do Rio de Janeiro**

Centro de Tecnologia e Ciências

Faculdade de Geologia

Aristides Orlandi Neto

**Nova metodologia para caracterização litológica das rochas carbonáticas do  
pré-sal com base na espectroscopia de poço**

Rio de Janeiro

2014

Aristides Orlandi Neto

**Nova metodologia para caracterização litológica das rochas carbonáticas do pré-sal com base na espectroscopia de poço**

Tese apresentada, como requisito parcial para a obtenção do título de Doutor, ao programa de Pós-graduação em Análise de Bacias e Faixas Móveis, da Universidade do Estado do Rio de Janeiro. Área de concentração: Análise de Bacias.

Orientador: Prof. Dr. Egberto Pereira

Rio de Janeiro  
2014

CATALOGAÇÃO NA FONTE  
UERJ / REDE SIRIUS / BIBLIOTECA CTC/C

O711 Orlandi Neto, Aristides.  
Nova metodologia para caracterização litológica das rochas carbonáticas do pré-sal com base na perfilagem e espectroscopia de poço / Aristides Orlando Neto. – 2014.  
168 f.: il.

Orientador: Egberto Pereira.  
Tese (Doutorado) – Universidade do Estado do Rio de Janeiro, Faculdade de Geologia.

1. Rochas carbonáticas – Brasil – Teses. 2. Petrologia – Brasil – Teses. 3. Poços de Petróleo – Brasil – Teses. 4. Pré-sal – Teses. 5. Geoquímica – Teses. I. Pereira, Egberto. II. Universidade do Estado do Rio de Janeiro. Faculdade de Geologia. III. Título.

CDU 552.578.2:550.4(81)

Autorizo, apenas para fins acadêmicos e científicos, a reprodução total ou parcial desta tese, desde que citada a fonte.

---

Assinatura

---

Data

Aristides Orlandi Neto

**Nova metodologia para caracterização litológica das rochas carbonáticas do pré-sal com base na espectroscopia de poço**

Tese apresentada, como requisito parcial para a obtenção do título de Doutor, ao programa de Pós-graduação em Análise de Bacias e Faixas Móveis, da Universidade do Estado do Rio de Janeiro. Área de concentração: Análise de Bacias.

Aprovada em 30 de setembro de 2014.

Orientador: Prof. Dr. Egberto Pereira  
Faculdade de Geologia – UERJ

Banca Examinadora:

---

Prof. Dr. René Rodrigues – UERJ  
Faculdade de Geologia – UERJ

---

Prof. Dr. Sergio Bergamaschi  
Faculdade de Geologia – UERJ

---

Prof. Dr. Abel Carrasquilla  
Universidade Estadual do Norte Fluminense – UENF

---

Prof. Dr. Giovanni Chaves Stael  
Observatório Nacional

Rio de Janeiro

2014

## **DEDICATÓRIA**

Dedico este trabalho aos meus pais Alcio Orlandi e Suzel Therezinha Macedo Orlandi que me deram uma boa educação e força para chegar até aqui e aos meus filhos Nilo dos Santos Orlandi, Nina dos Santos Orlandi e Alan dos Santos Orlandi que me deram motivação e esperança para traçar minha trajetória na indústria petroleira.

## AGRADECIMENTOS

Agradeço especialmente ao professor e orientador Doutor Egberto Pereira pelo apoio, conhecimentos transmitidos e pelas muitas revisões e sugestões para elaboração desta dissertação de doutorado no decurso destes quatro anos de pesquisa. Agradeço aos professores Doutor Sergio Bergamaschi, Doutor Hernani Chaves e Doutor René Rodrigues pelos conhecimentos transmitidos. Agradeço à Petrobras por compartilhar suas experiências e conhecimentos geológicos dos reservatórios estudados e agradeço à Schlumberger por permitir a discussão de algumas de suas tecnologias assim como permitir a utilização de materiais disponíveis em seminários e simpósios, especialmente à Austin Boyd, gerente de Petrófísica em BRGC (*Brazil Research & Geoengineering Center*) e Kamel Bennaceur, presidente BRGC e de toda gerência do segmento D&M (*Drilling and Measurements*), especificamente à Adolfo Perez, Renato Almeida e Augusto Carvalho. Agradeço todo o apoio dado por BRGC e UERJ no que diz respeito às análises laboratoriais, especialmente Esperanza Noriega (BRGC) e Marcio Franklin (UERJ).

*The application of petrophysical relationships in Limestones can be much more difficult than for sandstones because of the heterogeneity.*

*Gustavus E. Archie*

## RESUMO

ORLANDI NETO, Aristides. *Nova metodologia para caracterização litológica das rochas carbonáticas do pré-sal com base na perfilagem e espectroscopia de poço*. 2014. 168f. Tese (Doutorado em Geologia) – Faculdade de Geologia, Universidade do Estado do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2014.

O cenário mundial de crescimento está favorecendo uma demanda cada vez maior por petróleo e gás. Para se adequar a esta demanda crescente, as companhias petrolíferas têm perfurado em regiões de águas profundas e com caráter geológico particular, como os depósitos carbonáticos recém explorados no Brasil pela Petrobras e que entraram em produção a partir de 2008. Para a produção de hidrocarbonetos é preciso um conhecimento profundo das rochas que os contém. Isto se deve ao fato que os sensores usados para detectar hidrocarbonetos no processo conhecido como perfilagem de poço na indústria petrolífera são influenciados em suas medições pelas características das rochas. No caso deste trabalho, carbonatos do pré-sal, aparece uma complicação adicional em termos litológicos que é a presença do mineral Estevensita que não é comumente encontrado em ambientes carbonáticos. Em função de não haver uma forma de detectar sem ambiguidades o mineral Estevensita (rico em magnésio) com a Dolomita (também rica em magnésio), e levando-se em consideração o fato de que a Estevensita fecha os poros da rocha (rocha não reservatório) enquanto a Dolomita normalmente pode ser uma excelente rocha reservatório é de fundamental importância conhecer se o magnésio é proveniente da Estevensita ou do processo de dolomitização do carbonato (substituição de cálcio por magnésio). Não existe hoje em dia uma metodologia de perfilagem de poço que possa indicar a proveniência do magnésio. Estevensita ou Dolomita? Rocha reservatório ou não-reservatório? O objetivo deste trabalho é prover respostas às perguntas acima. Desenvolver uma forma de analisar os minerais presentes no pré-sal através da perfilagem e espectroscopia de poço e fazer a separação entre os diversos constituintes das rochas encontradas no pré-sal. O pré-sal brasileiro é constituído por litologia carbonática complexa, sendo a seção rifte formada por coquinas e a seção sag por microbialitos. Estas rochas foram depositadas antes da deposição da camada de sal no fim do Aptiano. Para atingir o resultado esperado neste trabalho serão utilizadas medições convencionais e não convencionais no laboratório com rochas análogas ao pré-sal e minerais puros tais como a Estevensita a fim de determinar respostas padrão para serem utilizados em programas de análise de registros de perfilagem. O produto final deste trabalho é desenvolver um procedimento para determinação de litologia no pré-sal brasileiro através de registros a cabo (*wireline*) ou enquanto se perfura (*Logging While Drilling - LWD*).

Palavras-Chave: Estevensita. Espectroscopia. Pré-sal. Dolomitização. Wireline. LWD. Rifte. Sag. Coquinas. Microbialitos.



## ABSTRACT

ORLANDI NETO, Aristides. *New methodology for lithologic characterization of pre-salt carbonate rocks based on logging and well spectroscopy*. 2014. 168f. Dissertação (Doutorado em Geologia) – Faculdade de Geologia, Universidade do Estado do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2014.

Worldwide growth scenario favors a higher demand for oil and gas. In order to adequate for this growing demand, oil companies started perforating in deep water and exploring particular geologic regions such as the carbonate deposits just explored in Brazil by Petrobras and put on production since 2008. In order to produce hydrocarbons is needed a deep knowledge of the rocks that hold them. This is due to the fact that the sensors used to detect hydrocarbons in the process called by the oil industry logging are influenced in its measurements by the rock characteristics as well. In this work, carbonate from pre-salt, it appears an additional lithological complication that is the presence of the mineral stevensite; normally not found in carbonate provinces around the world. Since there is no way to detect without ambiguity stevensite (rich in magnesium) with dolomite (also rich in magnesium), and taking into consideration the fact that stevensite closes the rock pores (non reservoir rock) while dolomite normally can be an excellent reservoir rock, it is of fundamental importance to know where is the magnesium coming from, is it coming from the stevensite mineral or from the dolomitization process (calcium substitution by magnesium)? There is not today a methodology from well logging that can indicate where magnesium comes from. Is it from stevensite or dolomite? Is it reservoir or non-reservoir rock? The objective of the work is to provide answers for the questions above. Develop a way to analyze the minerals present in pre-salt through logging and well spectroscopy and make the separation between the various constituents of the Brazilian pre-salt rocks. Brazilian pre-salt is constituted by complex carbonate lithology, being the rift section formed by coquinas and sag section formed by microbialites. In order to get the job done in this work we will make conventional and unconventional measurements in the laboratory with analogue rocks of pre-salt and pure minerals such as the stevensite mineral in order to determine pattern answers to be utilized in interpretation logging programs. The final product of this work is to develop a procedure to determine Brazilian pre-salt lithology through wireline logging or logging while drilling (LWD).

Keywords: Stevensite. Spectroscopy. Pre-salt Dolomitization. Wireline. LWD. Rift. Sag. Coquinas. Microbialites.

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Consumo mundial de energia em 2013 .....	17
Figura 2 – Produção e demanda diária mundial de petróleo .....	19
Figura 3 – Indústria Petroleira 2100 anos atrás na China.....	22
Figura 4 – Oil Creek, Titusville, Pennsylvania, 1859 .....	22
Figura 5 – Seção sísmica de reflexão do campo de Marlim, Bacia de Campos.....	24
Figura 6 – Primeira Extração na Camada Pré-Sal .....	25
Figura 7 – Potencial pré-sal Brasil e África .....	26
Figura 8 – Descobertas pré-sal Brasil.....	26
Figura 9 – Pré-sal Brasil e África .....	27
Figura 10 – Física de Espectroscopia .....	32
Figura 11– Espectro de Elementos .....	32
Figura 12– Pesos secos dos Elementos.....	33
Figura 13– Litologias (Siliciclásticos).....	34
Figura 14 – Espectroscopia Induzida.....	35
Figura 15 – Litologias (Carbonatos).....	41
Figura 16 – Mapa Estevensita Mundo Modificado .....	54
Figura 17 – Testemunho Lagoa Feia .....	57
Figura 18 – Coluna Estratigráfica da Bacia de Campos .....	59
Figura 19 – Amostra #1 Lagoa Feia .....	60
Figura 20 – Amostra #1 Área #1 Lagoa Feia (EDS) .....	61
Figura 21 – Amostra #1 Área #2 Lagoa Feia (EDS) .....	62
Figura 22 – Amostra #1 Área #3 Lagoa Feia (EDS) .....	63
Figura 23 – Amostra #1 Área #4 Lagoa Feia (EDS) .....	64
Figura 24 – Amostra #1 Área #5 Lagoa Feia (EDS) .....	65
Figura 25 – Amostra #1 Área #6 Lagoa Feia (EDS) .....	66
Figura 26 – Amostra #1 Área #7 Lagoa Feia (EDS) .....	67
Figura 27 – Amostra #1 Área #8 Lagoa Feia (EDS) .....	68
Figura 28 – Amostra #1 Área #10 Lagoa Feia (EDS) .....	69
Figura 29 – Amostra #1 Área #10 Lagoa Feia (EDS) .....	70
Figura 30 – Amostra #1 Área #11 Lagoa Feia (EDS) .....	71
Figura 31 – Amostra #1 Área #12 Lagoa Feia (EDS) .....	72

Figura 32 – Amostra #1 Área #1 Lagoa Feia (MEV-Si-Ca-Mg) .....	73
Figura 33 – Amostra #1 Área #2 Lagoa Feia (MEV-Si-Ca-Mg) .....	74
Figura 34 – Amostra #1 Área #3 Lagoa Feia (MEV-Si-Ca-Mg) .....	74
Figura 35 – Amostra #1 Área #4 Lagoa Feia (MEV-Si-Ca-Mg) .....	75
Figura 36 – Amostra #1 Área #5 Lagoa Feia (MEV-Si-Ca-Mg) .....	75
Figura 37 – Amostra #1 Área #6 Lagoa Feia (MEV-Si-Ca-Mg) .....	76
Figura 38 – Amostra #1 Área #7 Lagoa Feia (MEV-Si-Ca-Mg) .....	76
Figura 39 – Amostra #1 Área #8 Lagoa Feia (MEV-Si-Ca-Mg) .....	77
Figura 40 – Amostra #1 Área #9 Lagoa Feia (MEV-Si-Ca-Mg) .....	77
Figura 41 – Amostra #1 Área #10 Lagoa Feia (MEV-Si-Ca-Mg) .....	78
Figura 42 – Amostra #1 Área #11 Lagoa Feia (MEV-Si-Ca-Mg) .....	78
Figura 43 – Amostra #1 Área #12 Lagoa Feia (MEV-Si-Ca-Mg) .....	79
Figura 44 – Amostra #1 Área #2 Lagoa Feia Sódio Na (MEV).....	79
Figura 45 – Amostra #1 Área #2 Lagoa Feia Cloro Cl (MEV).....	80
Figura 46 – Amostra #1 Área #2 Lagoa Feia (Na-Cl).....	80
Figura 47 – Amostra #3 Área #1 Lagoa Feia (EDS) .....	82
Figura 48 – Amostra #3 Área #2 Lagoa Feia (EDS) .....	83
Figura 49 – Amostra #3 Área #3 Lagoa Feia (EDS) .....	84
Figura 50 – Amostra #3 Área #4 Lagoa Feia (EDS) .....	85
Figura 51 – Amostra #3 Área #5 Lagoa Feia (EDS) .....	86
Figura 52 – Amostra #3 Área #6 Lagoa Feia (EDS) .....	87
Figura 53 – Amostra #3 Área #7 Lagoa Feia (EDS) .....	88
Figura 54 – Amostra #3 Área #8 Lagoa Feia (EDS) .....	89
Figura 55 – Amostra #3 Área #9 Lagoa Feia (EDS) .....	90
Figura 56 – Amostra #3 Área #10 Lagoa Feia (EDS) .....	91
Figura 57 – Amostra #3 Área #11 Lagoa Feia (EDS) .....	92
Figura 58 – Amostra #3 Área #12 Lagoa Feia (EDS) .....	93
Figura 59 – Amostra #3 Área #1 Lagoa Feia (MEV-Si-Ca-Mg) .....	94
Figura 60 – Amostra #3 Área #2 Lagoa Feia (MEV-Si-Ca-Mg) .....	94
Figura 61 – Amostra #3 Área #3 Lagoa Feia (MEV-Si-Ca-Mg) .....	95
Figura 62 – Amostra #3 Área #4 Lagoa Feia (MEV-Si-Ca-Mg) .....	96
Figura 63 – Amostra #3 Área #5 Lagoa Feia (MEV-Si-Ca-Mg) .....	96
Figura 64 – Amostra #3 Área #6 Lagoa Feia (MEV-Si-Ca-Mg) .....	97
Figura 65 – Amostra #3 Área #7 Lagoa Feia (MEV-Si-Ca-Mg) .....	97

Figura 66 – Amostra #3 Área #8 Lagoa Feia (MEV-Si-Ca-Mg) .....	98
Figura 67 – Amostra #3 Área #9 Lagoa Feia (MEV-Si-Ca-Mg) .....	98
Figura 68 – Amostra #3 Área #10 Lagoa Feia (MEV-Si-Ca-Mg) .....	99
Figura 69 – Amostra #3 Área #11 Lagoa Feia (MEV-Si-Ca-Mg) .....	99
Figura 70 – Amostra #3 Área #12 Lagoa Feia (MEV-Si-Ca-Mg) .....	100
Figura 71 – Amostra #3 Área #7 Sub #1 Imagen 500 x .....	100
Figura 72 – Amostra #3 Área #7 Sub #2 Imagen 2500 X .....	101
Figura 73 – Amostra A de Pectolita / Estevensita Nova Jersey USA .....	104
Figura 74 – Amostra A de Pectolita / Estevensita Imagen 46 X Área 1 .....	106
Figura 75 – Amostra A Pectolita / Estevensita (XRD EDS-MEV) Área 1 .....	107
Figura 76 – Amostra A Pectolita / Estevensita Imagen 1000 X Área 2 .....	108
Figura 77 – Amostra A Estevensita / Pectolita Imagen 1000 X Área 3 .....	110
Figura 78 – Amostra B de Estevensita Nova Jersey USA.....	114
Figura 79 – Amostra B Estevensita e Pectolita Imagen 86 X Zona 1 .....	115
Figura 80 – Amostra B Estevensita / Pectolita Imagen 86 X .....	116
Figura 81 – Amostra B Estevensita / Pectolita 86 X .....	116
Figura 82 – Amostra B Estevensita / Pectolita EDS Zona 1 .....	117
Figura 83 – Amostra B Estevensita / Pectolita Imagen 154 X Zona 2 .....	118
Figura 84 – Amostra B Estevensita / Pectolita EDS Zona 2 .....	119
Figura 85 – Amostra B Estevensita / Pectolita Imagen 197 X Zona 3 .....	120
Figura 86 – Amostra B Estevensita / Pectolita EDS Zona 3 .....	121
Figura 87 – Amostra B Estevensita / Pectolita Imagen 224 X Zona 4 .....	122
Figura 88 – Amostra B Estevensita / Pectolita EDS Zona 4 .....	123
Figura 89 – Amostra B Estevensita / Pectolita Imagen 253 X Zona 5 .....	124
Figura 90 – Amostra B Estevensita / Pectolita EDS Zona 5 .....	125
Figura 91 – Amostra B Estevensita / Pectolita Imagen 544 X Zona 6 .....	126
Figura 92 – Amostra B Estevensita / Pectolita EDS Zona 6 .....	127
Figura 93 – Amostra B Estevensita / Pectolita Imagen 544 X Zona 7 .....	128
Figura 94 – Amostra B Estevensita / Pectolita EDS .....	129
Figura 95 – Amostra B Estevensita / Pectolita Imagen 325 X Zona 8 .....	130
Figura 96 – Amostra B Estevensita / Pectolita 325 X .....	131
Figura 97 – Amostra B Estevensita / Pectolita Imagen 325 X .....	131
Figura 98 – Amostra B Estevensita / Pectolita EDS Zona 8 .....	132
Figura 99 – Amostra B Estevensita / Pectolita Imagen 258 X Zona 9 .....	133

Figura 100 – Amostra B Estevensita / Pectolita EDS Zona 9 .....	134
Figura 101 – Amostra B Estevensita / Pectolita Imagen 183 X Zona 10.....	135
Figura 102 – Amostra B Estevensita / Pectolita EDS Zona 10 .....	136
Figura 103 – Parâmetros Techlog ( <i>end points</i> ) .....	146
Figura 104 – Pré-Sal descoberto até 2014 .....	147
Figura 105 – Estevensita Nodular (Oolites) .....	150
Figura 106 – Estevensita disseminada como aparece no pré-sal seção sag.....	151
Figura 107– Passo 1 Carregando os Dados .....	160
Figura 108 – Passo 2 Controle de Qualidade dos Dados.....	161
Figura 109 – Passo 3 Adicionar Mineral Estevensita no Sistema .....	162
Figura 110 – Passo 3A Adicionar Mineral Estevensita no Sistema .....	162
Figura 111 – Passo 3B Adicionar Mineral Estevensita no Sistema .....	163
Figura 112 – Passo 4 Selecionar dados de entrada.....	163
Figura 113 – Passo 5 Selecionar os volumes a serem calculados .....	164
Figura 114 – Passo 6 Selecionar equação de Saturação e Salinidade .....	165

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Os treze maiores produtores de Petróleo em 2013- .....	20
Tabela 2 – Os dezessete maiores consumidores de Petróleo em 2013 .....	20
Tabela 3 – Porcentual por Elementos no Mineral Estevensita .....	51
Tabela 4 – Porcentual por Óxidos no Mineral Estevensita .....	52
Tabela 5 – Concentração Óxidos e Elementos Amostra#1 Área#1 Formação Lagoa Feia.....	61
Tabela 6 – Concentração Óxidos e Elementos Amostra#1 Área#2 Formação Lagoa Feia.....	62
Tabela 7 – Concentração Óxidos e Elementos Amostra#1 Área#3 Formação Lagoa Feia.....	63
Tabela 8 – Concentração Óxidos e Elementos Amostra#1 Área#4 Formação Lagoa Feia.....	64
Tabela 9 – Concentração Óxidos e Elementos Amostra#1 Área#5 Formação Lagoa Feia.....	65
Tabela 10 – Concentração Óxidos e Elementos Amostra#1 Área#6 Formação Lagoa Feia....	66
Tabela 11 – Concentração Óxidos e Elementos Amostra#1 Área#7 Formação Lagoa Feia....	67
Tabela 12 – Concentração Óxidos e Elementos Amostra#1 Área#8 Formação Lagoa Feia....	68
Tabela 13 – Concentração Óxidos e Elementos Amostra#1 Área#9 Formação Lagoa Feia....	69
Tabela 14 – Concentração Óxidos e Elementos Amostra#1 Área#10 Formação Lagoa Feia..	70
Tabela 15 – Concentração Óxidos e Elementos Amostra#1 Área#11 Formação Lagoa Feia..	71
Tabela 16 – Concentração Óxidos e Elementos Amostra#1 Área#12 Formação Lagoa Feia..	72
Tabela 17 – Concentração Óxidos e Elementos Amostra#3 Área#1 Formação Lagoa Feia....	82
Tabela 18 – Concentração Óxidos e Elementos Amostra#3 Área#2 Formação Lagoa Feia....	83
Tabela 19 – Concentração Óxidos e Elementos Amostra#3 Área#3 Formação Lagoa Feia....	84
Tabela 20 – Concentração Óxidos e Elementos Amostra#3 Área#4 Formação Lagoa Feia....	85
Tabela 21 – Concentração Óxidos e Elementos Amostra#3 Área#5 Formação Lagoa Feia....	86
Tabela 22 – Concentração Óxidos e Elementos Amostra#3 Área#6 Formação Lagoa Feia....	87
Tabela 23 – Concentração Óxidos e Elementos Amostra#3 Área#7 Formação Lagoa Feia....	88
Tabela 24 – Concentração Óxidos e Elementos Amostra#3 Área#8 Formação Lagoa Feia....	89
Tabela 25 – Concentração Óxidos e Elementos Amostra#3 Área#9 Formação Lagoa Feia....	90
Tabela 26 – Concentração Óxidos e Elementos Amostra#3 Área#10 Formação Lagoa Feia..	91
Tabela 27 – Concentração Óxidos e Elementos Amostra#3 Área#11 Formação Lagoa Feia..	92
Tabela 28 – Concentração Óxidos e Elementos Amostra#3 Área#12 Formação Lagoa Feia..	93
Tabela 29 – XRD Formação Lagoa Feia Análise de minerais (TerraTek).....	102
Tabela 30 – XRD Formação Lagoa Feia Análise de Argilo minerais (TerraTek) .....	103
Tabela 31 – Amostra A Estevensita-Pectolita MEV-EDS Área 1 Ponto 1 .....	106

Tabela 32 – Amostra A Estevensita-Pectolita MEV-EDS Área 1 Ponto 2 .....	107
Tabela 33 – Amostra A Estevensita-Pectolita MEV-EDS Área 2 Ponto 1 .....	108
Tabela 34 – Amostra A Estevensita-Pectolita MEV-EDS Área 2 Ponto 2 .....	109
Tabela 35 – Amostra A Estevensita-Pectolita MEV-EDS Área 2 Ponto 3 .....	109
Tabela 36 – Amostra A Estevensita-Pectolita MEV-EDS Área 3 Ponto 1 .....	110
Tabela 37 – Amostra A Estevensita-Pectolita MEV-EDS Área 3 Ponto 2 .....	111
Tabela 38 – Amostra A Estevensita-Pectolita MEV-EDS Área 3 Ponto 3 .....	111
Tabela 39 – Amostra A Estevensita-Pectolita MEV-EDS Área 3 Ponto 4 .....	112
Tabela 40 – Amostra A Estevensita-Pectolita MEV-EDS Área 3 Ponto 5 .....	112
Tabela 41 – Amostra B Estevensita-Pectolita MEV-EDS Zona 1 .....	117
Tabela 42 – Amostra B Estevensita-Pectolita MEV-EDS Zona 2 .....	119
Tabela 43 – Amostra B Estevensita-Pectolita MEV-EDS Zona 3 .....	121
Tabela 44 – Amostra B Estevensita-Pectolita MEV-EDS Zona 4 .....	123
Tabela 45 – Amostra B Estevensita-Pectolita MEV-EDS Zona 5 .....	125
Tabela 46 – Amostra B Estevensita-Pectolita MEV-EDS Zona 6 .....	127
Tabela 47 – Amostra B Estevensita-Pectolita MEV-EDS Zona 7 .....	129
Tabela 48 – Amostra B Estevensita-Pectolita MEV-EDS Zona 8 .....	132
Tabela 49 – Amostra B Estevensita-Pectolita MEV-EDS Zona 9 .....	134
Tabela 50 – Amostra B Estevensita-Pectolita MEV-EDS Zona 10 .....	136
Tabela 51 – Mineral puro Estevensita (“end points”) Dados de Entrada .....	139

## LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANP	Agência Nacional do Petróleo
BFV	Bound Fluid Volume (Volume não Livre Ressonância Magnética)
BRGC	Brazil Research & Geoenvironment Center
CAT	Computerized Axial Tomography
CCAL	Conventional Core Analysis
CEC	Cation Exchange Capacity (Capacidade de troca catiônica)
DRX	Difração de Raios X
DWAL	Dry Weight Aluminum (Fração seca Alumínio)
DWCA	Dry Weight Calcium (Fração seca Cálcio)
DWFE	Dry Weight Iron (Fração seca Ferro)
DWMG	Dry Weight Magnesium (Fração seca Magnésio)
DWNA	Dry Weight Sodium (Fração seca Sódio)
DWSI	Dry Weight Silicon (Fração seca Silício)
ECS	Environmental Capture Spectroscopy
EDS	Energy Dispersive Spectroscopy
EDX	Energy Dispersive X-Ray Spectroscopy
ETR	Elementos Terras Raras
FFV	Free Fluid Volume (Volume Livre Ressonância Magnética)
IPM	Injeção de Pressão com Mercúrio
LWD	Logging While Drilling
MEV	Microscópio Eletrônico de Varredura
MPI	Mercury Pressure Injection
NMR	Nuclear Magnetic Resonance
NPHI	Neutron Porosity (Porosidade Neutrônica)
PEF	Photo Electric Factor (Fator Fotoelétrico)
RHOB	Densidade da formação através de registros elétricos
SCAL	Special Core Analysis
SEM	Scanning Electron Microscope
TCMR	Porosidade do Ressonância Magnética
U	Volumetric Factor (Fator volumétrico, $U=PEF \cdot RHOB$ )
UERJ	Universidade do Estado do Rio de Janeiro
XRD	X Ray Diffraction



## SUMÁRIO

	<b>INTRODUÇÃO</b> .....	17
1	<b>OBJETIVOS</b> .....	21
1.1	<b>Panorama histórico</b> .....	21
1.2	<b>Pré-sal</b> .....	24
2	<b>FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA</b> .....	28
2.1	<b>Registros elétricos na indústria petroleira</b> .....	28
2.2	<b>Panorama histórico da espectroscopia induzida</b> .....	30
2.3	<b>Breve introdução à espectroscopia induzida</b> .....	31
2.4	<b>Litologias no Pré-Sal</b> .....	35
2.5	<b>Metodologias tradicionais para determinação de litologia</b> .....	37
2.5.1	<u>Testemunho de poço</u> .....	38
2.5.2	<u>Amostras de parede</u> .....	39
2.5.3	<u>Análise de calha</u> .....	39
2.5.4	<u>Análise de registros elétricos</u> .....	40
2.5.5	<u>Análise de Registros Elétricos com Espectroscopia Induzida</u> .....	40
2.6	<b>Teoria da espectroscopia induzida</b> .....	43
2.6.1	<u>Análise crítica do processo de utilização da espectroscopia induzida</u> .....	44
2.6.1.1	Desenho das ferramentas de espectroscopia induzida.....	45
2.6.1.2	Manipulação dos dados de espectroscopia induzida (utilização de software) ...	45
2.6.1.3	Ambiente onde ocorre a medição de espectroscopia induzida.....	46
2.6.2	<u>Espectroscopia Induzida no Pré-Sal</u> .....	47
3	<b>NOVA METODOLOGIA- ANÁLISE PETROFÍSICA NO PRÉ-SAL</b> .....	49
3.1	<b>Introdução ao método desenvolvido</b> .....	49
3.2	<b>Métodos de interpretação petrofísica probabilísticos</b> .....	50
3.3	<b>Dados tabulados da Estevensita para modelos petrofísicos</b> .....	51
3.4	<b>Estevensita no mundo para considerar em modelos petrofísicos</b> .....	54
3.5	<b>Análise crítica da nova metodologia</b> .....	54
4	<b>ANÁLISE LABORATORIAL</b> .....	56
4.1	<b>Introdução</b> .....	56
4.2	<b>Objetivos da análise laboratorial</b> .....	56

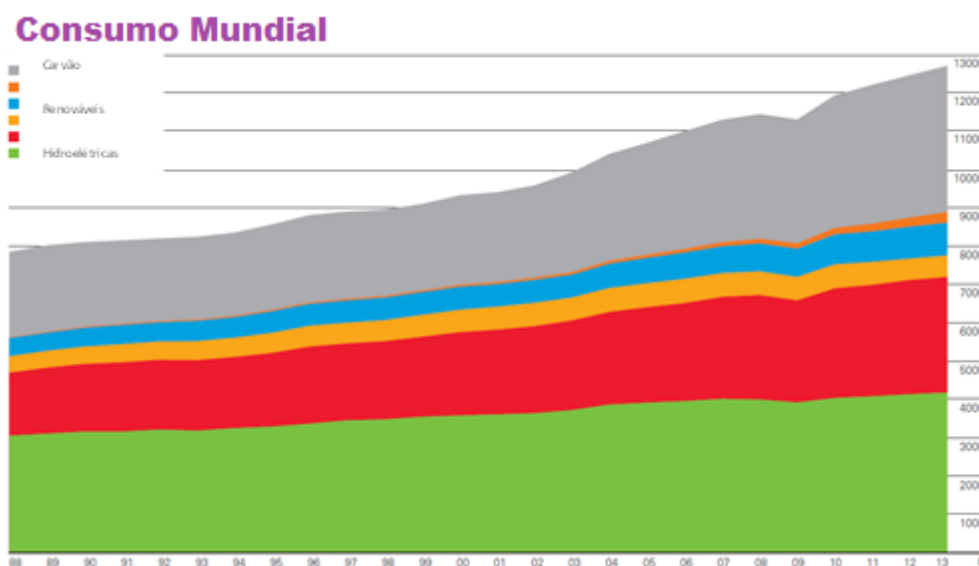
4.3	<b>Introdução à Formação Lagoa Feia.....</b>	57
4.4	<b>Resultados MEV e EDS nos testemunhos da Formação Lagoa Feia.....</b>	60
4.4.1	<u>Resultados EDS amostra #1 Áreas #1 até #12.....</u>	61
4.4.2	<u>Conclusões EDS Amostra #1 Áreas #1 até #12.....</u>	73
4.4.3	<u>Resultados MEV Amostra #1 Áreas #1 até #12.....</u>	73
4.4.4	<u>Conclusões MEV Amostra #1 Áreas #1 até #12.....</u>	81
4.4.5	<u>Resultados EDS Amostra #3 Áreas #1 até #12.....</u>	82
4.4.6	<u>Conclusões EDS Amostra #3 Áreas #1 até #12.....</u>	94
4.4.7	<u>Resultados MEV Amostra #3 Áreas #1 até #12.....</u>	94
4.4.8	<u>Conclusões MEV Amostra #3 Áreas #1 até #12.....</u>	101
4.4.9	<u>Conclusão dos Resultados XRD na Formação Lagoa Feia (TerraTek) .....</u>	102
4.5	<b>Conclusão geral dos resultados da Formação Lagoa Feia.....</b>	103
4.6	<b>Análise da amostra A de Estevensita (Nova Jersey-USA) .....</b>	104
4.6.1	<u>Introdução à análise da amostra A de Estevensita.....</u>	105
4.6.1.1	MEV-EDS Área 1 Ponto 3.....	107
4.6.1.2	MEV-EDS ponto 1.....	110
4.6.2	<u>Conclusão com respeito à análise da amostra A de Estevensita.....</u>	113
4.7	<b>Análise da Amostra B de Estevensita (Nova Jersey-USA) .....</b>	113
4.7.1	<u>Introdução à análise da amostra B de Estevensita.....</u>	115
4.7.2	<u>Amostra B Estevensita / Pectolita Zona 1.....</u>	115
4.7.3	<u>Amostra B Estevensita / Pectolita Zona 2.....</u>	118
4.7.4	<u>Amostra B Estevensita / Pectolita Zona 3.....</u>	120
4.7.5	<u>Amostra B Estevensita / Pectolita Zona 4.....</u>	122
4.7.6	<u>Amostra B Estevensita / Pectolita Zona 5.....</u>	124
4.7.7	<u>Amostra B Estevensita / Pectolita Zona 6.....</u>	126
4.7.8	<u>Amostra B Estevensita / Pectolita Zona 7.....</u>	128
4.7.9	<u>Amostra B Estevensita / Pectolita Zona 8.....</u>	130
4.7.10	<u>Amostra B Estevensita / Pectolita Zona 9.....</u>	133
4.7.11	<u>Amostra B Estevensita / Pectolita Zona 10.....</u>	135
4.7.12	<u>Conclusão com respeito à análise da amostra B de Estevensita.....</u>	137
4.8	<b>Conclusão geral dos resultados das amostras de Estevensita.....</b>	137
5	<b>ANÁLISE DO MÉTODO COM DADOS REAIS DE POÇO.....</b>	138
5.1	<b>Introdução.....</b>	138

5.2	<b>Discussão crítica da tabela 51</b> .....	139
5.2.1	<u>Densidade</u> .....	140
5.2.2	<u>Porosidade neutrônica</u> .....	140
5.2.3	<u>Fator volumétrico</u> .....	141
5.2.4	<u>Porosidade do ressonância magnética</u> .....	141
5.2.5	<u>Volume não livre do ressonância magnética</u> .....	141
5.2.6	<u>Fluido livre do ressonância magnética</u> .....	141
5.2.7	<u>Fração seca do alumínio</u> .....	141
5.2.8	<u>Fração seca do magnésio</u> .....	142
5.2.9	<u>Fração seca do ferro</u> .....	142
5.2.10	<u>Fração seca do silício</u> .....	142
5.2.11	<u>Fração seca do cálcio</u> .....	142
5.2.12	<u>Fração seca do sódio</u> .....	143
5.2.13	<u>Capacidade de troca catiônica</u> .....	143
5.2.14	<u>Todos os demais parâmetros não mencionados</u> .....	144
5.3	<b>Respostas de registros com respeito a Estevensita utilizando Techlog</b> .....	144
5.4	<b>Resultados obtidos nos poços de controle</b> .....	145
6	<b>TEORIA DE FORMAÇÃO DE ESTEVENSITA NO PRÉ-SAL</b> .....	147
	<b>CONSIDERAÇÕES FINAIS</b> .....	153
	<b>CONCLUSÕES</b> .....	154
	<b>REFERÊNCIAS</b> .....	156
	<b>APÊNDICE – Algoritmos do Techlog: Passo a passo da implementação computacional da nova metodologia</b> .....	160

## INTRODUÇÃO

O crescimento econômico e tecnológico nos séculos XIX e XX foram impulsionados pela indústria do petróleo ao redor do mundo. Tudo indica que esta tendência deva se manter no século XXI. O petróleo dentre todas as outras energias seguirá sendo primordial. Devemos observar um crescimento e utilização de novas formas de energia ao longo do século XXI, especialmente energias limpas e renováveis. No entanto, não se deve esperar uma mudança radical da matriz energética antes da metade do século, e até mesmo para alguns especialistas, não se deve esperar esta mudança antes do final deste século. O gráfico de consumo de energia mundial no último relatório anual da BP (BP, 2014) mostra a dependência do mundo por petróleo, gás e carvão e pode ser visto na figura 1.

Figura 1 - Consumo mundial de energia em 2013



Legenda: O consumo primário de energia mundial cresceu abaixo da média de 2.3% em 2013, o terceiro ano de crescimento abaixo da média. O crescimento foi abaixo da média em todas as regiões exceto na América do Norte. Todos os tipos de combustível, com a exceção do petróleo, energia nuclear e renováveis cresceram em taxas abaixo da média. O petróleo continua como o combustível dominante no planeta, mas perdeu mercado por 14 anos seguidos. Energia hidroelétrica e outras fontes renováveis alcançaram parcelas consideráveis do mercado de consumo de energia, com 16,7% e 2,2%, respectivamente.

Fonte: BP, 2014<sup>1</sup>

Segundo dados do site Portal Brasil<sup>2</sup>, o Brasil possui a matriz energética mais

<sup>1</sup> BP, *Statistical Review of World Energy*, 63<sup>rd</sup> ed, 48p. Junho 2014. Disponível em <[www.bp.com/review](http://www.bp.com/review)>

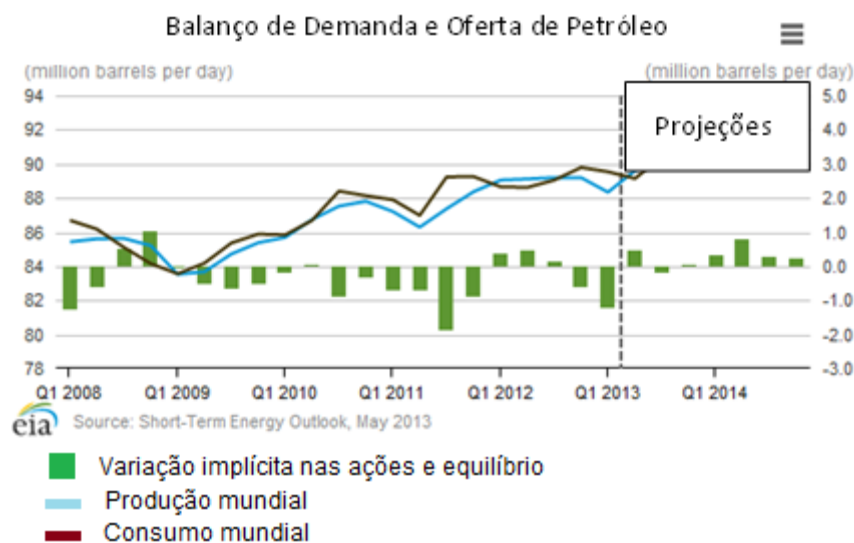
<sup>2</sup> Conteúdo disponível em <<http://www.brasil.gov.br/>>.

renovável do mundo industrializado com 45,3% de sua produção proveniente de fontes como recursos hídricos, biomassa e etanol, além das energias eólica e solar. As usinas hidrelétricas são responsáveis pela geração de mais de 75% da eletricidade do país. Deve-se lembrar que a matriz energética mundial é composta por 13% de fontes renováveis no caso de países industrializados, caindo para 6% entre as nações em desenvolvimento.

Devido à alta dependência dos hidrocarbonetos a nível mundial uma pergunta sobre até quando será possível sustentar o alto consumo mundial desta riqueza deve ser respondida a fim de planejar como substituí-la. Há décadas se escutam opiniões a respeito da duração e finitude da riqueza proveniente dos hidrocarbonetos. Hubbert nos Estados Unidos em 1956 previu que seu país atingiria o denominado pico de petróleo (*peak of oil*) entre 1965 e 1971, o qual não ocorreu. O termo pico de petróleo significa a máxima produção que determinado país ou o mundo como um todo pode atingir em determinado momento de sua história. No entanto é muito difícil de se prever quando ocorrerá o pico de petróleo em termos globais e até mesmo de um determinado país pois novas descobertas, avanços tecnológicos, novas fronteiras como o pré-sal e reservas não convencionais tais como gás em folhelhos (*shale gas*), petróleo em folhelhos (*shale oil*) e gás em rochas de baixa porosidade (*tight gas*) não permitem uma correlação direta para determinar uma data onde se atingirá a máxima produção. Alguns autores colocam o ano de 2020 como a data em que globalmente se atingirá o pico de petróleo. Fica registrado nesta tese a impossibilidade de determinar uma data para o evento já que como comentado acima existem variáveis importantes que podem modificar a possível data em anos e mesmo décadas e estas variáveis não são triviais de fazer previsão.

Existe um equilíbrio mundial entre a produção e o consumo de petróleo. Na Figura 2 aparece a produção mundial (curva azul) e o consumo mundial (curva vermelha) desde 2008 até 2013. O impressionante equilíbrio entre produção e consumo mundiais que se vê no gráfico, é um padrão que vem se repetindo nas últimas décadas com exceção dos anos onde houve crises mundiais. Hoje o mundo produz e consome ao redor de 85 milhões de barris de petróleo por dia.

Figura 2 - Produção e demanda diária mundial de petróleo
















Fonte: U.S ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION, 2011<sup>3</sup>

Os maiores consumidores de petróleo no mundo são países ou blocos altamente desenvolvidos e com alto crescimento anual. São nesta ordem Estados Unidos, União Européia e China. Os três maiores produtores em 2013 são nesta ordem Arabia Saudita, Rússia e Estados Unidos. A Tabela 1 indica os treze maiores produtores no mundo e suas produções respectivas em 2013. A tabela 2 indica os dezessete maiores consumidores no mundo.

As estimativas otimistas da quantidade de petróleo da camada pré-sal brasileira parece se confirmar a cada dia desde sua descoberta em 2006. O Brasil poderá se transformar num dos maiores produtores e exportadores de petróleo e derivados do mundo, podendo se posicionar entre os quatro ou cinco maiores produtores de petróleo do mundo por volta de 2040. Hoje se produz do pré-sal aproximadamente 500 mil barris diários, se espera produzir 1 milhão de barris diários até fins de 2016. Esta é a importância do pré-sal para a Petrobras e para o Brasil. Mundialmente falando o pré-sal não é exclusivo do Brasil, há países da costa africana buscando esta riqueza e outros países ao redor do mundo buscarão camadas produtoras com as mesmas características do pré-sal.



















<sup>3</sup> U.S ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION, *Short-term energy and winter fuels outlook*. 2013. Disponível em: <<http://www.eia.gov/forecasts/steo/>>.

Tabela 1- Os treze maiores produtores de Petróleo em 2013-

	País	Produção
1	 Saudi Arabia	10,900,000
2	 Russia	9,900,000
3	 United States	9,023,000
4	 Iran	4,231,000
5	 China	4,073,000
6	 Canada	3,592,000
7	 Iraq	3,400,000
8	 United Arab Emirates	3,087,000
9	 Mexico	2,934,000
10	 Kuwait	2,682,000
11	 Brasil	2,633,000
12	 Nigeria	2,525,000
13	 Venezuela	2,453,000

Fonte: WIKIPEDIA, 2013<sup>4</sup>.

Tabela 2 - Os dezessete maiores consumidores de Petróleo em 2013

	País	Consumo
	 United States	19,150,000
-	 European Union	13,680,000
2	 China	9,400,000
3	 Japan	4,452,000
4	 India	3,182,000
5	 Saudi Arabia	2,643,000
6	 Germany	2,495,000
7	 Canada	2,209,000
8	 Russia	2,199,000
9	 Korea, South	2,195,000
10	 Mexico	2,073,000
11	 Brazil	2,029,000
12	 France	1,861,000
13	 Iran	1,845,000
14	 United Kingdom	1,622,000
15	 Italy	1,528,000
16	 Spain	1,441,000
17	 Indonesia	1,292,000

Fonte: WIKIPEDIA, 2013<sup>5</sup>

<sup>4</sup> Conteúdo disponível em <[https://en.wikipedia.org/wiki/List\\_of\\_countries\\_by\\_oil\\_production](https://en.wikipedia.org/wiki/List_of_countries_by_oil_production)>.

<sup>5</sup> Conteúdo disponível em <[https://en.wikipedia.org/wiki/List\\_of\\_countries\\_by\\_oil\\_consumption](https://en.wikipedia.org/wiki/List_of_countries_by_oil_consumption)>.

## 1 OBJETIVOS

Este trabalho tem como objetivo prover ferramentas para a indústria petroleira brasileira produzir e avaliar mais efetivamente as reservas do pré-sal. Muito embora o doutorado esteja focado no pré-sal brasileiro, os resultados desta pesquisa podem ser aproveitados no pré-sal atualmente sendo explorado na costa africana e em outras regiões do globo onde se encontrem rochas com as mesmas características do pré-sal.

Especificamente o produto principal será disponibilizar uma nova metodologia para a indústria petroleira para avaliar, através de registros, a complexa litologia do pré-sal e suas particularidades não encontradas em outras rochas carbonáticas ao redor do mundo que é a presença do mineral Estevensita. Conhecer as rochas onde estão os hidrocarbonetos é de fundamental importância para definir se estas rochas são reservatórios ou não-reservatórios, i.e., são rochas onde há um potencial de produção para o petróleo ou gás nelas contido?

Como produtos secundários; dentre eles, o estudo em laboratório de rochas que sejam possíveis análogos ao pré-sal além de um extenso estudo em laboratório do mineral Estevensita, a fim de determinar características padrão deste mineral de tal maneira que se possa implementar a metodologia descrita acima em programas de interpretação de registros disponíveis na indústria petroleira. Atualmente os valores típicos do mineral Estevensita não estão totalmente tabulados a fim de permitir o propósito desejado nesta nova metodologia, daí a necessidade de um estudo laboratorial extenso levando-se em conta as medições necessárias ao método. Outros objetivos incluem prover interpretação de poços previamente perfurados onde o cliente ficou com dúvidas com respeito à litologia (presença de Dolomita ou Estevensita ou mesmo de uma combinação destes). Devido aos acordos contratuais cliente-companhias de serviço, estes dados não serão disponibilizados neste trabalho de doutorado, no entanto, menção sobre os resultados obtidos com a nova metodologia serão publicados e uma análise crítica do método será analisada e uma explicação detalhada em como aplicar a nova metodologia será apresentada.

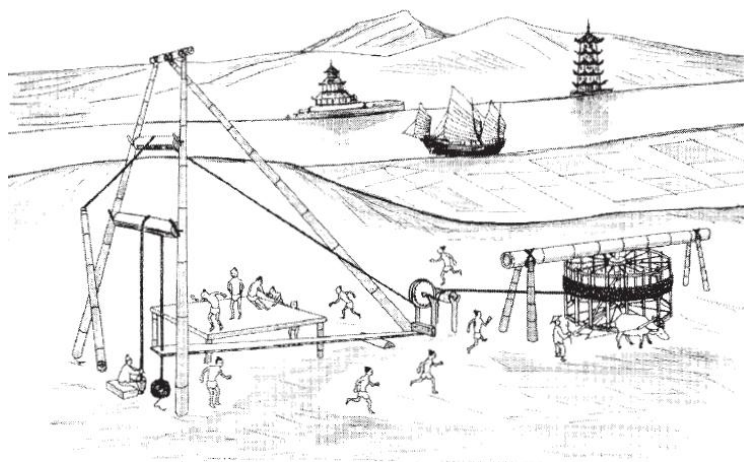
### 1.1 Panorama histórico

Há vestígios na indústria do petróleo que datam de 2100 anos atrás na China. Como pode ser observado na ilustração da figura 3. Embora pelo desenho se observe uma indústria



bastante rudimentar pode-se observar elementos comuns à indústria atual tais como uma sonda de perfuração, tubos de perfuração, sistema de polias, vias de transporte próximas para escoar a produção e meios de transporte para fazê-lo.

Figura 3 - Indústria Petroleira 2100 anos atrás na China



Fonte: HARPER, 1988.

No século XIX nos Estados Unidos a febre do ouro aconteceu por volta de 1849. A febre do petróleo ocorreu neste país quase dez anos depois, onde a riqueza se denominou ouro negro. A imagem abaixo (Figura 4) mostra a grande quantidade de poços na área chamada de Oil Creek em Titusville, Pennsylvania, em 1859.

Figura 4 - *Oil Creek*, Titusville, Pennsylvania, 1859



Fonte: OIL HISTORY PHOTO ALBUM, 2013<sup>6</sup>

<sup>6</sup> Conteúdo disponível em <[http://little-mountain.com/oilwell/Media/album/lower\\_pioneer\\_run.jpg](http://little-mountain.com/oilwell/Media/album/lower_pioneer_run.jpg)>.

Nesta época, muito antes da invenção dos registros elétricos em 1927, saber onde perfurar para encontrar petróleo era quase um ato fortuito. Se podia determinar possíveis localizações favoráveis para as acumulações através da presença de petróleo que emanava até a superfície. (*oil seeps*).

A pesquisa petrolífera no Brasil é contada em detalhes em trabalhos consultados neste trabalho, como Bizzi et al (2003), Brandão e Guardado (1998) e Candido e Cora (1990), como será descrito a seguir para entendimento do contexto histórico.

No Brasil, a história da pesquisa petrolífera remonta a meados do século XIX, Quando exsudações de petróleo e gás eram então conhecidas em várias regiões do país: na Bahia, em afloramentos na Bacia do Recôncavo, em São Paulo, Santa Catarina, na Bacia do Paraná, no litoral baiano de Ilhéus, Bacia de Camamu e no estado do Maranhão, em áreas das Bacias de São Luiz e Barreirinhas. De acordo com o trabalho de Brandão e Guardado (1998<sup>3</sup>), os primeiros registros documentados acerca do tema prospecção petrolífera referem-se a duas concessões outorgadas a particulares em 1858 pelo imperador Dom Pedro II, para a pesquisa e a mineração de carvão, turfa e betume. A partir de então, na exploração do petróleo brasileiro, sucederam-se diversos períodos e diversas fases, fortemente condicionadas pela evolução do conhecimento geológico, pelo aumento continuado da demanda por derivados de petróleo, pela disponibilidade de recursos financeiros, pela variação dos preços internacionais e mais recentemente, pelas mudanças na regulamentação do setor. Um marco importante da história da indústria petrolífera no Brasil é a criação da Petróleo Brasileiro S.A., em 1953.

Um caso pitoresco com respeito à indústria petroleira ocorreu em Mossoró no Brasil em 1966. O prefeito de Mossoró contratou uma firma para abrir um poço de água, supervisionado pelo geólogo Lúcio Cavalcante, na praça Padre João Mota. O poço jorrou petróleo misturado com água e serviu de combustível para as lâmpadas da população da cidade por algum tempo. Esta casualidade proporcionou a descoberta de jazidas petrolíferas na região de Mossoró.

No século vinte a indústria petroleira avançou rapidamente produzindo de reservatórios em sua maioria siliciclásticos (areias) seja em terra ou no mar, em águas rasas, onde se podiam fixar sondas de perfuração. No Brasil na década de 70, um exemplo é o campo de Enchova.

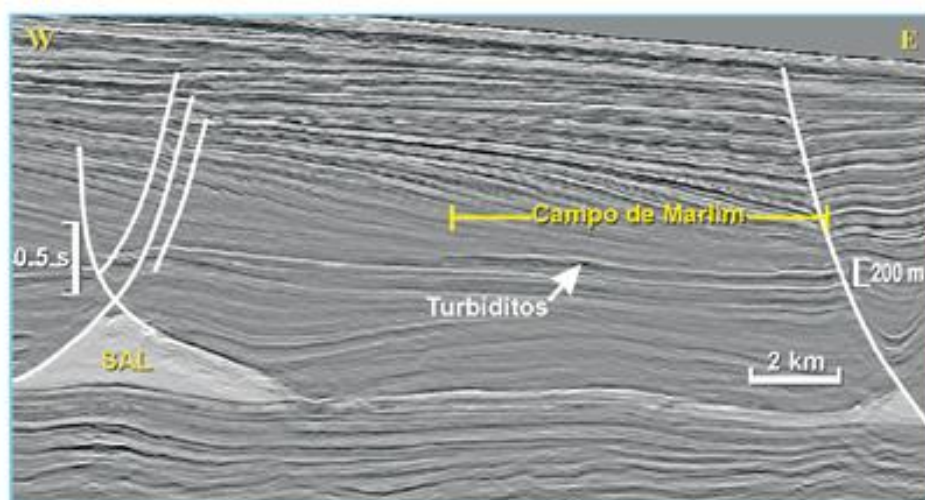
Com o progresso da tecnologia de sondas e navios-sonda houve a possibilidade de perfurar em águas cada vez mais profundas. A fronteira de exploração se estendeu para poços no mar nas zonas de águas profundas e no século XXI para águas ultra profundas.

No Brasil na década de 80 os campos de Albacora e Marlin foram descobertos em

águas profundas na Bacia de Campos e a exploração dos turbiditos (areias) se tornaria um marco bastante importante na história da Petrobras e do Brasil. Assim como o marco dos turbiditos e a exploração de águas profundas (cerca de 800 metros de lamina d'água naquela época) na metade dos anos 80 foi fator preponderante na indústria do petróleo; o pré-sal no século XXI já se tornou um marco muito importante na indústria petrolífera, não só no Brasil, como no mundo; devido às suas grandes reservas e altas capacidades de produção.

A imagem da figura 5, a seguir, mostra uma seção sísmica do campo de Marlim descoberto em 1985 na Bacia de Campos, no litoral do Rio de Janeiro.

Figura 5 - Seção sísmica de reflexão do campo de Marlim, Bacia de Campos



Fonte: CPRM, 2003 modificado de Candido e Cora, 1990.

## 1.2 Pré-sal

Em 2004 alguns poços foram perfurados pela Petrobras em águas ultra profundas (1500 a 2500 metros de lâmina d'água), tendo turbiditos (areias) como alvo na Bacia de Santos. A idéia caso houvesse petróleo no pós-sal em Santos seria aprofundar a perfuração abaixo do sal onde estudos sísmicos mostravam condições possíveis de acumulação de petróleo em rochas carbonáticas abaixo da camada de sal. Petróleo foi encontrado nas areias de Santos do pós-sal. Desta maneira em outubro de 2006 a idéia de perfurar o pré-sal se concretizou até atingir a profundidade de 7600 metros. Petróleo e gás foram encontrados e naquele mesmo ano o campo de Tupi foi descoberto, hoje rebatizado Lula. A acumulação de

Lula, na Bacia de Santos, tem volumes recuperáveis estimados entre 5 a 8 bilhões de barris de óleo equivalente (óleo e gás convertidos em barris equivalentes de petróleo). Em 2008 o primeiro poço de produção do pré-sal entrou em operação a partir da Bacia de Campos na costa do Espírito Santo, no campo de Jubarte, como é representado pela figura 6.

Figura 6– Primeira Extração na Camada Pré-Sal



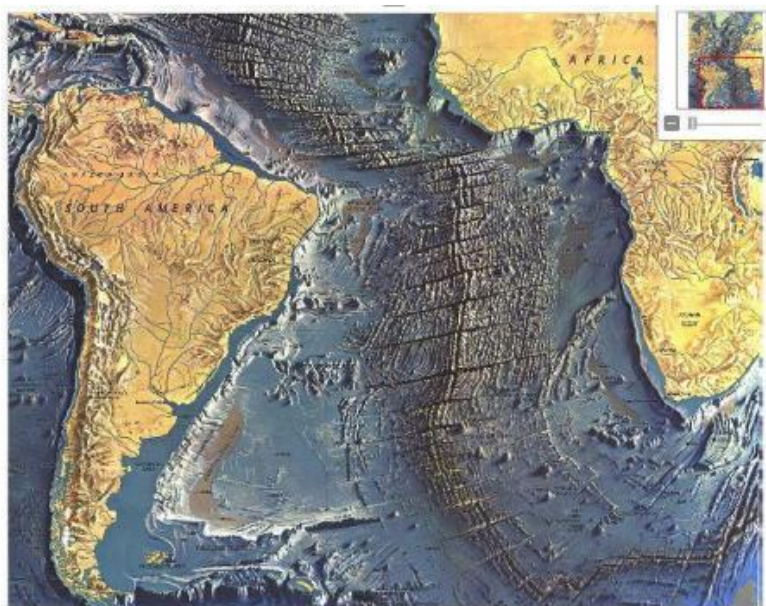
Fonte: PETROBRAS, 2008

O pré-sal está também em exploração no lado africano onde existem poços sendo perfurados em terra e no mar. Devido à correlação geológica que há entre Brasil e África e a teoria de separação dos continentes, por analogia, a existência do pré-sal no lado africano é possível, muito embora acumulações significativas de hidrocarbonetos ainda não foram encontradas quando comparados com os volumes encontrados no Brasil.

Com respeito ao pré-sal brasileiro e seu potencial, analisando também a geologia e tectônica de placas, pode-se imaginar camadas do pré-sal desde o Paraná até o Rio Grande do Norte tornando todos os esforços para melhor identificar e produzir este novo horizonte fundamental para a indústria petroleira brasileira. Na Figura 7 mostramos o potencial de acumulação do pré-sal nas costas brasileira e africana. Ambas as extensões litorâneas dos dois continentes teoricamente podem apresentar acumulações de hidrocarbonetos abaixo do sal (pré-sal). O potencial brasileiro já descoberto é indicado na figura 8. Caso este potencial seja desenvolvido adequadamente pode colocar o Brasil como um dos maiores produtores mundiais de petróleo já nas próximas décadas.

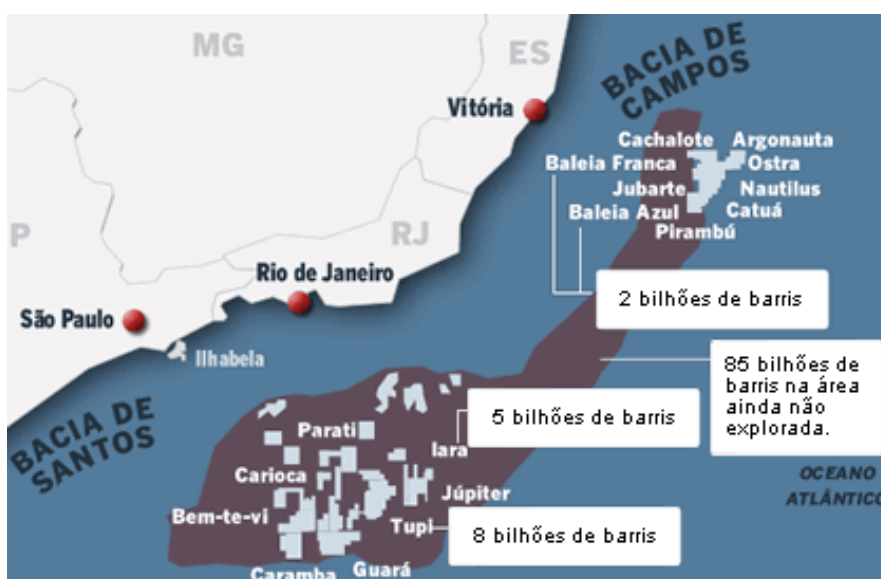


Figura 7 – Potencial pré-sal Brasil e África, mapa de batimetria Oceano Atlântico.



Fonte: GEOPOLÍTICA DO PETRÓLEO, 2012<sup>7</sup>

Figura 8 – Descobertas pré-sal Brasil



Fonte: GUIA DA CARREIRA, 2011<sup>8</sup>

O potencial atual de descobertas pode nos levar a estar entre os quatro ou cinco maiores produtores mundiais de petróleo até 2040 ou antes disso. As acumulações do pré-sal apresentam óleos mais leves do que aqueles encontrados nos turbiditos brasileiros e existe a presença de gás. No entanto, os poços são perfurados em águas ultra profundas e

<sup>7</sup> Conteúdo disponível em <<https://geopoliticadopetroleo.wordpress.com/2012/01/04/desafios-para-a-marinha-do-brasil-nos-proximos-anos/>>.

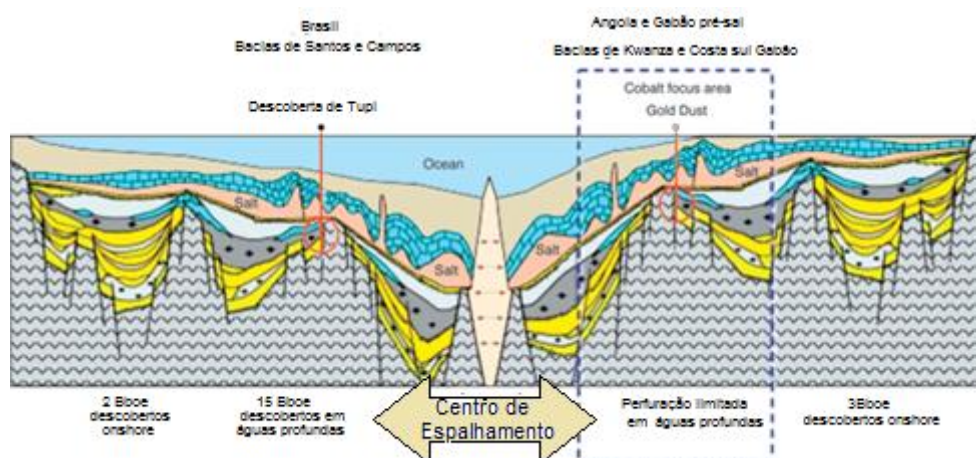
<sup>8</sup> Conteúdo disponível em <<http://www.guiadacarreira.com.br/atualidades/pre-sal-brasileiro/>>.

profundidades finais que podem ultrapassar os cinco quilômetros a partir do nível do mar. Isso desafia os maiores avanços tecnológicos atuais em todas as áreas de exploração e produção de hidrocarbonetos. Devido à alta tecnologia utilizada e desafios tecnológicos a serem ultrapassados os custos de exploração e produção do pré-sal são bastante elevados. No entanto, o pré-sal é uma fronteira promissora para o Brasil devido às grandes acumulações petrolíferas e potencial de produções jamais vistos no país até então, muito embora com amplos desafios tecnológicos e com necessidade de altos recursos financeiros no médio e longo prazo.

O pré-sal brasileiro apresenta variações com respeito às Bacias de Campos e Santos. Isso se dá nos tipos de sais encontrados em cada Bacia, assim como, da presença em maior ou menor quantidade de minerais tais como o mineral Estevensita.

Existem diferenças importantes entre o pré-sal brasileiro e aquele encontrado nas costas africanas como podemos observar na secção litológica mostrada a seguir na figura 9 onde se faz um paralelo entre o pré-sal no Brasil e na África.

Figura 9 – Pré-sal Brasil e África



Fonte: Modificado de OFFSHORE, 2010<sup>9</sup>.

<sup>9</sup> Conteúdo disponível em <<http://www.offshore-mag.com/articles/print/volume-70/issue-7/latin-america/geological-similarities-with-brazils-pre-salt-attract-investments-to-africa.html>>.

## 2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

### 2.1 Registros elétricos na indústria petroleira

Conrad e Marcel Schlumberger, que fundaram a Schlumberger em 1926, são considerados os inventores dos registros elétricos (*well logging*). Em 5 de Setembro de 1927, o primeiro registro elétrico de medição de resistividade de rocha foi feito na França num poço em Pechelbronn. O interesse de poder medir a resistividade de rochas no subsolo tem por objetivo determinar o conteúdo dos fluidos presentes nestas rochas, uma vez que petróleo ou gás apresentam altas resistividades, enquanto água salgada apresenta baixas resistividades. A indústria petroleira se beneficiou muito com a invenção dos registros elétricos e daí pra frente tornou-se dependente destas medições a fim de estimar reservas e produção em campos de petróleo ao redor do mundo. Por volta de 1950, já havia uma combinação de medidas conhecida como combinação tripla (*triple combo*), pois usava três ferramentas diferentes para adquirir as seguintes medições: resistividade, densidade, fator fotoelétrico, caliper, porosidade nuclear e raios gama. Este conjunto de medições tinha o intuito de prover informação para poder ser usada na equação de Gustavus E. Archie, derivada em 1942, para determinação de saturação de água em areias com pouco volume de folhelho.

É importante destacar que a maioria das medições dos registros elétricos, até então, estavam voltadas para determinação dos tipos de fluidos e volumes destes fluidos dentro da rocha; que na maioria das vezes eram areias (siliciclásticos), para o quais a equação de Archie foi derivada. No entanto, na segunda metade do século XX vários reservatórios carbonáticos foram encontrados ao redor do mundo e passaram a produzir a partir destas rochas que não seguiam a equação de saturação de Archie diretamente, já que a equação não havia sido desenvolvida para este tipo de rochas; i.e, as experiências de Archie foram feitas com areias limpas (pouco conteúdo de folhelho) no processo de derivação da equação.

Muito embora Archie nunca tenha usado rochas carbonáticas em suas experiências, por falta de outras opções mais adequadas, esta equação passou a ser usada também nos reservatórios carbonáticos para determinação de saturação de água. Em 1952 Archie alertou para o uso de sua equação:

*In discussing the petrophysics of Limestones, it is necessary to first classify them in a manner to portray as much as possible the essential pore characteristics of a*

*reservoir [...]. The application of petrophysical relationships in Limestones can be much more difficult than for sandstones because of the heterogeneity [...]. This is due mainly to the variation of pore size distribution*<sup>10</sup>. (ARCHIE, G.E., 1952).

Este alerta diz respeito às rochas carbonáticas e suas complicações em termos de distribuições porais e de diferenças importantes com respeito às areias. Com os novos desafios dos carbonatos apareceram outras medições com base em registros elétricos a fim de fornecer informação não somente com respeito aos fluidos e volumes porais mas também com respeito à distribuição dos poros nestas rochas; i.e., poros pequenos, médios e grandes, em inglês *micro, meso e macro pores*, utilizando-se do princípio físico de ressonância magnética (NMR; *Nuclear Magnetic Resonance*).

Com o desenvolvimento dos reservatórios carbonáticos também se tornou evidente que havia a necessidade de um entendimento melhor dos minerais presentes nas rochas e, portanto, a necessidade de se fazer uma avaliação litológica de maneira mais direta do que o que havia até então. Até quase o fim do século XX apenas duas medidas de registros elétricos tinham uma maior sensibilidade aos minerais presentes nas rochas. São elas em ordem de importância para determinação litológica: o fator fotoelétrico (PEF; sigla em inglês para *Photo Electric Factor*) e a medição de densidade da formação (RHOB), sendo que na maioria das vezes ambas medidas são utilizadas em conjunto para determinação litológica. A medição do PEF tem sensibilidade à litologia pois areias puras apresentam um valor de PEF de 1.8, Calcitas puras apresentam um PEF de 5.1 e Dolomitas puras um PEF de 3.1. Todavia, na natureza encontramos misturas destes minerais e, portanto na prática a separação destas quantidades através dos registros elétricos pode não ser trivial. A densidade medida por registros é a soma da densidade da porção rocha multiplicada pela porcentagem ocupada pela rocha e a densidade do fluido contido nos poros da rocha multiplicada pelo volume poroso. A fórmula 1 indica esta relação entre as densidades; densidade medida pela ferramenta ( $\rho_b$ ), densidade da rocha ( $\rho_{ma}$ ) e densidade do fluido contido nos poros da rocha ( $\rho_f$ ), onde  $\phi$  é a porosidade da rocha.

$$\rho_b = \rho_f \phi + \rho_{ma} (1 - \phi) \dots\dots\dots(1)$$

---

<sup>10</sup> O trecho correspondente na tradução: “Ao discutir os petrofísica de carbonatos, é necessário primeiro classificá-los de uma forma para representar tanto quanto possível as características essenciais dos poros de um reservatório [...]. A aplicação de relações petrofísicas em carbonatos pode ser muito mais difícil do que para arenitos por causa da heterogeneidade [...]. Isto é principalmente devido à variação da distribuição do tamanho de poro.”



Em se tratando de areias puras ou mesmo com presença de folhelhos é quase sempre possível fazer um bom estudo litológico com as leituras de PEF e densidade. Na década de 1980, aparece a medição de espectroscopia natural de raios gama para melhorar ainda mais a interpretação litológica de areias permitindo um melhor entendimento das argilas presentes nos folhelhos no estudo dos siliciclásticos. A espectroscopia natural se refere à análise da resposta recebida de raios gama emitidos espontaneamente pela formação que são separados em tres diferentes fontes de raios gama provenientes dos elementos Tório (Th), Urânio (U) e Potássio (K), medidos separadamente no detetor de raios gama de acordo com seus espectros de energia dentro da ferramenta de registros elétricos.

Na mesma década de 1980, também foi desenvolvida a espectroscopia induzida, onde através de um bombardeio da formação com nêutrons, se induz nesta uma resposta em forma de um espectro de raios gama que é singular ao elemento bombardeado na formação pelos nêutrons; i.e, se o átomo atingido é de sílica, terá uma assinatura do espectro recebido pela ferramenta diferente daquele espectro de um átomo de cálcio, por exemplo. A espectroscopia induzida trouxe benefícios importantes na determinação de litologias complexas como no caso dos carbonatos. No caso do pré-sal que são carbonatos de extrema complexidade com a presença de Calcita, Dolomita, Anidrita, Estevensita e de minerais aluminossilicatos, é de fundamental importância a medição com registros elétricos de espectroscopia induzida.

Tanto a espectroscopia natural como a espectroscopia induzida têm sido utilizadas com sucesso pela indústria petroleira seja através de registros a cabo (*wireline*) ou registros tomados enquanto se perfura (*LWD; Logging While Drilling*).

## **2.2 Panorama histórico da espectroscopia induzida**

A primeira ferramenta a cabo de espectroscopia induzida chegou ao mercado em 1981 e foi chamada de ferramenta de espectroscopia de raios gama denominada GST - Gamma Ray Spectroscopy Tool (Schlumberger trademark), como descrito no trabalho de Westaway, Plasek e Herztzog (1983). Posteriormente veio a ferramenta ECS - *Elemental Capture Spectroscopy* (Schlumberger trademark) que chegou ao mercado em 1996, com referencia no trabalho de Herron e Herron (1996). Em 2012 chegou ao mercado a última tecnologia a cabo de espectroscopia induzida chamada LithoScanner (Schlumberger trademark). A tecnologia na área de espectroscopia induzida está muito valorizada devido à necessidade do mercado de

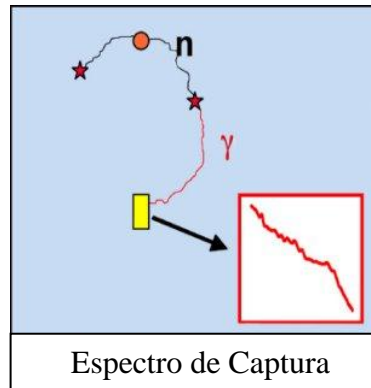
avaliar formações cada vez mais complexas como é o caso do pré-sal brasileiro. Em 2005, foi colocado em operação comercial a primeira e única ferramenta de espectroscopia LWD, e que continua sendo a única no mercado nos dias de hoje (2014), chamada EcoScope (Schlumberger trademark), destalhada nos trabalhos de Weller et al (2005) .

Outras ferramentas de espectroscopia induzida de uma variedade de empresas estão disponíveis no mercado para utilização em registros a cabo (*wireline*). Os detalhes e particularidades de cada tecnologia podem ser encontrados na literatura disponível, como artigos de muitas conferências em todo o mundo semelhantes àqueles fornecidos em nossa lista bibliográfica.

### **2.3 Breve introdução à espectroscopia induzida**

O ponto de partida será compreender como funciona a física da espectroscopia induzida e quais são as medições disponíveis hoje em dia com esta medição. A espectroscopia induzida acontece com interações nucleares entre nêutrons e átomos na matéria. Nêutrons são bombardeados pela ferramenta, e neste caso a matéria é a rocha (formação). Nêutrons interagem com a mesma de várias maneiras e uma delas, que é de interesse para o nosso estudo, é a captura destes nêutrons por um átomo particular na formação e no processo a emissão de raios gama com determinado espectro de energia emitido pelo átomo que foi bombardeado. Este espectro de energia é recebido de volta na ferramenta (detectores) e analisado, como ilustrado figura 10.

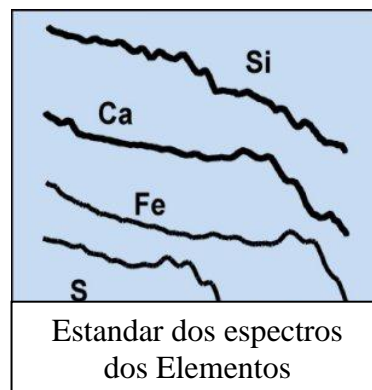
Figura 10 – Física de Espectroscopia



Fonte: GRIFFITHS, 2010

Os espectros de captura, distribuição de energia de raios gama; é como a assinatura de uma pessoa, pertence a apenas um determinado átomo. Quando o átomo de silício (Si) é atingido por nêutrons ele emitirá um certo espectro de raios gama de energia distinta daquela que seria emitida se o nêutron atingisse outro átomo, cálcio (Ca), por exemplo. Na figura 11 são ilustrados os diferentes espectros de energia produzidos por diferentes átomos encontrados comumente nas formações que contém hidrocarbonetos.

Figura 11– Espectro de Elementos

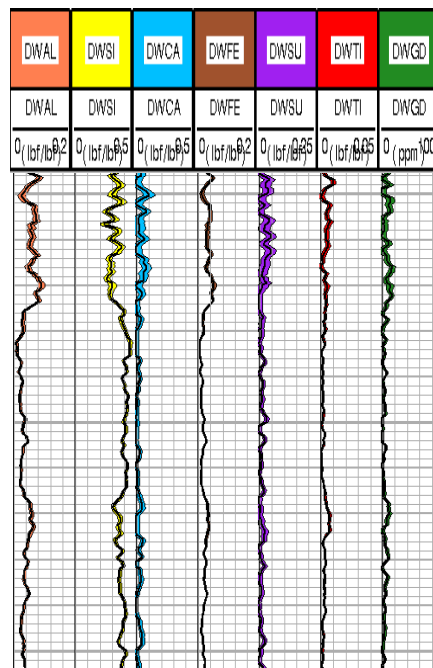


Fonte: GRIFFITHS, 2010

A ferramenta recebe os espectros de energia de todos os átomos presentes na formação adicionados aos espectros que vem do poço à volta da ferramenta e da própria ferramenta. Os espectros de energia são decompostos nos vários elementos da formação e este processo é chamado em inglês de *spectral stripping*, que pode ser traduzido como uma decomposição do espectro total recebido pela ferramenta nos diversos espectros produzidos pelos diversos átomos da formação, levando-se em conta o espectro gerado pela mesma ferramenta que deve ser subtraído do espectro total recebido. Este processo de decomposição dos vários espectros

(*spectral stripping*) proporciona como respostas da formação o que é conhecido em inglês como *elemental relative yields*. Os *elemental relative yields* são as contribuições com respeito ao espectro total dos vários elementos presentes na formação e são representados pela letra Y (relativo a *Yield*). Estas contribuições são adimensionais, frações com respeito ao todo e somam um. O efeito do ambiente, ou seja, tudo aquilo que esta fora da ferramenta e não é formação, no caso de um poço seriam por exemplo o diâmetro do poço, a lama nele contida, etc; e o efeito da ferramenta em si são subtraídos da resposta do espectro total recebido pela ferramenta e os elementos da formação são derivados para uma análise dos diversos constituintes (os *Yields*). A fim de derivar os pesos secos de cada elemento se faz uso de um modelo chamado em inglês de *oxide-closure model* porque associa a cada elemento seu óxido correspondente e faz com que a somatória seja 100% ou 1, mesmo que não seja possível medir todos os elementos na formação. A medida mais simples, feita a partir da ferramenta são os *Yields*, que são frações elementares que somam 1. A partir dos constituintes do espectro (*Yields*) e usando o modelo de *oxide-closure* os pesos secos de cada elemento podem ser determinados. Na Figura 12, é apresentado o registro de elementos de peso seco do alumínio (Al), silício (Si), cálcio (Ca), ferro (Fe), enxofre (Su), titânio (Ti) e gadolínio (Gd).

Figura 12– Pesos secos dos Elementos

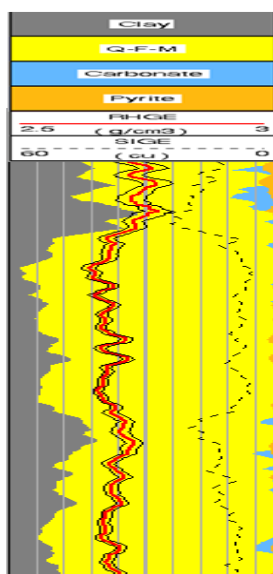


Fonte: GRIFFITHS, 2010

A última etapa do processo é converter os elementos de peso seco para tipos de rochas, pelo uso de uma base de dados de formações mais encontradas comumente ao redor do

mundo, isso diz respeito à proporção dos elementos de peso seco para a maioria das rochas formação encontradas na indústria de petróleo em todo o mundo com respeito aos tipos de rochas encontrados (litologias). A medição de litologia é feita por associação de algumas rochas que têm determinados elementos em sua estrutura, por exemplo, associando o elemento cálcio com rochas calcárias, o elemento silício com arenitos, etc. A Figura 13 mostra o registro de litologia, neste caso majoritariamente areias com presença de folhelho.

Figura 13– Litologias (Siliciclásticos)

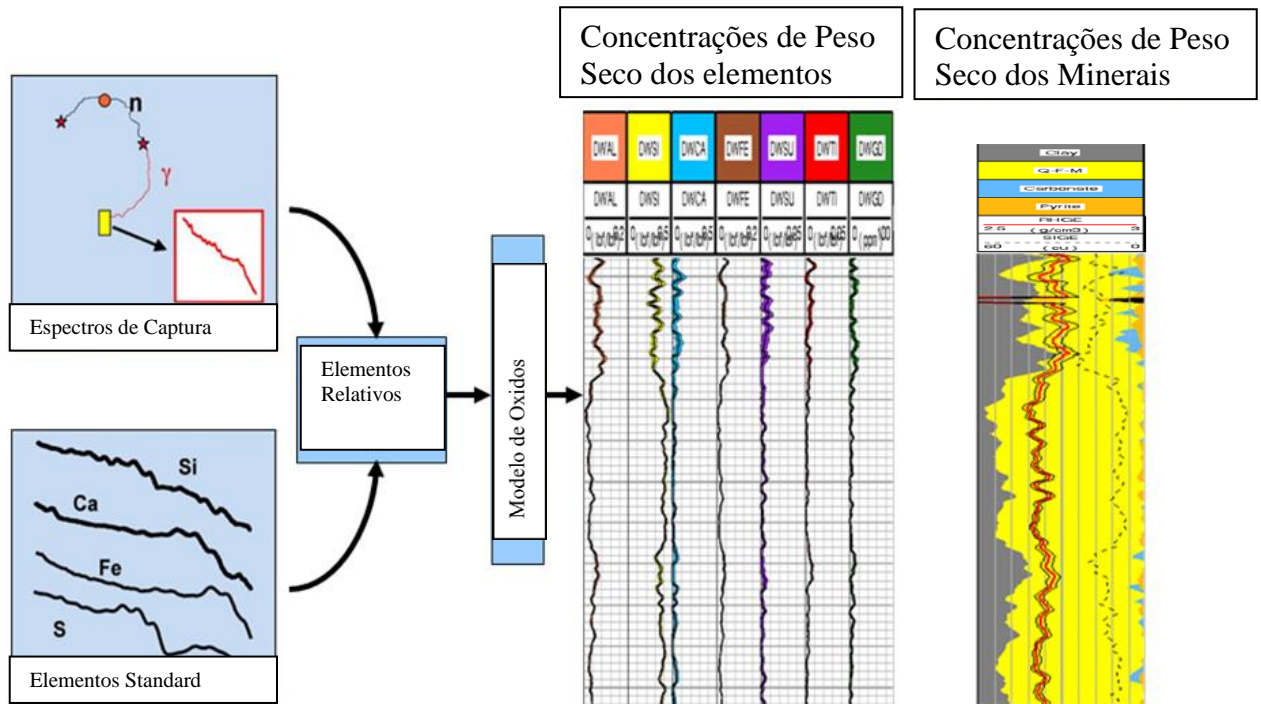


Fonte: GRIFFITHS, 2010

O fluxo de trabalho completo é mostrado na Figura 14, onde se combinam todas as medições e processos mostrados nas figuras anteriores. A espectroscopia tem sido usada desde os anos 80, e tem apresentado diferentes desafios ao desenvolvimento da tecnologia, tais como: a capacidade de medir uma maior variedade de elementos para melhor quantificar a rocha calcária (“Limestone”) da Dolomita, melhorar as estatísticas de medição, melhorar a quantificação do teor de folhelho e ser capaz de utilizar a metodologia em rochas vulcânicas.

Em algumas áreas recentemente perfuradas no pré-sal brasileiro, medidas de espectroscopia induzida foram adquiridas conjuntamente com uma gama de outros registros elétricos. O estudo dessas medições juntamente com amostras de testemunho forneceram a prova da existência de litologias complexas não encontradas em outros reservatórios carbonáticos ao redor do mundo. Isto faz com que o pré-sal seja único em termos litológicos e, portanto, não é de se admirar que além de trazer um desafio de interpretação adicional, não haja ainda uma metodologia estabelecida para determinação desta litologia através de espectroscopia e registros elétricos em geral.

Figura 14 – Espectroscopia Induzida



Fonte: GRIFFITHS, 2010

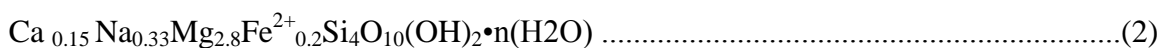
## 2.4 Litologias no pré-Sal

Porquê a litologia do pré-sal é particular? O que esta litologia tem de particular com respeito a outras litologias carbonáticas ao redor do mundo?

A teoria geológica geral por trás da formação do pré-sal tem muitos meandros; no entanto, é comumente aceito que o pré-sal foi formado durante a separação (“rifting”) dos continentes. Existem correlações importantes entre o pré-sal no Brasil e o pré-sal na África. Ambos os lados do Atlântico podem se beneficiar compreendendo as correlações e diferenças de cada região, para entender melhor a geologia e tornar mais acertivas novas perspectivas de encontrar petróleo em ambos continentes.

A teoria geológica da formação do pré-sal fica mais complicada e teorias divergentes quanto à sua formação podem ocorrer quando se analisa a composição mineral destas rochas com mais detalhe. Um dos minerais presentes no pré-sal é chamado Estevensita. Este mineral aparece em algumas regiões das Bacias de Campos e Santos; e, possivelmente, poderá aparecer em outros lugares à medida que o pré-sal seja desenvolvido. O mineral é rico em magnésio (Mg), e com quantidades variáveis de sódio (Na). Este mineral também foi

encontrado na Argentina, na Bacia de Neuquén, associado a rochas vulcânicas, assim como em diversas regiões do Canadá, Estados Unidos, Espanha, Japão e Romênia. A Fórmula química (2) do mineral em mais detalhe segue abaixo.



Ao considerar a região de Neuquén, na Argentina, como um possível correlato do pré-sal no Brasil, poder-se-ia concluir que a formação do mineral Estevensita, no Brasil, está associado a um processo de vulcanismo (fontes de alta temperatura), tal qual o encontrado na Bacia de Neuquén. Seria então razoável concluir que a presença deste mineral poderia indicar um possível “vulcanismo” associado à formação do pré-sal, durante a separação (“rifting”) dos continentes. A teoria de um “vulcanismo” associado ao pré-sal ou fonte de alta temperatura para permitir a formação da Estevensita tem diversos adeptos na indústria e na bibliografia pesquisada. Alguns trabalhos utilizando esta teoria, tais como: o trabalho de Guven e Leroy (1979) que aparece na revista “*Clays and Clay Minerals*”, com o título “*The hydrothermal transformation of sepiolite to estevensite and the effect of added chlorides and hydroxines*”. Diversas outras publicações que estão incluídas na bibliografia deste documento que corroboram ou mencionam o efeito de temperatura na formação da Estevensita, como os trabalhos de Abrahão e Warne (1990), Bertani e Carozzi (1985a e 1985b) e Abrahão (1988) .

No entanto, podemos considerar outras teorias, talvez mais adequadas, para o caso do pré-sal, como a que considera que a Estevensita presente no pré-sal não necessariamente tenha origem associada a um “vulcanismo” (presença de altas temperaturas) na formação já que diversas teses e trabalhos recentes apontam para a formação de Estevensita em lagos salgados à temperaturas ambientes, semelhantes ao que pode haver ocorrido na formação do pré-sal.

Vários trabalhos mencionados bibliografia deste trabalho mostram resultados de Estevensita gerada sem a presença de altas temperaturas. Entre eles podemos citar os trabalhos de Fleischer (1955); Faust, Hathaway e Millot (1959); Bradley e Fahey (1962); Burke (1975); Brindley e Brown (1980); Chahi, Duplay e Lucas (1993); Chahi et al (1997); Chahi et al (1999) e de Furquim (2007) em sua tese de doutorado.

Destaca-se dentre eles a tese de doutorado defendida em 2007 apresentado na Universidade de São Paulo (USP), no departamento de geografia, com o título “Formação de carbonatos e argilo-minerais em solos sódicos do pantanal sul-mato-grossense”, de autoria de Sheila Aparecida Correia Furquim. Neste trabalho, se observa nos lagos salgados do pantanal

a presença da formação de Estevensita e Saponita à temperaturas ambiente. Estas esmectitas magnesianas estão se formando à temperatura ambiente em lagos atuais sem presença de um vulcanismo associado. Desta maneira, é possível que este mesmo processo que ocorre hoje em dia nos lagos do Pantanal tenha ocorrido durante a formação do pré-sal, como defende a autora. No entanto, há que manter a pesquisa neste estágio aberta também para a possibilidade de formação da Estevensita com a presença de calor, i.e., com vulcanismo associado. Como pesquisa adicional desta tese, um capítulo será dedicado para entender geologicamente a formação da Estevensita no pré-sal. O fato de se encontrar no pré-sal Estevensita e Saponita associadas, é outro fator que corrobora a suspeita quanto à origem da Estevensita no pré-sal. Muito embora, não seja para esta tese de fundamental importância a origem da Estevensita, para trabalhos futuros e um melhor entendimento geológico é fundamental compreendermos a origem e processo de formação deste mineral no pré-sal.

## 2.5 Metodologias tradicionais para determinação de litologia

A espectroscopia, seja ela feita com as medições enquanto se perfura o poço (LWD) ou posteriormente à perfuração, através de um cabo de perfilagem (*wireline*), mede diversos elementos na formação, dentre eles salientamos: cálcio, magnésio, ferro, silício, sódio, enxofre, titânio, gadolínio e alumínio. A quantidade de elementos que são detectados pela ferramenta depende da rotina de processamento chamada de separação do espectro (em inglês *spectral stripping*), onde o espectro de raios gama recebido pela ferramenta é dividido em espectros elementares únicos correspondentes a cada elemento da formação.

Em termos geológicos é muito importante compreender quais são os minerais presentes na formação: Dolomita, Estevensita ou ambos? A Dolomita é rica em magnésio (Mg) e normalmente tem potencial de rocha reservatório, muitas vezes com porosidades maiores, devido à substituição do cálcio por magnésio; uma vez que o magnésio é um átomo menor do que o cálcio, e neste processo de substituição gera porosidade (espaços vazios na rocha). Por outro lado, o mineral Estevensita, também rico em magnésio (Mg), aparece disperso na rocha como observado em seções delgadas de testemunhos no pré-sal, sendo um elemento que pode fechar os poros da rocha, normalmente reduzindo sua permeabilidade (capacidade de fluxo), fazendo com que esta não seja uma boa rocha reservatório.