Universidade Federal Fluminense
Instituto de Geociências – Departamento de Geologia e Geofísica Marinha
Projeto de conclusão do curso de graduação em Geofísica

Letícia Nigro Pereira Pinheiro

Caracterização do reservatório Carapebus do campo de Peregrino, bacia de Campos, através da análise de perfis geofísicos de poços, integrada à interpretação sísmica.

Niterói, RJ- Brasil
Junho de 2014

Letícia Nigro Pereira Pinheiro

Caracterização do reservatório Carapebus do campo de Peregrino, bacia de Campos, através da análise de perfis geofísicos de poços, integrada à interpretação sísmica.

Trabalho de Conclusão de Curso submetido ao programa de graduação em Geofísica da Universidade Federal Fluminense como requisito parcial à obtenção do título de bacharel em Geofísica.

Orientador: Prof. Dra. Eliane da Costa Alves.

Niterói, RJ - Brasil

Junho de 2014

P654 Pinheiro, Letícia Nigro Pereira

Caracterização do reservatório Carapebus do Campo de Peregrino, Bacia de Campos, através da análise de perfis geofísicos de poços, integrada à interpretação sísmica / Letícia Nigro Pereira Pinheiro. – Niterói : [s.n.], 2014.

49 f.

Trabalho de Conclusão de Curso (Bacharelado em Geofísica) – Universidade Federal Fluminense, 2014.

1.Caracterização de reservatório. 2.Sísmica de reflexão. 3.Perfilagem geofísica. 4.Campo de Peregrino. I.Título.

CDD 622.3382098153

FACULDADE DE GEOFÍSICA DA UNIVERSIDADE FEDERAL FLUMINENSE

CURSO DE GEOFÍSICA

LETÍCIA NIGRO PEREIRA PINHEIRO

Caracterização do reservatório Carapebus do campo de Peregrino, bacia de Campos, através da análise de perfis geofísicos de poços, integrada à interpretação sísmica.

Projeto final do trabalho de conclusão de curso aprovado em ____/____/____ para obtenção do título de Bacharel em Geofísica

Banca Examinadora:

_____

Prof. Dra: Eliane da Costa Alves – Universidade Federal Fluminense (UFF)/LAGEMAR
(Orientadora)

_____

Dr. Paulo Alexandre Souza da Silva – Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP)
(Co-Orientador)

_____

Me: Marisa Makler – Statoil Brasil Óleo e Gás
(Co-Orientadora)

_____

Prof. Me: Paulo Buarque Guimarães – Universidade Federal Fluminense (UFF)/ LAGEMAR
(Membro da Banca)

AGRADECIMENTOS

Agradeço a todo o quadro de profissionais da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), em especial aos dos setores SDT, SDB, SEP e SDP pelo apoio atribuído ao trabalho, seja na forma de permissão ao acesso do *Petrel E&P Software Plataform 2012* ou na forma de auxilio direto na execução do trabalho e no entendimento do Software. Agradeço também à ANP pelo fornecimento da seção de dados utilizados no trabalho.

Presto agradecimento também à Universidade Federal Fluminense pelos conhecimentos adquiridos e pela concessão de utilização do *Petrel E&P Software Plataform 2013.*

Agradeço ainda às pessoas diretamente envolvidas na execução do trabalho: À Prof. Dra: Eliane da Costa Alves, ao Dr. Paulo Alexandre Souza da Silva, à Me: Marisa Makler, à geóloga Beatriz Martins Morani e ao geofísico André Lopes Ferreira. A essas pessoas dedico o meu “muito obrigada” pela supervisão, orientação e auxílio em todos os momentos necessários para o desenvolvimento do trabalho.

Aos meus pais e meus amigos de faculdade, meu eterno agradecimento pelo constante apoio e incentivo prestados, os quais fizeram diferença em cada momento de dificuldade.

RESUMO

Este trabalho utiliza primordialmente as técnicas de perfilagem geofísica com o propósito de qualificar o reservatório Carapebus, localizado no campo de Peregrino, e utiliza a interpretação sísmica com o intuito de identificar o topo e a base do reservatório. O Campo de Peregrino está localizado na parte sul da Bacia de Campos no Bloco BM-C-7, aproximadamente, 85 km a sudeste da costa mais próxima (Cabo Frio, Rio de Janeiro), em águas de 95 a 135 metros de profundidade. A caracterização do reservatório tem como objetivo central a obtenção das propriedades petrofísicas das rochas constituintes do reservatório tais como espessura, litologia, porosidade, permeabilidade e saturação de água/hidrocarboneto**.** Estas propriedades foram adquiridas a partir de descrições de testemunhos e da suíte de perfis geofísicos mais utilizados na indústria do petróleo: Raios Gama (**GR**), Neutrônico (**NPHI**), Resistividade (**ILD**), Sônico (**DT**), Densidade (**RHOB**) e Caliper (**CAL**). Como resultado final da análise dos dados de sísmica de reflexão foi obtida a delimitação do reservatório a partir da identificação do topo e base do mesmo. A análise dos dados de poços consistiu na geração de perfis compostos que comprovaram a elevada saturação de hidrocarboneto e de porosidade do reservatório Carapebus. Além disso, uma comparação entre as porosidades total e efetiva comprovaram a excelência do reservatório Carapebus como um reservatório de óleo pesado.

Palavras-chave: Caracterização de Reservatório, sísmica de reflexão, perfilagem geofísica, propriedades petrofísicas e campo de Peregrino.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Mapa de localização do Campo de Peregrino 1

Figura 2: Localização dos poços e sísmicas no Campo de Peregrino 3

Figura 3: Mapa de localização da Bacia de Campos. 5

Figura 4: Seção Geológica da Bacia de Campos. 7

Figura 5: Carta Estratigráfica da Bacia de Campos 8

Figura 6: Carta litológica da Bacia de campos. 9

Figura 7: Seção sísmica e geológica da bacia de Campos 10

Figura 8: Levantamentos Sísmicos 2D Públicos 11

Figura 9: Polígonos de Levantamentos Sísmicos 3D Públicos 11

Figura 10: Polígono de Levantamentos Sísmicos 3D Confidenciais.....12

Figura 11: Poços e linhas sísmicas selecionadas. 26

Figura 12: Perfil composto do poço 1-ENC-1-RJS. 31

Figura 13: Crossplot do Poço 1_ENC_1_RJS 31

Figura 14: Perfil composto do poço 3-ENC-2-RJS 33

Figura 15: Perfil composto do poço 3-ENC-3-RJS. 34

Figura 16: Crossplot do Poço 3_ENC_3_RJS. 34

Figura 17: Perfil composto do poço 3_ENC_4_RJS 36

Figura 18: Crossplot do Poço 3_ENC_4_RJS. 36

Figura 19: Perfil composto do poço 1RJS_0498_RJ. 38

Figura 20: Crossplot do Poço 1RJS_0498_RJ. 38

Figura 21: Geração do sismograma sintético. 40

Figura 22: Parâmetros utilizados na amarração de poço. 41

Figura 23: Linha Sísmica não interpretada. 41

Figura 24: Topo e base do reservatório Carapebus. 42

Figura 25: Padrão de terminação de refletor em onlap. 43

Figura 26: Terminação de refletor em onlap da formação Carapebus sobre a formação Macaé 43

LISTA DE TABELAS

Tabela 1: Principais usos dos Perfis Geofísicos..... 13

Tabela 2: Valores API. 15

Tabela 3: Dados gerais do poço 1-ENC-1-RJS..... 27

Tabela 4: Dados gerais do poço 3-ENC-2-RJS..... 27

Tabela 5: Dados gerais do poço 3-ENC-3-RJS..... 27

Tabela 6: Dados gerais do poço 3-ENC-4-RJS..... 27

Tabela 7: Dados gerais do poço RJS-0498-RJ 28

Tabela 8: Definição dos Parâmetros 29

Tabela 9: Reservas do Poço 1_ENC_1_RJS..... 32

Tabela 10: Reservas do Poço 3_ENC_3_RJS..... 35

Tabela 11: Reservas do Poço 3_ENC_4_RJS..... 37

Tabela 12: Reservas do Poço 1RJS_0498_RJ 39

Sumário

CAPÍTULO 1: INTRODUÇÃO 1
1.1 OBJETIVO 2
1.2 METODOLOGIA 2
1.3 ÁREA DE ESTUDO 3
1.3.1 CAMPO DE PEREGRINO 3
1.3.2 GEOLOGIA REGIONAL 4
1.4 INTERPRETAÇÃO SÍSMICA 10
CAPÍTULO 2: PERFIS GEOFÍSICOS DE POÇO 13
2.1PERFIL DE RAIO GAMA 14
2.2 PERFIL DE DENSIDADE 16
2.3 PERFIL DE RESISTIVIDADE 17
2.4 PERFIL NEUTRÔNICO 19
2.5 PERFIL SÔNICO 20
2.6 PERFIL DE CALIPER 21
CAPÍTULO 3: PROPRIEDADES GEOLÓGICAS E PETROFÍSICAS 22
3.1 ARGILOSIDADE 22
3.2 POROSIDADE 22
3.3 PERMEABILIDADE 24
3.4 - SATURAÇÃO 25
CAPÍTULO 4: ANÁLISE DOS DADOS 25
4.1SELEÇÃO DOS DADOS 25
4.2 ANÁLISE DOS POÇOS 26
4.2.1 POÇO 1_ENC_1_RJS 30
4.2.2 POÇO 3-ENC-2-RJS 32
4.2.3 POÇO 3-ENC-3-RJS 33
4.2.4 POÇO 3-ENC-4-RJS 35
4.2.5 POÇO RJS-0498-RJ 37

4.3 ASSOCIAÇÃO DOS DADOS DE POÇO À INTERPRETAÇÃO SISMICA 39
CAPÍTULO 5: CONCLUSÃO 44
CONSIDERAÇÕES FINAIS 45
BIBLIOGRAFIA: 46

CAPÍTULO 1: INTRODUÇÃO

O Campo de Peregrino, localizado na porção sul da Bacia de Campos (figura 1), foi descoberto em 2004 pela EnCanBrasil Ltda. e atualmente é operado pela Statoil do Brasil. Segundo Bizzi et al (2003) as principais rocha-reservatórios da bacia são: turbiditos arenosos da Formação Carapebus, carbonatos do Grupo Macaé, arenitos do Albo-Cenomaniano, basaltos fraturados da Formação Cabiúnas e as coquinas do Grupo Lagoa Feia.

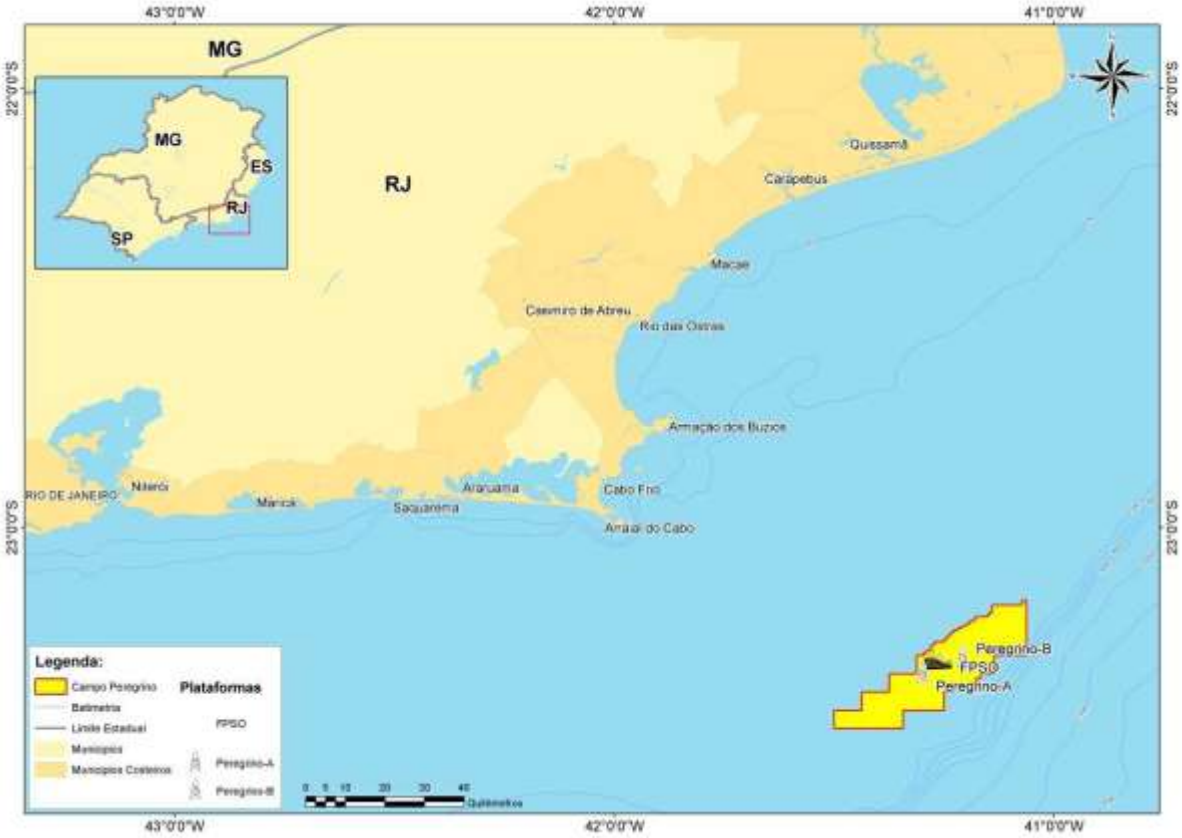

Figura 1: Mapa de localização do Campo de Peregrino
(OLIVEIRA FILHO, 2012).

Na região ao Sul da Bacia de Campos, os arenitos Carapebus são de idade cretácea e têm sido associados a um ambiente deposicional deltáico e marinho raso. O depósito do reservatório consiste em depósito de fluxos gravitacionais de arenitos intercalados por folhelhos de idade Maastrichiana (MAKLER, 2010).

A produção de petróleo no campo de Peregrino teve início em 2011 (STATOIL) e recentemente, em Abril de 2014, sua produção de óleo totalizou em 75.218 b/d**.** Nesse mesmo mês, a produção de água foi de 56.285, 35 b/d e a produção de gás natural associado de 98,16 Mm^3/d (ANP/BDEP, 2014).

Segundo Stevanato (2011), a caracterização petrofísica utilizando perfis geoelétricos é de grande importância para a descoberta de novos reservatórios

de hidrocarbonetos e visa diminuir o grau de incerteza e os riscos associados à exploração de petróleo e gás, comumente realizada após levantamentos e interpretação de dados sísmicos. A caracterização petrofísica é, também, uma importante ferramenta para a fase inicial de desenvolvimento de um campo de petróleo, auxiliando na definição da melhor estratégia de desenvolvimento através da caracterização geológica. Poços pioneiros (descobridores) e de extensão também auxiliam na definição da melhor estratégia de desenvolvimento da produção de uma nova descoberta comercial.

1.1 OBJETIVO

O objetivo principal deste trabalho é caracterizar o reservatório de Carapebus localizado no Campo de Peregrino, Bacia de Campos, através da análise das técnicas de perfilagem geofísica e da interpretação de dados sísmicos. O estudo visa também enfatizar a perfilagem na Geofísica de Poço como ferramenta usual de obtenção das propriedades geológicas e petrofísicas das rochas tais como: espessura e litologia da formação; porosidade; permeabilidade; saturação da água e saturação de hidrocarbonetos, sendo este o foco central do estudo, em amarração à interpretação regional dos dados de sísmica.

1.2 METODOLOGIA

Os dados de Geofísica de Poço utilizados neste trabalho, referentes ao Campo de Peregrino, são de perfis de poço, integrados com informações a partir da descrição de testemunhos, quando existentes. Tais dados, analisados em conjunto, permitem uma melhor avaliação das propriedades petrofísicas e geológicas das rochas em subsuperfície. Além desses dados, são utilizados dados de sísmica de reflexão 2D como apoio na caracterização do reservatório.

Todos os dados descritos acima foram fornecidos pela Agência Nacional do Petróleo, Gás e Biocombustíveis (ANP). Após um controle de qualidade dos dados foram pré-selecionadas 4 sísmicas 2D pós-stack e 5 poços exploratórios adquiridos no formato padrão .LAS. A figura 2 mostra a distribuição dos dados no Campo de Peregrino.

Figura 2: Localização dos poços e sísmicas no Campo de Peregrino. Em azul claro, a delimitação do Campo de Peregrino; em vermelho, os dados sísmicos e em azul escuro, os dados de poços.
(Fonte: Alterado BDEP, ANP, 2014).

O procedimento executado para obtenção do resultado final ao qual o trabalho se propõe resume-se nas seguintes etapas após o controle de qualidade: Avaliação dos perfis geofísicos de poços disponíveis para o Campo de Peregrino; Análise qualitativa e quantitativa dos dados obtidos pelos perfis; Identificação de eletrofácies, cálculo das propriedades petrofísicas e Interpretação sísmica.

Para a realização das etapas descritas foi utilizado o software *Petrel E&P Software Plataform 2012 e 2013*, que se mostra uma importante ferramenta que unifica os ramos da geologia, geofísica e engenharia de reservatórios.

A metodologia inclui, também, constantes pesquisas bibliográficas sobre a área de estudo.

1.3 ÁREA DE ESTUDO

1.3.1 CAMPO DE PEREGRINO

O Campo de Peregrino está localizado na parte sul da Bacia de Campos no Bloco BM-C-7, a aproximadamente, 85 km a sudeste da costa mais próxima (Cabo Frio, Rio de Janeiro), em águas de 95 a 135 metros de profundidade, ocupando uma área de aproximadamente 350 km^2 (MAKLER, 2010) (figura 1).

O campo possui duas plataformas de perfuração fixas, peregrino A e peregrino B. O processamento dos hidrocarbonetos produzidos pelos poços é

realizado pelo FPSO Maersk Peregrino, que também escoa a produção de óleo para navios-aliviadores (OLIVEIRA FILHO, 2012). O óleo do Campo de peregrino é de aproximadamente 14 graus API. Trata-se, portanto, de um Campo de óleo pesado.

A exploração de óleo e gás na área do Campo de Peregrino teve seu início nos anos 70, com os primeiros estudos regionais da área elaborados pela Petrobrás (MAKLER, 2010). Com a quebra do monopólio da Petrobrás as áreas para exploração de petróleo passaram a ser adquiridas através de leilões promovidos pela ANP. A arrematação de Peregrino no leilão resultou no consórcio entre as empresas EnCana e Kerr McGee, que passaram a ser as concessionárias do campo (RODRIGUEZ, 2008).

Em 2005, a Norsk Hydro adquiriu 50% da participação da EnCana. Na época, Peregrino era operado pela Kerr McGee, que em 2006 foi adquirida pela Anadarko. Em 2008, a Statoil, na sequência da sua fusão com a divisão de óleo e gás da Hydro no ano anterior, comprou a participação da Anadarko e se tornou o único concessionário (STATOIL).

Em 2010 a Statoil concordou em vender 40% do campo de Peregrino para a empresa estatal Chinesa Sinochem. A Statoil manteve 60% de participação e o título de operadora do campo (STATOIL). Atualmente, um total de 64 poços já foram perfurados, sendo 16 exploratórios**,** 40 de produção e 8 de injeção (ANP/BDEP, 2014).

1.3.2 GEOLOGIA REGIONAL

A Bacia de Campos localiza-se no litoral norte do Estado do Rio de Janeiro e a sul do Estado do Espírito Santo (WINTER, 2007), entre os paralelos 23º42’ e 21º14’S e os meridianos 41º41’e 39º57’W (MAKLER, 2010). Segundo Milani (2000), a bacia cobre cerca de 100.000 km^2, dos quais apenas 500 km^2 são em área emersa. A bacia limita-se a norte com a Bacia do Espírito Santo pelo Alto de Vitória, e a sul com a Bacia de Santos pelo Alto de Cabo Frio (Figura 3).

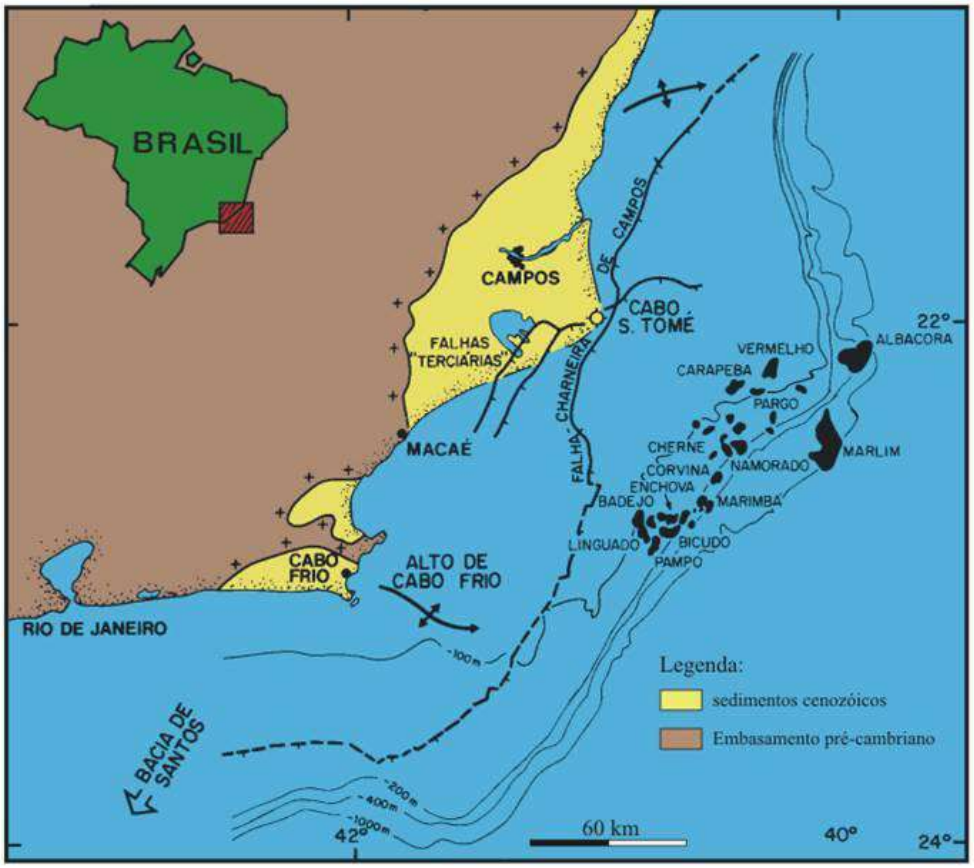

Figura 3: Mapa de localização da Bacia de Campos. Da Silva (2010)

Ainda de acordo com Milani (2000), a evolução Tectono-Sedimentar da Margem Continental Brasileira está associada a um sistema contínuo de bacias sedimentares originadas pelos mecanismos de distensão litosférica que, a partir do Mesozóico, conduziram à ruptura do paleocontinente Gondwana, e à separação definitiva das placas Africana e Sul-Americana, acompanhando a formação do Oceano Atlântico Sul.

De acordo com Bizzi et al (2003), o conhecimento do arcabouço estratigráfico da margem continental brasileira tem evoluído significativamente com o advento da Tectônica de Placas. Com base nesse modelo, defini-se uma relação intrínseca entre as megasseqüências sedimentares, normalmente separadas por discordâncias angulares e erosivas, com as fases evolutivas pré-rifte, sinrifte, transicional, e margem continental passiva (Figura 4).

A megasseqüência Pré-Rift representa a fase intracratônica do Supercontinente Gondwana, precedendo o rifte do Atlântico Sul e formando amplas e suaves depressões que foram preenchidas por sedimentos de águas rasas (BIZZI ET. AL., 2003).

Ainda segundo Bizzi (2003), o limite oeste da megasseqüência sinrifte, também designada de megasseqüência continental, em geral é controlado por uma flexura no embasamento ou por um sistema de falhas normais, que no caso da bacia de Campos é representado por falhas sintéticas, com mergulho predominante para leste. Segundo Cainelli et al (1999), a megasequência continental corresponde ao rift principal causado pelo movimento divergente das placas tectônicas africana e sul-americana no final do Jurássico/ início do Cretáceo. Esta megasequência é marcada pela ocupação de basaltos toleíticos na formação Cabiúnas através de um evento vulcânico datado entre 120 e 130 Ma. Durante a megasequência continetal se iniciou a deposição de sedimentos correspondentes ao Grupo Lagoa Feia. As bordas proximais do rift foram dominadas por conglomerados e arenitos de leque aluvial, com ocorrência freqüente de clastos vulcânicos. Foram depositados sedimentos finos nos depocentros lacustres, onde as condições de ambiente anóxico permitiram também a deposição de folhelhos negros, a principal rocha geradora de hidrocarbonetos da Bacia de Campos.

De acordo com Bizzi (2003), a megasseqüência transicional marca a transição entre as megasseqüências sinrifte (continental) e pós-rifte ou drifte (marinha). A sucessão litológica se inicia com os siliciclasticos do início do Aptiano e termina com a deposição de evaporitos no final do Aptiano/ início do Albiano. A fase de transição é marcada pelo fim do estiramento e riftiamento da crosta continental (CAINELLI ET. AL., 1999).

A primeira sucessão litológica desta megasequência corresponde à sequência terrígena, composta por conglomerados e folhelhos depositados em ambiente de leques aluviais e sabkhas. A segunda sequência é associada a um clima quente e árido, que favoreceu a deposição de dolomitos e anidritos nas margens da bacia, e halita e sais potássicos na porção central. Nesta sequência se formaram os domos de sal, que são importantes trapas para o óleo (STEVANATO, 2011).

A passagem da megasequência de transição para a marinha é gradativa e marcada por menores discordâncias subregionais (CAINELLI ET.AL., 1999). Segundo Bizzi et. al. (2003), nesta seqüência podem ser reconhecidas três fácies em função das características de ambiente deposicional e de litologia: nerítica, hemipelágica e de águas profundas.

Segundo Stevanato (2011), a primeira fácies é caracterizada por alta energia e carbonatos de água rasa, depositados em plataforma/rampa (base do Grupo Macaé). A segunda fácies (hemipelágica), datada do Albiano tardio até o turoniano, é formada por calcilutito intercalados com margas e folhelhos (grupo Campos) além de arenitos turbidíticos distribuídos ao longo da seqüência. A terceira, sequência de oceano profundo (ou águas profundas), ocorreu no Terciário e apresenta uma modificação no estilo sedimentar, evidenciada pelo padrão progradante das unidades. É composta por folhelhos e areias de leques submarinos, correspondente às formações Ubatuba e Carapebus, respectivamente (Figuras 5 e 6).

Segundo Bizzi et al (2003) as principais rocha-reservatórios da bacia são: turbiditos arenosos da Formação Carapebus, carbonatos do Grupo Macaé, arenitos do Albo-Cenomaniano, basaltos fraturados da Formação Cabiúnas e as coquinas do Grupo Lagoa Feia.

As figuras 4, 5 e 6 a seguir representam, respectivamente, a sequência deposicional da bacia de Campos e as cartas estratigráfica e litológica da mesma, as duas ultimas realizadas por estudos recentes de Winter et al (2007).

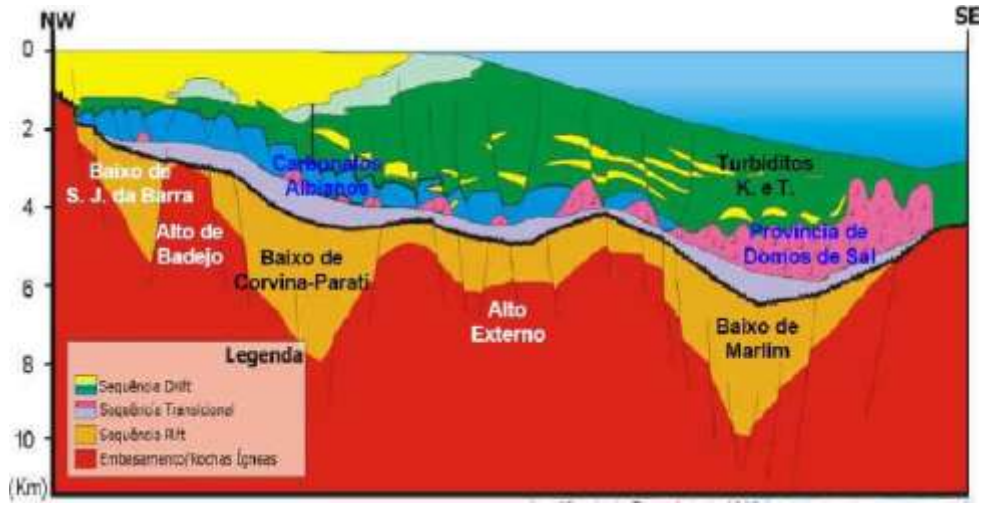

Figura 4: Seção Geológica da Bacia de Campos. OLIVEIRA (2007).

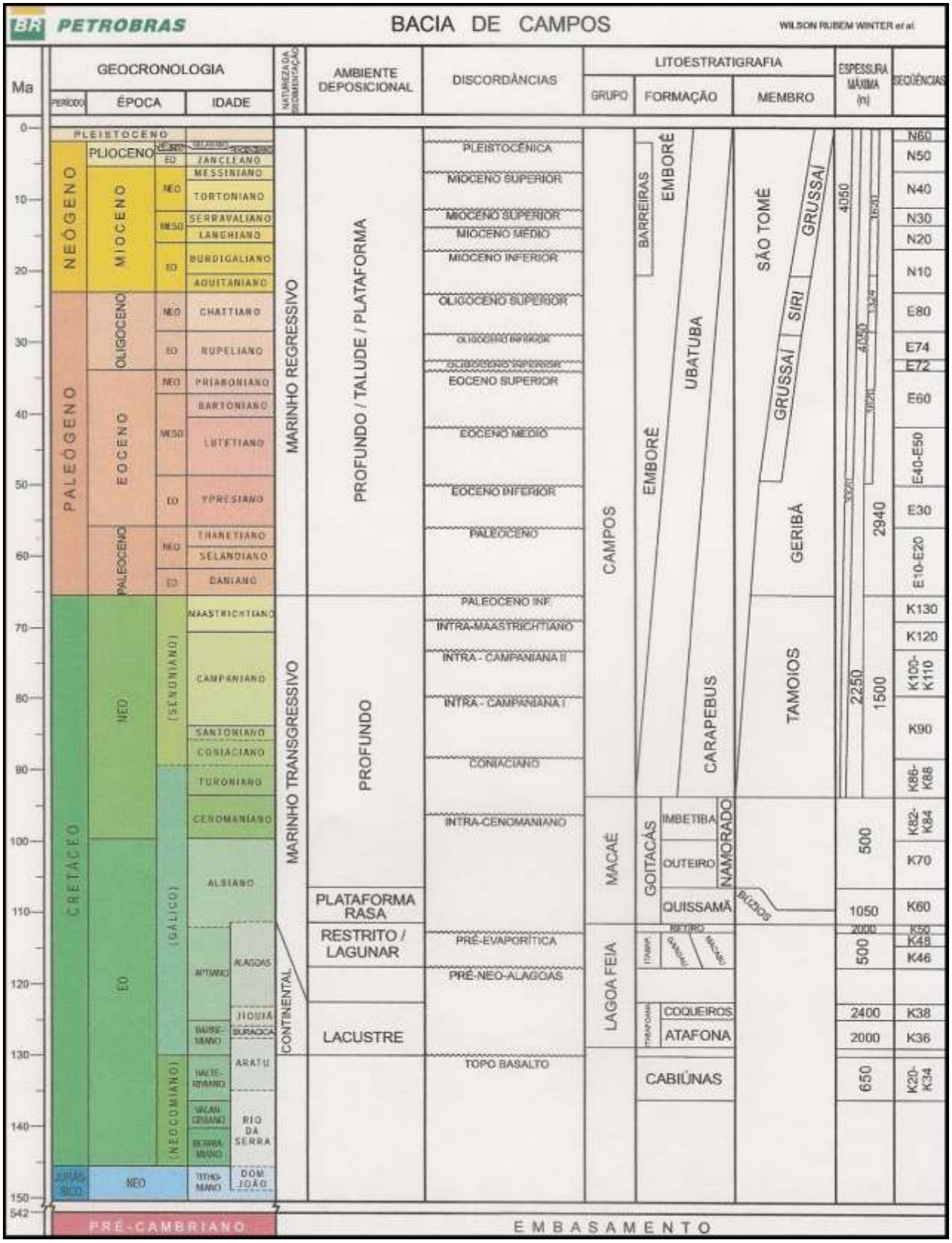

Figura 5: Carta Estratigráfica da Bacia de Campos (WINTER ET. AL., 2007).

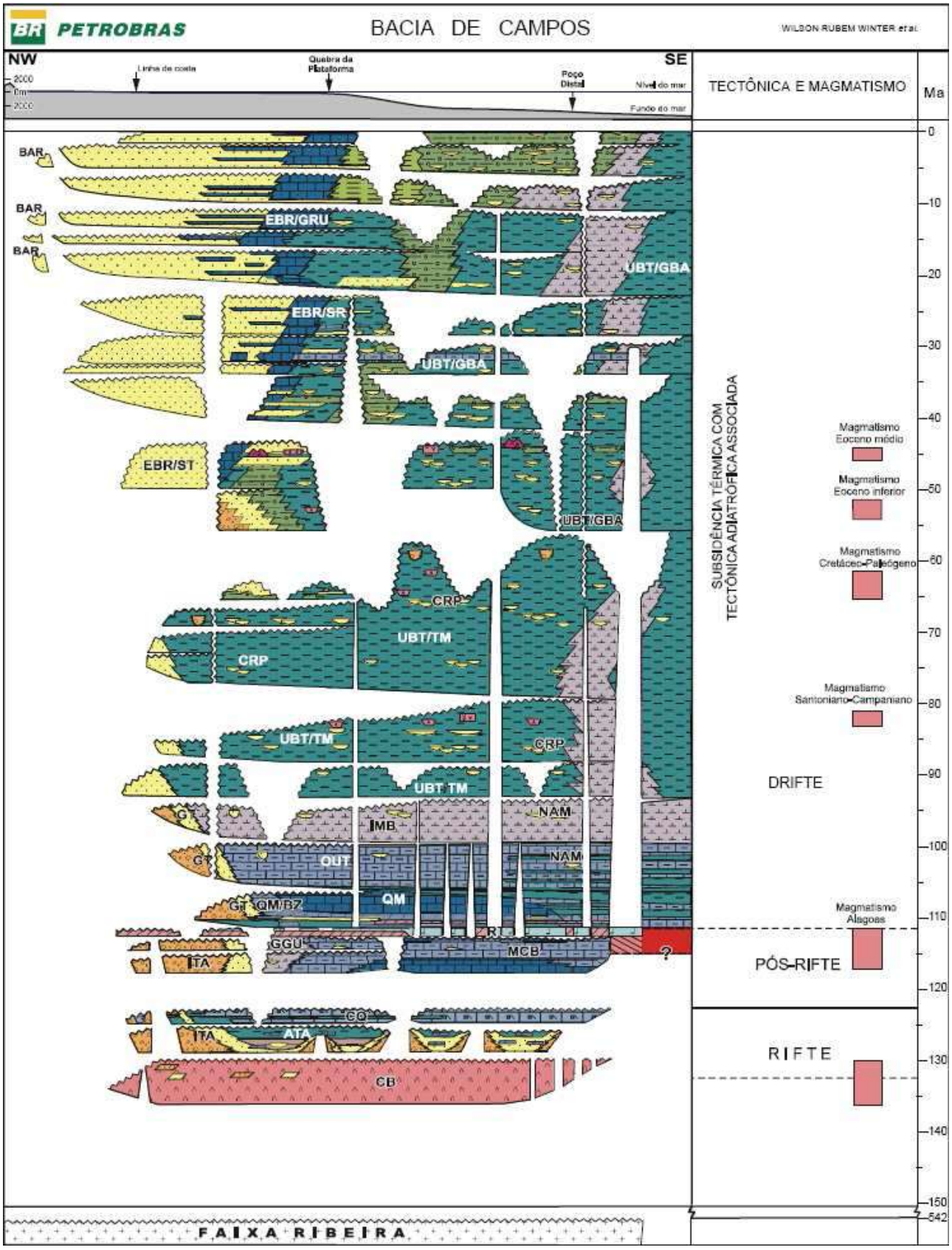

Figura 6: Carta litológica da Bacia de campos. (WINTER ET. AL., 2007).

1.4 INTERPRETAÇÃO SÍSMICA

Segundo Kearey (2009), há duas abordagens principais para interpretação de seções sísmicas: a análise estrutural, cuja principal aplicação é na investigação de trapas estruturais contendo hidrocarbonetos, e a análise estratigráfica, que fornece uma representação da sequência deposicional da Bacia. Neste trabalho, a função da sísmica se limita na identificação do topo e da base do reservatório de Carapebus (cretáceo).

A Figura 7 a seguir exemplifica uma seção sísmica da bacia de Campos convertida em profundidade e sua respectiva interpretação geológica representada através de uma seção esquemática com as principais sequências tectono-sedimentares observadas.

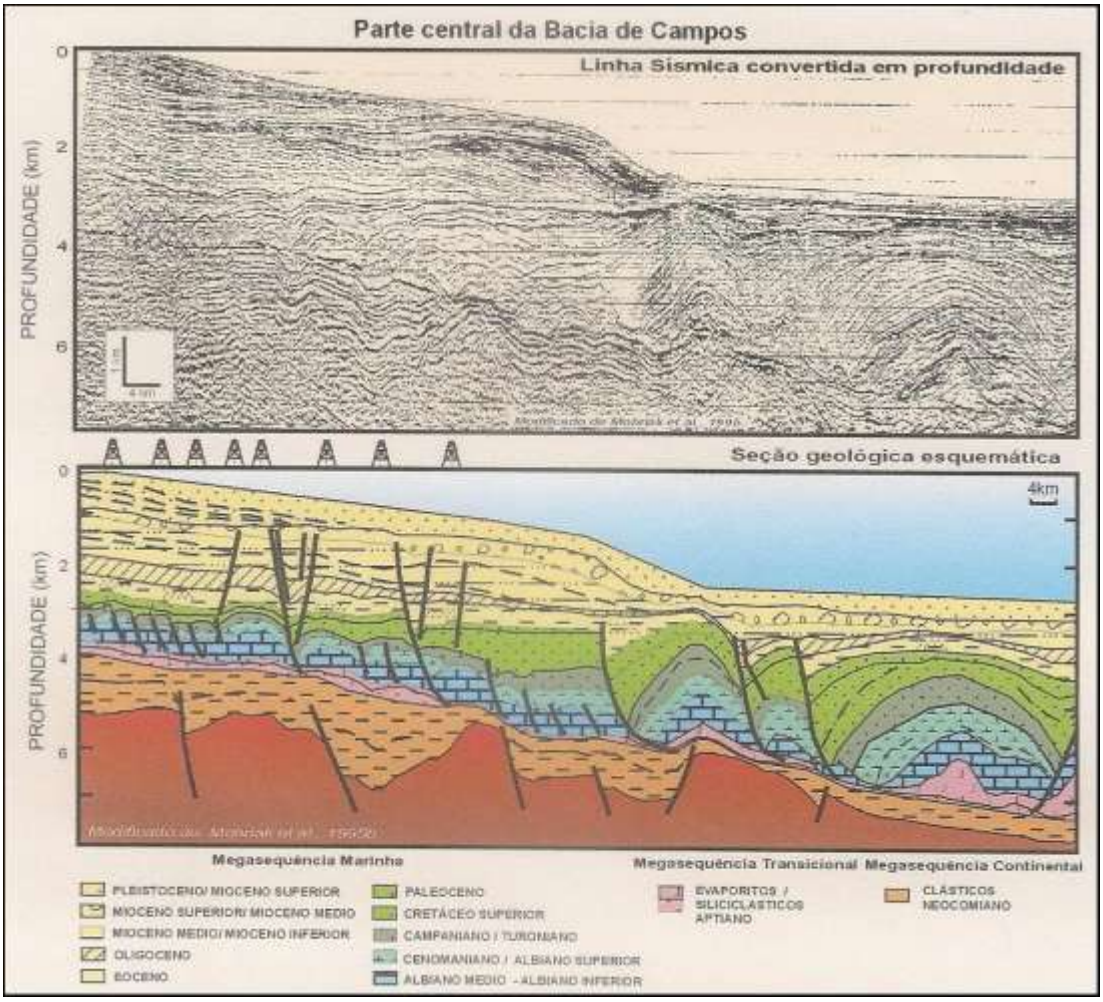

Figura 7: Seção sísmica e geológica da bacia de Campos
(BIZZI ET. AL., 2003).

Apesar da grande cobertura de sísmica 2D no Campo de Peregrino (Figura 8), a Concessão não possui sísmica 3D pública disponível no BDEP (Banco de Dados de Exploração e Produção da ANP). As Figuras 9 e 10 mostram os polígonos de levantamentos sísmicos 3D públicos e confidenciais, respectivamente.

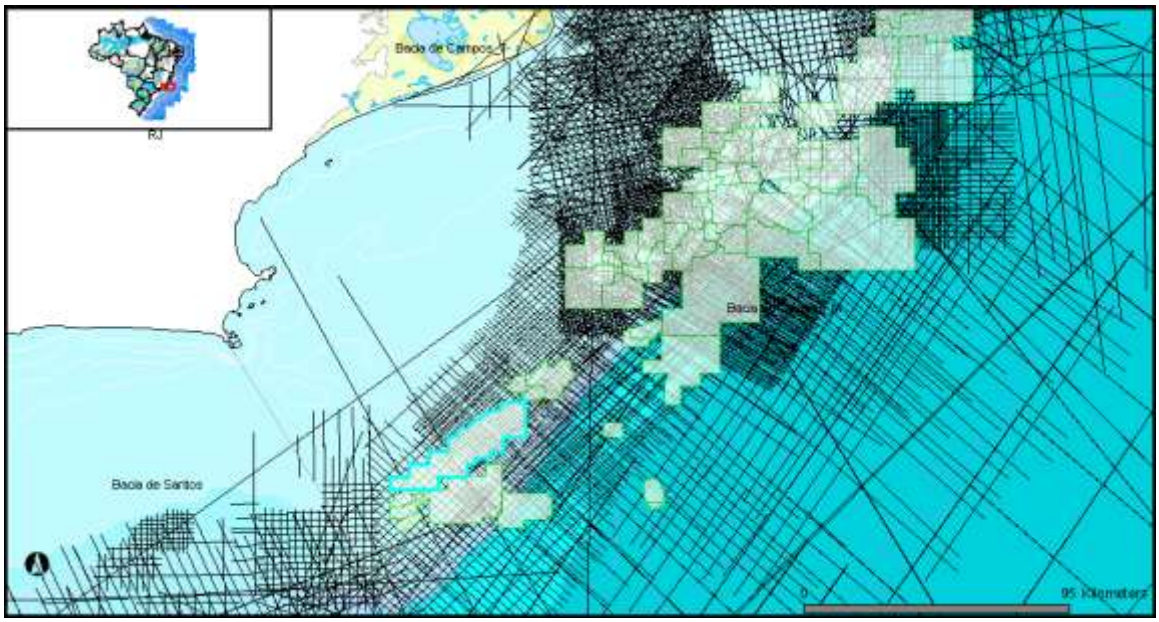

Figura 8: Levantamentos Sísmicos 2D Públicos (ANP/BDEP, 2013).

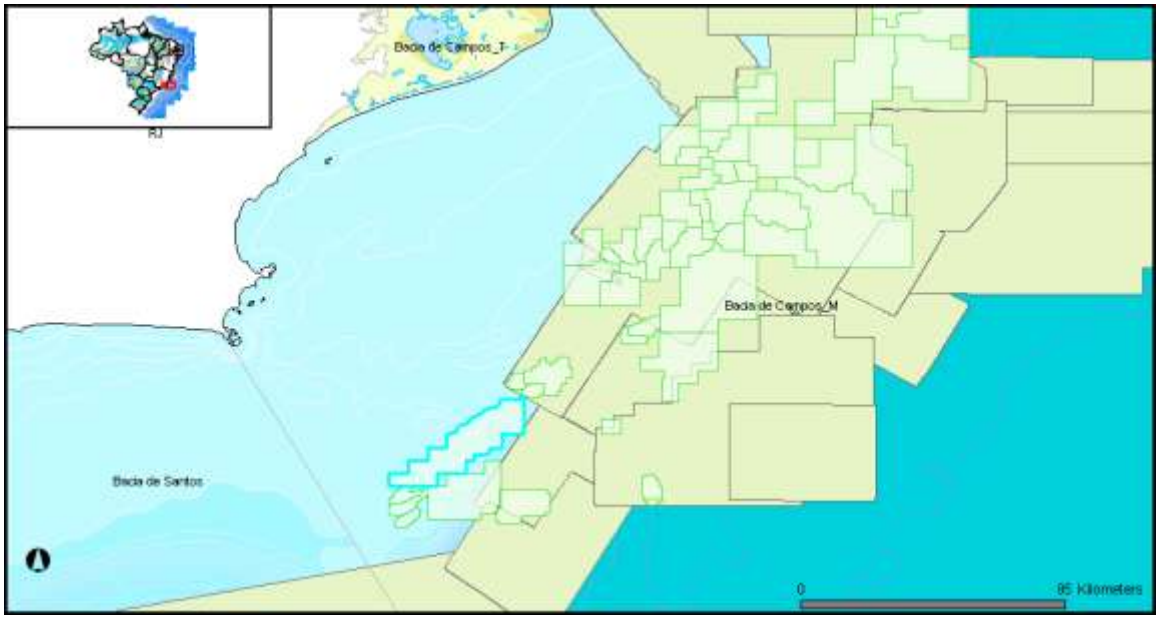

Figura 9: Polígonos de Levantamentos Sísmicos 3D Públicos (ANP/BDEP, 2013).

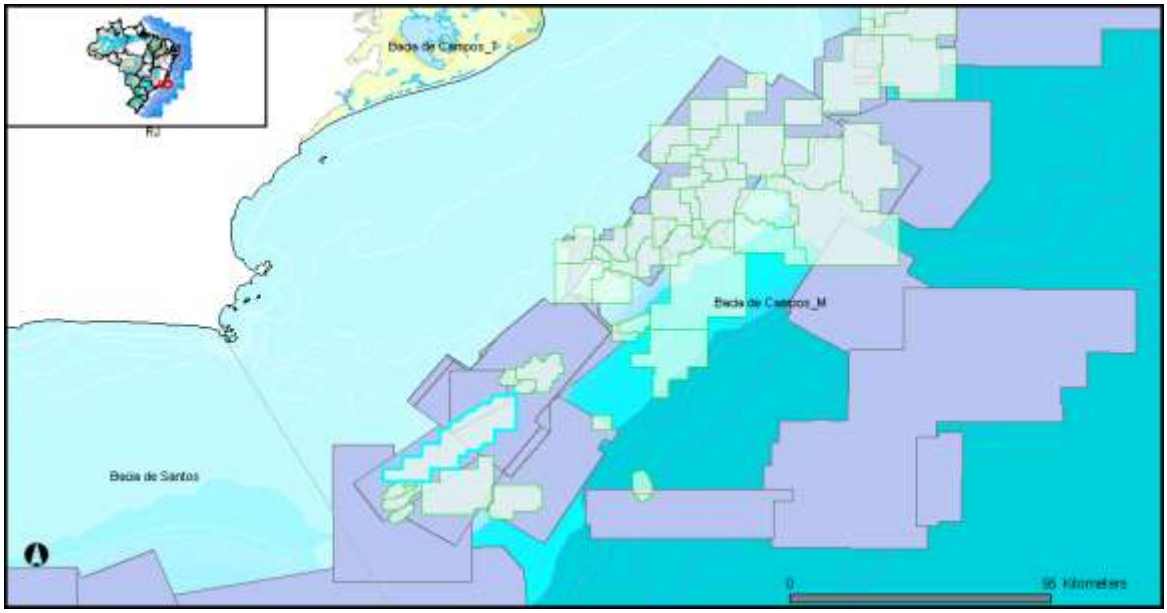

Figura 10: Polígono de Levantamentos Sísmicos 3D Confidenciais (ANP/BDEP, 2013).

De acordo com Franz (2012) a sequência sísmica é limitada pelas relações de terminação dos refletores, que são concordantes ou discordantes em relação aos limites da sequência. Os principais padrões de terminação de refletores são: onlap, downlap, toplap, truncamento e a concordância (conformidade).

Ainda de acordo com Franz (2012), as reflexões sísmicas são referentes ao registro do tempo de percurso (ida e volta) de ondas sísmicas geradas artificialmente na superfície e refletidas em interfaces físicas das rochas. Essas interfaces demarcam o contraste de impedância acústica entre dois pacotes rochosos contíguos. A impedância acústica define-se como o produto da velocidade sísmica de um intervalo de rochas pela sua densidade.

De acordo com Costanzo (2007), o método sísmico é amplamente utilizado em estudos de reservatórios com o objetivo de gerar mapas de variáveis sísmicas que forneçam um significado geológico, ou seja, que possam ser correlacionados com a profundidade das estruturas e com as propriedades petrofísicas que constituem as rochas em subsuperfície.

CAPÍTULO 2: PERFIS GEOFÍSICOS DE POÇO

Segundo Thomas (2001), o perfil de um poço é uma imagem visual, em relação à profundidade, de uma ou mais características ou propriedades das rochas perfuradas. Tais perfis são obtidos através do deslocamento contínuo de um sensor de perfilagem (sonda ou ferramenta) dentro do poço.

Existem vários tipos de perfis utilizados para as mais diversas aplicações (tabela 1), todos com o objetivo de avaliar melhor as formações geológicas quanto à ocorrência de uma jazida de hidrocarbonetos. Alguns dos principais tipos de perfis existentes são: Raios Gama (**GR**), Neutrônico (**NPHI**), Resistividade (**ILD**), Sônico (**DT**) e Densidade (**RHOB**). Para um melhor aproveitamento dos perfis geofísicos obtidos, é necessário que eles sejam utilizados em conjunto para caracterização da rocha (tabela 1) e que sejam controlados pelo perfil de Caliper.

Tabela 1: Principais usos dos Perfis Geofísicos. Modificado de RIDER, 2002.

	Geologia Geral			Sísmica		Geologia do Reservatório		Geoquímica		Petrofísica				
	Litologia	Fácies Deposicionais	Correlação estratigráfica	Veloc. Intervalar	Impd. Acústica	Idnt. Fraturas	altas pressões idnt	Idnt rocha fonte	Maturidade	Porosidade	Volume de Folhelho	Permeabilidade	Idnt. de gás	Saturação de Hidrocarbonetos
Resistividade	-	-	-				*	*	*			-	-	+
Raio Gama	-	-	-					*			+			
Sônico	*		-	*	*	*	*	*		+			-	
Densidade	*	-			*	*		*		+			-	
Neutrão	*	-						-		+			-	

- usos qualitativos * uso semi-quantitativos/quantitativos + usos quantitativos

2.1PERFIL DE RAIO GAMA

O perfil de Raio Gama (Gamma Ray Log – *GR*) detecta a radioatividade total da formação geológica. Os elementos radioativos de ^{40}K, ^{238}U e ^{232}Th presentes nas rochas emitem uma radiação natural que são detectáveis por contadores de cintilação (ou cintilômetros), por câmaras de ionização ou, ocasionalmente, por um contador Geiger-Müller. A radioatividade medida geralmente é expressa por ºAPI (American Petroleum Institute).

Segundo Nery (2004), no passado eram usados os detectores do tipo Geiger-Müeller, porém estes foram substituídos, atualmente, pelos cintilômetros, que são cristais que emitem luz (cintilam) quando atingidos por um fóton. Os cristais mais comuns são de fósforo com iodeto de sódio ativado por tálio acoplado a um tubo fotomultiplicador, que amplifica eletronicamente a corrente elétrica em um milhão de vezes. A intensidade da cintilação emitida pelo cristal é diretamente proporcional à energia do fóton que o atingiu.

Segundo Nery (2004), o perfil de Raio Gama convencional não é capaz de identificar isoladamente todo o espectro energético e, portanto, distinguir os elementos. Por esse motivo, sua detecção corresponde ao somatório de todos os elementos radioativos.

Os folhelhos geralmente contém pequenas quantidades de elementos radioativos, em particular ^{40}K, que ocorre em micas, feldspatos alcalinos e minerais de argila, e traços de ^{238}U e ^{232}Th que são responsáveis pela elevada leitura de Grau API registrada neste perfil. Por essa razão o perfil de raio gama é usado na identificação de folhelhos.

Segundo Stevanato (2011), um arenito “limpo” possui uma resposta de mediana a baixa no perfil de Raio Gama. Dentre as rochas que possuem menor radioatividade, e consequentemente menor resposta no perfil, estão os calcários, os evaporitos (halita, anidrita, gipsita, entre outros) e o carvão. A tabela 2 exemplifica os valores API para algumas rochas, no entanto os valores de raio gama podem apresentar um intervalo de grande variação.

Tabela 2: Valores API. FRANZINI, 2010

Rocha	**Valor API**
Carvão	0
Halita	0
Gipsita	0
Anidrita	0
Calcário	5 - 10
Dolomito	10 - 20
Arenito Limpo	10 - 30
Arenito Argiloso	30 - 45
Folhelho	40 - 140
Silvita (Kcl)	~ 500
Fonte: Schlumberger(1972)	

O perfil de Raio Gama ainda é principalmente utilizado quantitativamente para obter o volume de argila. Qualitativamente, na sua forma mais simples, pode ser utilizado para correlacionar, para sugerir fácies e sequências e, naturalmente, para identificar litologias (RIDER, 2002).

Sabendo-se que o perfil de Raios Gama reflete a proporção de folhelho ou argila de uma camada, pode-se utilizá-lo como um indicador do teor de folhelho ou argilosidade das rochas (NERY, 2004).

A partir da leitura deste perfil pode-se calcular primeiramente o índice de raios gama através da seguinte fórmula:

$$IGR = \frac{GR\log - GR\ min}{GR\ max - GR\ min} \qquad equação\ 6.1.1$$

Onde:

IGR = índice de raios gama

GR_{log} = raio gama lido na formação

GR_{min} = raios gama mínimo (arenito “limpo” ou carbonato)

GR_{max} = raios gama máximo (folhelho)

Segundo Nery (2004) a bibliografia mostra equações resultantes de experimentos de vários autores para o cálculo do volume de argila (V_{sh}),

levando em consideração alguns fatores, dentre eles a idade da rocha. Segundo Rider (2002), as equações para os cálculos de V_{sh} das rochas consolidadas (anteriores ao terciário) e das rochas inconsolidadas (terciário) são, respectivamente:

$$Vsh = 0.33\ (2^{2*IGR} - 1) \quad \textit{equação } 6.1.2$$

e

$$Vsh = 0.083\ (2^{3,7*IGR} - 1) \quad \textit{equação } 6.1.3$$

2.2 PERFIL DE DENSIDADE

O perfil de densidade de raio gama (*gamma-ray density log*) é um registro contínuo do valor de densidade ao longo da formação próxima do poço. Esta é a densidade global da rocha, incluindo a matriz sólida e o fluido presente nos poros (RIDER, 2002). A densidade é expressa em g/cm^3 e de acordo com Rider (2002), o intervalo de densidade esperado para o folhelho é de 1,8 a 2,75 g/cm^3 e para o arenito é de 1,9 a 2,65 g/cm^3.

O valor de densidade é determinado através da colisão de raios gama artificiais, utilizando uma fonte de ^{60}Co ou ^{137}Cs, com os elementos da formação, criando o fenômeno conhecido como espalhamento de Compton (STEVANATO, 2011).

Este fenômeno é caracterizado pela redução de energia dos elétrons quando colidem com os fótons dos raios gama. O número de colisões é função direta do número de elétrons na formação; e este, por sua vez corresponde à densidade eletrônica (ρ_e) que pode ser relacionada à densidade volumétrica (ρ_b) da formação pela relação abaixo (RABELO, 2004):

$$\rho_e = 2\ \rho_b \frac{\sum z_i}{M} \quad \textit{equação } 6.2.1$$

Onde,

M = Peso molecular

$\Sigma\ Z_i$ = somatório dos números atômicos de todos os átomos que constituem as moléculas do composto

A densidade volumétrica de uma formação pode ser convertida a porosidade através da seguinte relação:

$$\varphi = \frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_f} \quad equação\ 6.2.2$$

Onde,

φ = Porosidade

ρ_b = densidade volumétrica da formação

ρ_{ma} = densidade da matriz

ρ_f = densidade do fluido

Quantitativamente, este perfil é utilizado no cálculo da porosidade e indiretamente na densidade de hidrocarbonetos. É também utilizado no cálculo da impedância acústica e serve como apoio à sísmica para o cálculo de sismogramas sintéticos. Qualitativamente, este perfil é um indicador litológico, que pode ser utilizado para identificar certos minerais, ajudar na avaliação do conteúdo de matéria orgânica da rocha geradora e também na identificação de regiões de alta pressão e de fraturas (RIDER, 2002).

2.3 PERFIL DE RESISTIVIDADE

O perfil de resistividade *(resistivity log)* consiste na medição da resistividade da formação, que é a propriedade física que impede o fluxo de corrente elétrica. A unidade de resistividade é expressa em ohm.m.

A medição da resistividade é realizada através da ferramenta de indução, que é responsável pela medição da condutividade (inverso da resistividade). A sonda de indução é constituída por duas bobinas, uma bobina transmissora onde é aplicada uma corrente constante de alta frequência e uma bobina receptora. A corrente aplicada à bobina transmissora gera um campo eletromagnético ao redor da ferramenta, o que por sua vez induz correntes na formação. As correntes induzidas criam um campo eletromagnético secundário que induz uma corrente alternada na bobina receptora (RIDER, 2011).

Através deste perfil, pode-se calcular o fator de resistividade da formação (equação 6.3.1) que, segundo Tiab (1996), representa um excelente parâmetro para detecção de zonas de hidrocarbonetos.

$$F_R = \frac{R_o}{R_w} \quad equação\ 6.3.1$$

Onde,

F_R = Fator de resistividade da formação

R_w = Resistividade da água que satura uma rocha

R_o = Resistividade da Rocha com poros preenchidos somente por água

O fator de formação é essencialmente constante para areias limpas e calcários. Para areias sujas ou argilosas, F_R diminui enquanto a resistividade da água saturada, R_w, aumenta; e apesar de R_o aumentar, isso não acontece proporcionalmente porque a argila na água age como um condutor (TIAB, 1996). Dessa forma, quando a condutividade aumenta, na presença de água salgada, Ro diminui e quando a condutividade diminui, na presença de água doce, Ro aumenta. De acordo com Contreras (2012), os valores de resistividade-padrão para os fluidos são: 1x 10^{-9} a 2 ohm.m, água salgada; 1 a 10 ohm.m, água doce; 50 a 150 ohm.m, petróleo; e 150 a >1500 ohm.m, gás.

O principal uso do perfil de resistividade é a detecção de hidrocarbonetos. Quantitativamente este perfil fornece dados para cálculos petrofísicos. Além disso, este perfil contribui com informações a respeito da litologia, textura, fácies, pressões e aspectos da rocha fonte (RIDER, 2002).

A saturação da água pode ser determinada a partir dos dados fornecidos por este perfil. Com esta variável pode-se determinar também a saturação de hidrocarbonetos do reservatório. Para estes cálculos deve-se ter o conhecimento prévio da resistividade da água, da porosidade e do expoente de cimentação. Esses parâmetros relacionam-se através da equação de Archie:

$$Sw = \left(\frac{a\ Rw}{\varphi^m\ Rt}\right)^{\frac{1}{n}} \qquad equação\ 6.3.2$$

Onde,

S_w = Saturação da Água

a = Coeficiente de tortuosidade

R_w = Resistividade da água que satura uma rocha

φ = Porosidade

m = Coeficiente de cimentação

R_t=Resistividade da Rocha com poros preenchidos por água e hidrocarbonetos

n = Expoente de Saturação

Segundo Thomas (2001) os valores mais comuns para **a** e **m** são: 0,62 < **a** < 0,81 e 2 < **m** < 2,15 para rochas terrígenas ou **a** = 1 e **m** = 2 para rochas carbonáticas. O valor usual de **n** é 2, porém medidas de laboratório podem apresentar maior acuracidade. Os parâmetros **a, m e n** podem ser obtidos em laboratório, da experiência da área ou dos próprios perfis.

Uma formação pode ser saturada por água, óleo e/ou gás, obedecendo a seguinte relação:

$$Sg + So + Sw = 1 \quad \textit{equação } 6.3.3$$

Onde,

S_g = Saturação do gás

S_o = Saturação do óleo

S_w = Saturação da Água

Assim, a saturação de hidrocarbonetos (S_h) obedece as seguintes relações:

$$Sh = Sg + So \quad \textit{equação } 6.3.4$$

e

$$Sh = 1 - Sw \quad \textit{equação } 6.3.5$$

2.4 PERFIL NEUTRÔNICO

O perfil de Neutrons ou Perfil Neutrônico (*Neutron log*) mede uma radioatividade induzida artificialmente, por meio de bombardeio das rochas com nêutrons de alta energia ou velocidade. A unidade é expressa em termos de unidade de porosidade neutrão, a qual é relacionada com o índice de hidrogênio presente na formação (RIDER, 2002).

De acordo com Kearey (2009) elementos não radioativos são bombardeados com nêutrons e capturados pelos núcleos dos elementos componentes da matéria. Neste processo ocorre a emissão de raio gama que fornece informações a respeito da porosidade. A sonda de medição deste perfil é composta por uma fonte de nêutrons, que consiste em uma pequena quantidade de substância radioativa, como Pu-Be, e um cintilômetro localizado a uma distância fixa.

As ferramentas neutrônicas são constituídas por uma fonte de nêutrons de um, dois ou quatro detectores. Os nêutrons rápidos bombardeiam as camadas adjacentes ao poço, onde sucessivas e múltiplas colisões elásticas com os átomos do meio fazem com que os nêutrons percam parte da energia com que foram lançados. Esta perda de energia depende da massa relativa do núcleo colidido. As maiores perdas ocorrem justamente quando os nêutrons se chocam com núcleos de massa praticamente igual a sua, como no caso de núcleos de hidrogênio (NERY, 2004).

Ainda segundo Nery (2004), este perfil sofre uma diminuição da porosidade em relação aos perfis de densidade e sônico na presença de gás ou hidrocarbonetos leves. Isso ocorre devido à característica expansiva do gás, que reduz a densidade do hidrogênio (concentração/volume) quando comparado ao óleo e a água. Desta forma, este contraste entre as três porosidades, obtidas por princípios físicos diferentes, é diagnóstico da presença de hidrocarbonetos leves e/ou gás.

Este perfil é utilizado, quantitativamente, na medição da porosidade e qualitativamente, como um discriminador entre gás e óleo. Pode ser também utilizado na identificação de litologia em conjunto com o perfil de densidade (RIDER, 2002).

2.5 PERFIL SÔNICO

O perfil sônico (*sonic log*) ou perfil acústico (*acoustic log*) mede a diferença nos tempos de trânsito de uma onda mecânica através das rochas. Segundo Rider (2002), a capacidade de transmissão da onda sonora na formação geológica está diretamente relacionada com a litologia, textura e porosidade da mesma. A unidade de medida é expressa em microssegundos por pé de formação (μs/ft).

Segundo Kearey et al (2009) a ferramenta de medição deste perfil consiste em uma fonte responsável pela emissão de pulsos ultrassônicos a uma frequência de 20-40 kHz e dois receptores, separados por uma distância de cerca de 300 mm, que registram os sinais emitidos pela fonte.

Este perfil é utilizado para estimativas de porosidade, correlação poço a poço, estimativas de grau de compactação das rochas ou estimativas das

constantes elásticas, detecção de fraturas e apoio à sísmica para a elaboração do sismograma sintético (THOMAS, 2001).

A partir da relação de dependência entre o intervalo de tempo de trânsito registrado no perfil e a litologia/porosidade pode-se inferir quantitativamente a porosidade através da equação de Wyllie:

$$\varphi = \frac{\Delta t\ log - \Delta t\ ma}{\Delta t\ f - \Delta t\ ma} \qquad equação\ 6.5.1$$

Onde,

φ = porosidade

Δt_{log} = intervalo de tempo de trânsito da formação

Δt_{ma} = intervalo de tempo de trânsito da matriz

Δt_{f} = intervalo de tempo de trânsito do fluido

2.6 PERFIL DE CALIPER

Segundo Rider (2011), o equipamento de Caliper mede a variação do diâmetro do poço de acordo com a profundidade. Essa medição é feita por dois braços articulados (ou mais – dependendo da ferramenta) que são empurrados contra a parede de perfuração. A unidade de medida é expressa em polegadas (in).

Através deste perfil pode-se detectar zonas onde ocorrem arrombamentos e formação de reboco. Ainda segundo Rider (2011) as zonas de formação de *cavernas* ou *arrombamentos* são identificadas quando o diâmetro do poço é maior que o *bit size*. Sua formação é ocasionada pelo desabamento de litologias devido à circulação da lama de perfuração. Já as zonas de *reboco* são identificadas pelo diâmetro do poço menor que o *bit size*, isso ocorre por causa do acumulo de lama na parede do poço.

Este perfil é um indicador litológico e um indicador de permeabilidade uma vez que o acumulo de filtrado na parede do poço é ocorrente em camadas porosas como arenitos e os arrombamentos são característicos de camadas inconsolidadas e ocorrem tipicamente em folhelhos.

CAPÍTULO 3: PROPRIEDADES GEOLÓGICAS E PETROFÍSICAS

Segundo Tiab (1996), a petrofísica compreende o estudo sobre os mecanismos de deslocamento de soluções químicas, armazenamento do óleo, medição da saturação de óleo, relação entre as fases fluidas em meios porosos e outras características complexas do comportamento dos fluidos em rochas.

Dessa forma, torna-se importante o estudo de parâmetros como a argilosidade, a porosidade, a permeabilidade e a saturação da água nas rochas.

3.1 ARGILOSIDADE

A quantidade de folhelho e/ou argila em uma zona de reservatório de interesse constitui um importante parâmetro a ser conhecido. Esses componentes atuam diretamente sobre a permeabilidade do meio, afetam a resistividade da formação e ainda tendem a influenciar no cálculo da porosidade, visto que influenciam as medidas das ferramentas de perfilagem. De uma maneira geral, essa influência é um fator proporcional ao volume de argila presente (RABELO, 2004).

Segundo Rabelo (2004), folhelho é uma denominação imprecisa de um sistema composto por argila, silte e água e a soma dos volumes dos componentes deste sistema correspondem ao volume de argila (Vsh).

A correção da interferência da argilosidade sobre os cálculos de porosidade será descrita no próximo tópico (7.2).

3.2 POROSIDADE

De acordo com Nery (2004), a porosidade é a relação de todo espaço que pode ser ocupado por fluidos sobre o volume total de uma rocha. Segundo Silva (2009), a porosidade é uma das mais importantes propriedades no que se refere à industria do petróleo, pois ela mede diretamente a capacidade de armazenamento de fluido das rochas.

Esta propriedade pode ser classificada em porosidade primária e secundária. Segundo Rabelo (2004), a porosidade primária se desenvolve durante a deposição do material detrítico ou orgânico e a porosidade secundária resulta da ação de agentes geológicos logo após o processo de formação da rocha.

Segundo Serra (1984) a porosidade primária, encontrada em rochas clásticas, é afetada por fatores como forma, tamanho e arranjo dos sólidos e a porosidade secundária é causada pela dissolução da matriz ou fissuras e fraturas causadas por forças mecânicas, que são características típicas de rochas de origem orgânica ou química.

Com relação às rochas-reservatório existem dois tipos de classificação de porosidade: Absoluta e efetiva. Segundo Nery (2004) a porosidade efetiva é a desejável nos cálculos de interpretação dos perfis por ser, comercialmente, a mais importante uma vez que representa os espaços interconectados de uma rocha.

Neste trabalho é obtida tanto a porosidade absoluta quanto a porosidade efetiva e posteriormente é feita uma comparação entre ambas. Esta propriedade foi adquirida a partir do perfil de densidade, pois de acordo com Rider (2011), este perfil é o que permite o cálculo da porosidade com maior acuracidade, dentre os demais perfis acima citados.

Para o cálculo da porosidade efetiva, onde a interferência da argilosidade é excluída, foram utilizadas as seguintes fórmulas:

$$\varphi\, sh = \frac{(\rho\, ma - \rho\, sh)}{(\rho\, ma - \rho\, f)} \quad equação\ 7.2.1$$

e

$$\varphi\, E = \varphi - (\varphi\, sh * VSH) \quad equação\ 7.2.2$$

Onde,

φ = porosidade total

φ E = porosidade efetiva

φ sh = Porosidade total lida no folhelho

ρ ma = Densidade da matriz

ρ sh = Densidade do folhelho

ρf = Densidade do fluido

VSH = volume de argila

3.3 PERMEABILIDADE

A permeabilidade é um parâmetro petrofísico que expressa a capacidade que a rocha tem de transmitir fluidos. De acordo com Serra (1984) a permeabilidade descreve o fluxo de um fluido homogêneo, ou seja, com uma única fase líquida, onde não há interação química com a rocha através da qual ela flui. A unidade de permeabilidade é expressa, normalmente, em mD (miliDarcy).

Segundo Tiab (1996), a lei de Darcy, equação que descreve o fluxo do fluido, é representada através da seguinte fórmula:

$$u = \frac{q}{A} = -\frac{k}{\mu}\frac{dp}{dl} \quad \textbf{equação 7.3.1}$$

Onde,

u = Velocidade em cm/s

q = taxa de fluxo em cm^3/s (vazão).

k = Permeabilidade dos poros da rocha em darcies

μ = Viscosidade do fluido em centipoise

A = seção reta da área em cm^2

dp/dl = Gradiente de pressão na direção do fluxo em atm/cm

Entretanto, normalmente em um reservatório de petróleo se tem mais de uma fase fluida escoando simultaneamente – água, óleo e gás. Levando-se tal fato em consideração, deve-se avaliar a permeabilidade relativa de cada fase. A quantidade de cada fase fluida presente nos espaços porosos é denominada saturação de fase, a qual controlará o movimento do fluido e, desse modo, também as relações de permeabilidade relativa das fases na rocha-reservatório (RABELO, 2004).

Segundo Preda (1996), a permeabilidade é obtida com base principalmente em testes de formação e medidas de laboratório, efetuadas em amostras obtidas de testemunhos. Neste trabalho, a permeabilidade será estimada através da fórmula de Morris-Bigs retirada do manual do software *Techlog*:

$$k = 62500 * \frac{(\varphi)^6}{(Sw\ i)^2} \quad equação\ 7.3.2$$

Onde,

K= Permeabilidade

φ = Porosidade

Sw_i = Saturação de água irredutível

3.4 SATURAÇÃO

Segundo Serra (1984), a saturação de um fluido de uma formação é definida como sendo o volume ocupado pelo fluido sobre o total de volume poroso da rocha, ou seja, é a fração da porosidade ocupada por um fluido particular. Assim como a porosidade, a saturação também é adimensional. Pode ser expressa de forma decimal ($0< S_w <1$) ou em percentagem ($0\%< S_w <100\%$).

De acordo com Iglesias (2009), a saturação do óleo pode ser classificada em crítica, residual e móvel. A saturação crítica é a saturação mínima, abaixo da qual o óleo não flui através dos poros. A saturação residual representa a quantidade de óleo que permanece nos poros após o deslocamento e a saturação móvel define a quantidade de óleo que pode ser removida dos poros.

A saturação pode ser estimada a partir da medição da resistividade da rocha, tanto através de métodos realizados em laboratórios quanto por meio de perfis de poço, através da equação de Archie (equação 6.3.2).

CAPÍTULO 4: ANÁLISE DOS DADOS

4.1SELEÇÃO DOS DADOS

Após a fase inicial de carregamento de dados foi feita a seleção dos poços e das linhas sísmicas que mais se adequavam ao objetivo do trabalho. Para a seleção dos poços foram definidos como parâmetros: a distância entre os mesmos e suas distribuições ao longo do Campo. Foram selecionados os poços que formam um segmento central no campo de Peregrino e que situam-se a uma distância próxima padrão entre 2,7 e 4,3 km. Conforme a figura 11, os poços que atendem às condições descritas são: 1_ENC_1_RJS, 3_ENC_2_RJS, 3_ENC_3_RJS, 3_ENC_4 e 1_RJS_0498_RJ.

A escolha das linhas sísmicas foi baseada na aproximação com os poços. A partir desta definição foram pré-selecionadas 4 linhas sísmicas (figura 11), 1 Strike e 3 Dips. Dentre elas, a que será exemplificada e que permitiu a melhor correlação entre dados sísmicos e de poço foi a linha do levantamento 0241_W_PAMPO_BADEJO_5A, representada em amarelo. A extensão da sísmica deste trabalho se limita na amarração com os poços RJS_0498_RJ e 1_ENC_1_RJS e na interpretação geológica fornecida pela integração de ambos os dados.

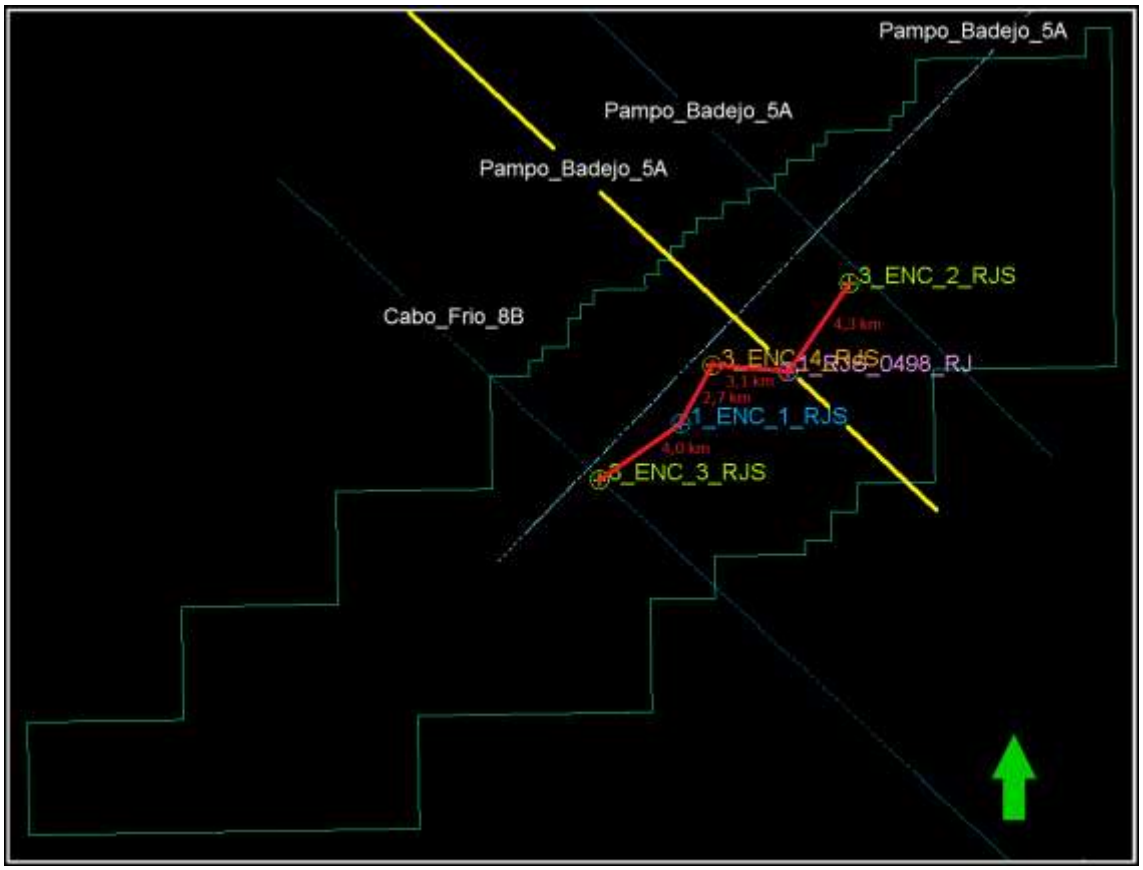

Figura 11: Poços e linhas sísmicas selecionadas.

4.2 ANÁLISE DOS POÇOS

Após o carregamento de dados foi feito um controle de qualidade das curvas existentes em cada poço e posteriormente foram gerados os perfis compostos com a finalidade de analisar o reservatório Carapebus.

As tabelas abaixo registram os intervalos de profundidade dos dados recebidos pelo Banco de dados da ANP (BDEP); a profundidade de lâmina d'água, a partir do qual o poço se inicia, e sua profundidade final.

Tabela 3: Dados gerais do poço 1-ENC-1-RJS

Poço 1-ENC-1-RJS	Perfil de Raio Gama	Perfil de Resistividade	Perfil Sônico	Perfil de densidade	Perfil Neutrão
Intervalo de Profundidade das Curvas	1419m até 2348m	1487m até 2346m	1470m até 2390m	1432m até 2347m	1416m até 2348m
Intervalo de Profundidade Geral do Poço	101m até 2403 metros				

Tabela 4: Dados gerais do poço 3-ENC-2-RJS

Poço 3-ENC-2-RJS	Perfil de Raio Gama	Perfil de Resistividade	Perfil Sônico	Perfil de densidade	Perfil Neutrão
Intervalo de Profundidade das Curvas	1550m até 2336m	-	1550m até 2336m	1542m até 2332m	1536m até 2334m
Intervalo de Profundidade Geral do Poço	128,6 até 2336 metros				

Tabela 5: Dados gerais do poço 3-ENC-3-RJS

Poço 3-ENC-3-RJS	Perfil de Raio Gama	Perfil de Resistividade	Perfil Sônico	Perfil de densidade	Perfil Neutrão
Intervalo de Profundidade das Curvas	1522m até 2313m	1577m até 2311m	1539m até 2304m	1577m até 2311m	1522m até 2313m
Intervalo de Profundidade Geral do Poço	101,30 até 2332 metros				

Tabela 6: Dados gerais do poço 3-ENC-4-RJS

Poço 3-ENC-4-RJS	Perfil de Raio Gama	Perfil de Resistividade	Perfil Sônico	Perfil de densidade	Perfil Neutrão
Intervalo de Profundidade das Curvas	1438m até 2336m	1438m até 2335m	1425m até 2325m	1438m até 2334m	1438m até 2336m
Intervalo de Profundidade Geral do Poço	118 até 2345 metros				

Tabela 7: Dados gerais do poço RJS-0498-RJ

Poço RJS-0498-RJ	Perfil de Raio Gama	Perfil de Resistividade	Perfil Sônico	Perfil de densidade	Perfil Neutrão
Intervalo de Profundidade das Curvas	150m até 2330m	518m até 2764m	524m até 3228m	1723m até 3238m	1745m até 3233m
Intervalo de Profundidade Geral do Poço	127 até 3248				

A análise dos poços foca a avaliação quantitativa e qualitativa das curvas da suíte básica no intervalo de interesse para os cálculos petrofísicos, que se restringe às zonas petrolíferas do reservatório de Carapebus datado do Cretáceo. Essas zonas, aqui denominadas de reservas, são definidas como sendo os intervalos do poço onde a interpretação dos perfis geofísicos indicam possível presença de hidrocarbonetos.

Para a análise desse reservatório foi definido o Net pay e os valores de entrada para os cálculos petrofísicos, específicos para a região do Campo de Peregrino, com a finalidade da obtenção das propriedades do reservatório.

O Net Pay, ou seja, a parte do reservatório que é economicamente produtiva foi estabelecida a partir do valor de cutoff de porosidade e argilosidade para o Campo de Peregrino. De acordo com Makler (2010) o reservatório Carapebus possui quatro fácies definidas como: Arenito não Bioturbado; Arenito Bioturbado; Arenito lamoso e Lamito arenoso intensamente Bioturbados; e Lamito/Folhelho arenoso Bioturbado. As duas primeiras fácies são reservatórios considerados de qualidade e que apresentam valor mínimo de porosidade igual a 22% e um limite máximo de Vsh igual a 50%, sendo estes os valores de cutoff selecionados para este trabalho.

Para o cálculo do índice de Raio Gama (equação 6.1.1) foram utilizados valores pré-estabelecidos para o Campo de Peregrino definidos por Morani (2012) como sendo 54,47 gAPI para a linha de base dos arenitos (GR min) e 143,23 gAPI para a linha de base dos folhelhos (GR max) e para o cálculo do volume de argila (Vsh) foi utilizada a equação 6.1.2 referente à rochas consolidadas, anteriores ao terciário.

A tabela 8 descreve os valores padrões dos parâmetros de densidade da matriz (*ρ ma*) e densidade do fluido (*ρ fl*) definidos por Rider et al (2011) para o cálculo da porosidade total. Para o cálculo da porosidade efetiva foi atribuído o valor padrão da densidade do folhelho sugerido pelo manual do software Techlog. Com base no manual foram estabelecidos, também, os valores do coeficiente de tortuosidade (*a*), coeficiente de cimentação (*m)* expoente de saturação (*n*) e resistividade da água que satura a rocha (*Rw*), para obtenção da saturação.

Tabela 8: Definição dos Parâmetros

Parâmetros	*ρ ma*	*ρ fl*	*ρ sh*	*a*	*m*	*n*	*Rw*
Valores	2,4 g/cm^3	1,0 g/cm^3	2,30	1,0	2,0	2,0	0,03 ohm.m

Para a estimativa da permeabilidade fez-se necessário a identificação da zona de saturação de água irredutível (Sw_i). De acordo com Asquith (2004), se os valores de volume de água, obtidos a partir do crossplot entre porosidade efetiva e saturação de água da formação (**ΦE** x **SW**) em diversas profundidades de uma formação, são constantes ou muito próximos a constante eles indicam uma zona de saturação de água irredutível.

Os dados gerados no crossplot **ΦE** x **SW** se distribuem ao longo de uma curva hiperbólica. Quando os dados se encontram mais espalhados ao longo da curva, fora da zona de saturação de água irredutível, as estimativas de permeabilidade são suspeitas.

Dessa forma, foram gerados crossplots de **ΦE** x **SW** com a finalidade de se comprovar as zonas de equivalência entre a saturação de água da formação (Sw) e a saturação de água irredutível (Sw_i), permitindo assim, a detecção de regiões onde as estimativas da permeabilidade, calculadas a partir de Sw, apresentam maior acuracidade. A avaliação dos crossplots será abordada na análise individual de cada poço.

Serão abordados também na análise individual de cada poço os perfis compostos e as propriedades petrofísicas obtidas, resumidas em tabelas.

4.2.1 POÇO 1_ENC_1_RJS

Neste poço foram detectadas três reservas potenciais de petróleo conforme pode ser observado no perfil do poço (Figura 12). A tabela 9 contém o resumo dos dados petrofísicos gerados para cada um desses três intervalos potenciais detectados. As reservas são compostas por arenitos inconsolidados de textura fina a média nas reservas 1 e 2 e ocasionalmente grossa na reserva 3. Todas as reservas apresentaram excelentes saturações de hidrocarbonetos.

Descrições de testemunho (ANP/BDEP) neste poço revelam que os sedimentos presentes no topo da formação Carapebus são de arenitos com grãos de quartzos claros a translúcidos e inconsolidados. À medida que aumenta a profundidade a granulometria passa de grãos finos para grãos médios e o selecionamento dos grãos passa de bom a moderado.

Amostras de calha do poço (ANP/BDEP) fornecem indícios de manchas e impregnações de hidrocarbonetos no intervalo de 2281 a 2357 metros de profundidade. Este poço confirmou a presença de hidrocarbonetos pesados de 14 gApi no reservatório Carapebus.

A curva de permeabilidade do poço apresenta baixa confiabilidade. O crossplot gerado para esse poço (figura 13) resultou em dados fora do esperado. É possível observar duas tendências pouco caracterizadas. Sugere-se que tal fato esteja associado à variabilidade de saturação de hidrocarbonetos entre as reservas do poço. A ausência da tendência de curva hiperbólica característica no crossplot indica que a estimativa da permeabilidade para este poço é duvidosa.

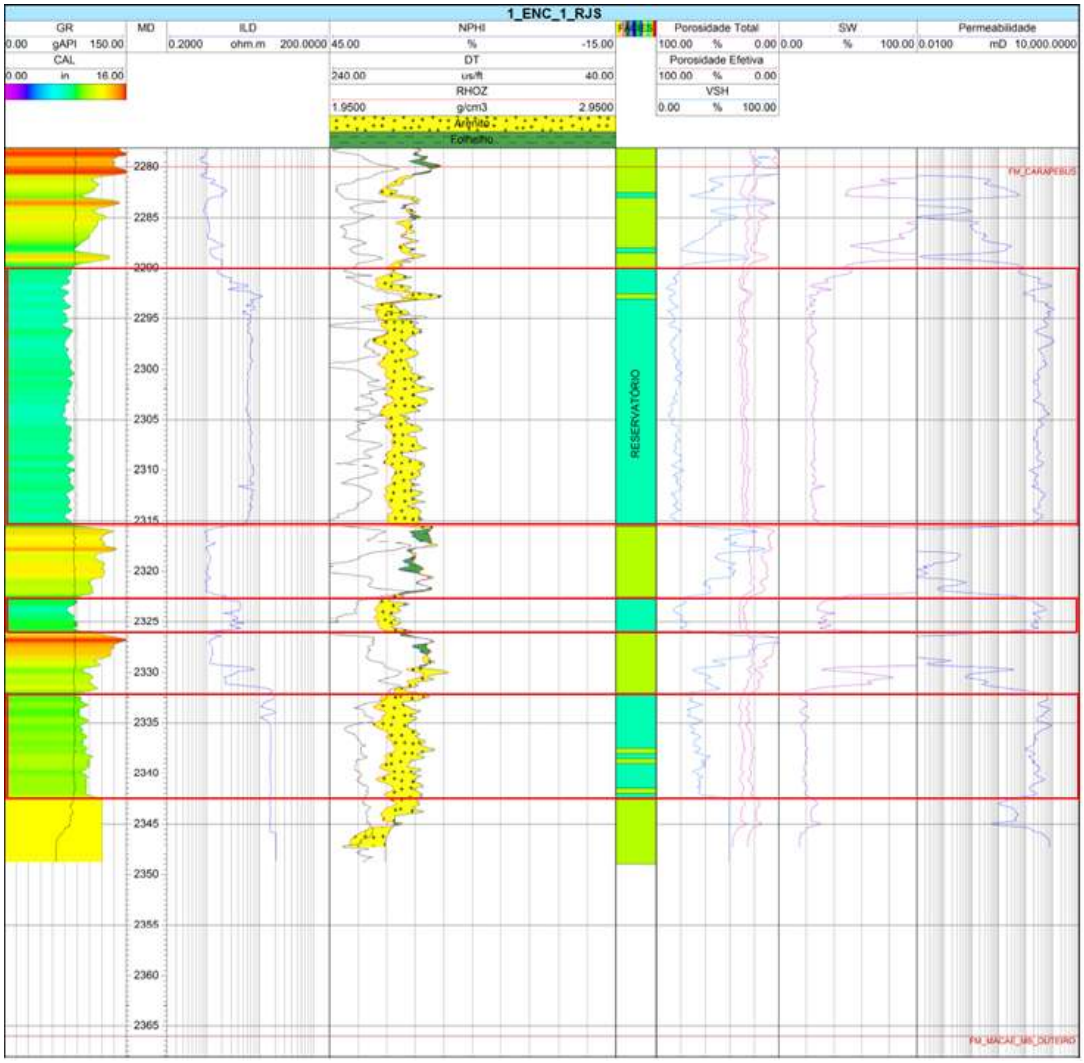

Figura 12: Perfil composto do poço 1-ENC-1-RJS

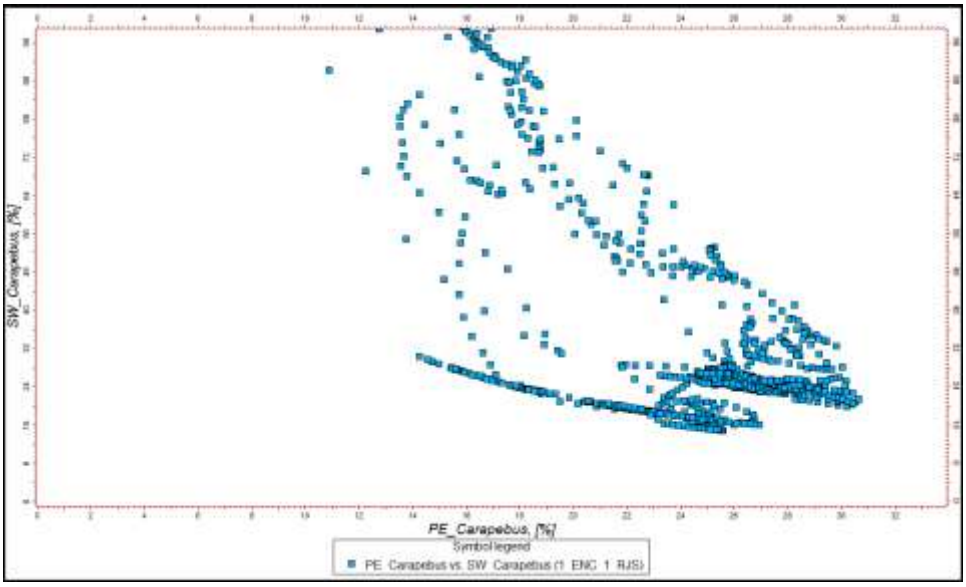

Figura 13: Crossplot do Poço 1_ENC_1_RJS

Tabela 9: Reservas do Poço 1_ENC_1_RJS

Poço 1_ENC_1_RJS	Intervalo	NetPay	VSH	ϕE	Sw	Sh
Reserva 1	2290 – 2315 m	25 m	15,72%	26,60%	26,82%	73,17%
Reserva 2	2322 – 2326 m	4 m	21,03%	27,11%	35,28%	64,71%
Reserva 3	2332 – 2342 m	10 m	33%	23,36%	18,71%	81,28%

4.2.2 POÇO 3-ENC-2-RJS

A curva de Caliper do poço indica dois intervalos pequenos de arrombamento nas profundidades de 2277 e 2282, responsáveis por elevar os valores das curvas do perfil, indicando assim, ausência de confiabilidade na leitura dos mesmos.

Este poço apresenta um intervalo pouco espesso, de aproximadamente 15 metros, de sedimentos da Formação Carapebus datados do Cretáceo (figura 14). De acordo com testemunhos do poço (ANP/BDEP) o pacote sedimentar é composto por um arenito altamente bioturbado, rico em argila, arenito fino, arenito argiloso e folhelho. Ocorrem indícios de manchas e impregnações de óleo/gás no intervalo de profundidade de 2280 a 2287 metros.

A bioturbação é a perturbação dos sedimentos devido à ação de organismos, que são capazes, às vezes, de destruir completamente as estruturas sedimentares (MINEROPAR), podendo fechar os poros da rocha e intervir na qualidade do reservatório.

Conforme mencionado na tabela 3, a curva de resistividade está ausente neste poço, não sendo possível assim executar os cálculos pretofísicos. A utilização deste poço limita-se, portanto, na identificação da litologia do reservatório e na sua análise qualitativa.

O elevado valor da curva de Vsh deste perfil indica que o poço não contém reservas economicamente viáveis e que a continuidade lateral do reservatório se extingue entre os poços RJS_0498_RJ e 3_ENC_2_RJS.

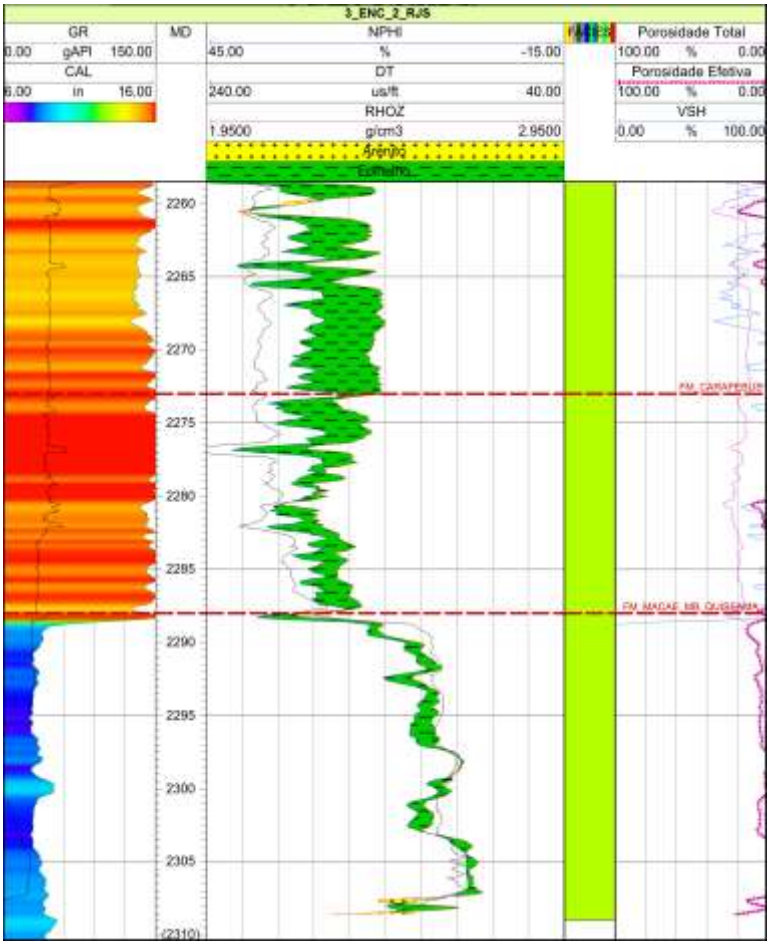

Figura 14: Perfil composto do poço 3-ENC-2-RJS

4.2.3 POÇO 3-ENC-3-RJS

Neste poço a curva de Caliper sofre uma mudança no *bit size* em torno da profundidade de 2260 metros, isso se deve à diminuição do diâmetro do poço no momento de perfuração. Esta mudança está associada a um grande intervalo de arrombamento na profundidade de 2245 a 2260, responsável por elevadas leituras no perfil de neutrão e quedas na leitura da densidade. Posteriormente há dois intervalos de arrombamento nas profundidades de 2265 até 2274 e de 2294 até 2295.

Foram detectadas duas reservas potenciais neste poço, todas com excelentes saturações de hidrocarbonetos (figura 15 e tabela 10). A litologia da Formação Carapebus neste poço é composta por areias muito finas e quartzosas, com porcentagem média de Vsh é inferior a 20% nos intervalos de reservas.

O crossplot deste poço (figura 16) indica duas tendências de curvas hiperbólicas bem definidas e com poucos dados dispersos. Tal fato sugere que nesse poço a estimativa da permeabilidade se aproxima da realidade.

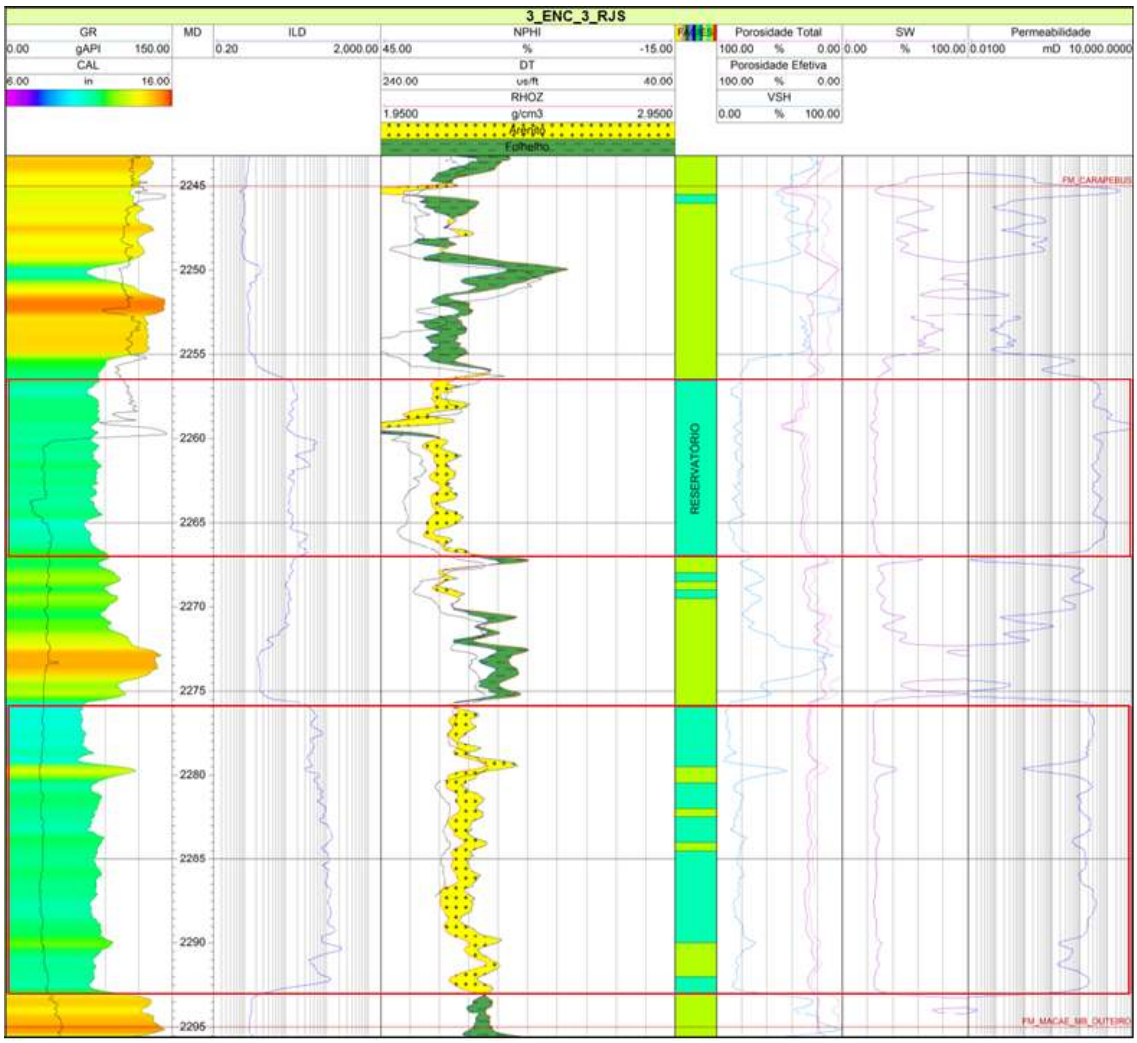

Figura 15: Perfil composto do poço 3-ENC-3-RJS.

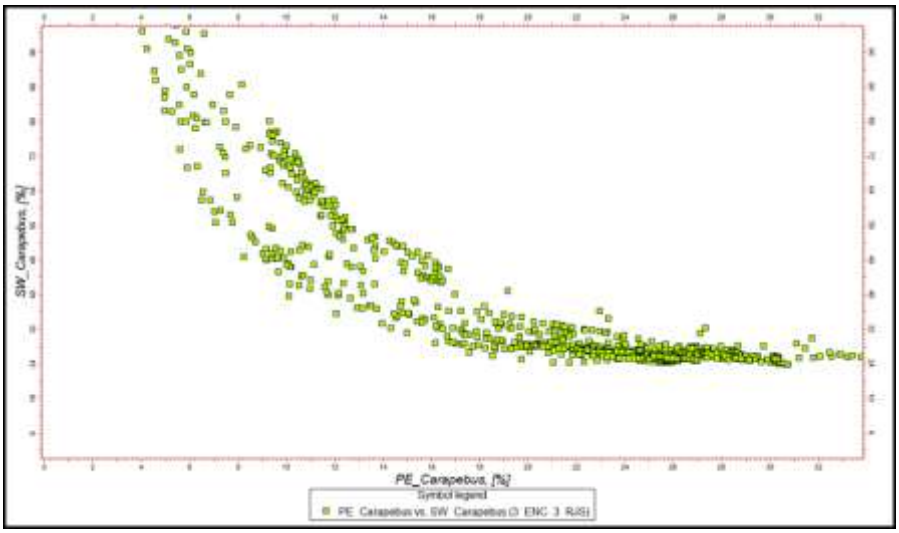

Figura 16: Crossplot do Poço 3_ENC_3_RJS.

Tabela 10: Reservas do Poço 3_ENC_3_RJS

Poço 3_ENC_3_RJS	Intervalo	NetPay	VSH	ϕE	Sw	Sh
Reserva 1	2256 – 2267 m	11 m	16,67%	28,57%	26,32%	73,67%
Reserva 2	2276 -2293m	17 m	17,54%	22,90%	27,06%	72,93%

4.2.4 POÇO 3-ENC-4-RJS

Segundo análise de caliper foram detectados neste poço alguns intervalos de arrombamentos que comprometeram a leitura do perfil. O primeiro intervalo na formação Carapebus ocorre de 2215 até 2231 metros, o segundo ocorre de 2236 até 2246, o terceiro de 2249 até 2253 e por fim um quarto que ocorre de 2259 até 2298 metros (figura 17).

Neste poço há duas reservas de interesse petrolífero com saturação de hidrocarbonetos em torno de 70% (tabela 11). Com base na interpretação do perfil, sugere-se que ambas as reservas sejam caracterizadas por um arenito muito “limpo” com baixíssimo índice de argilosidade, com predominância quartzosa e com baixos níveis de radioatividade. A litologia do poço fora do intervalo de reservatório é marcada pela presença de laminações de areia e argila.

O crossplot deste poço (figura 18) indicou resultados esperados para a estimativa de permeabilidade em zonas de água irredutível. Os dados se aproximaram da tendência de uma curva hiperbólica com dados pouco disseminados, garantindo assim maior acuracidade na estimativa da permeabilidade.

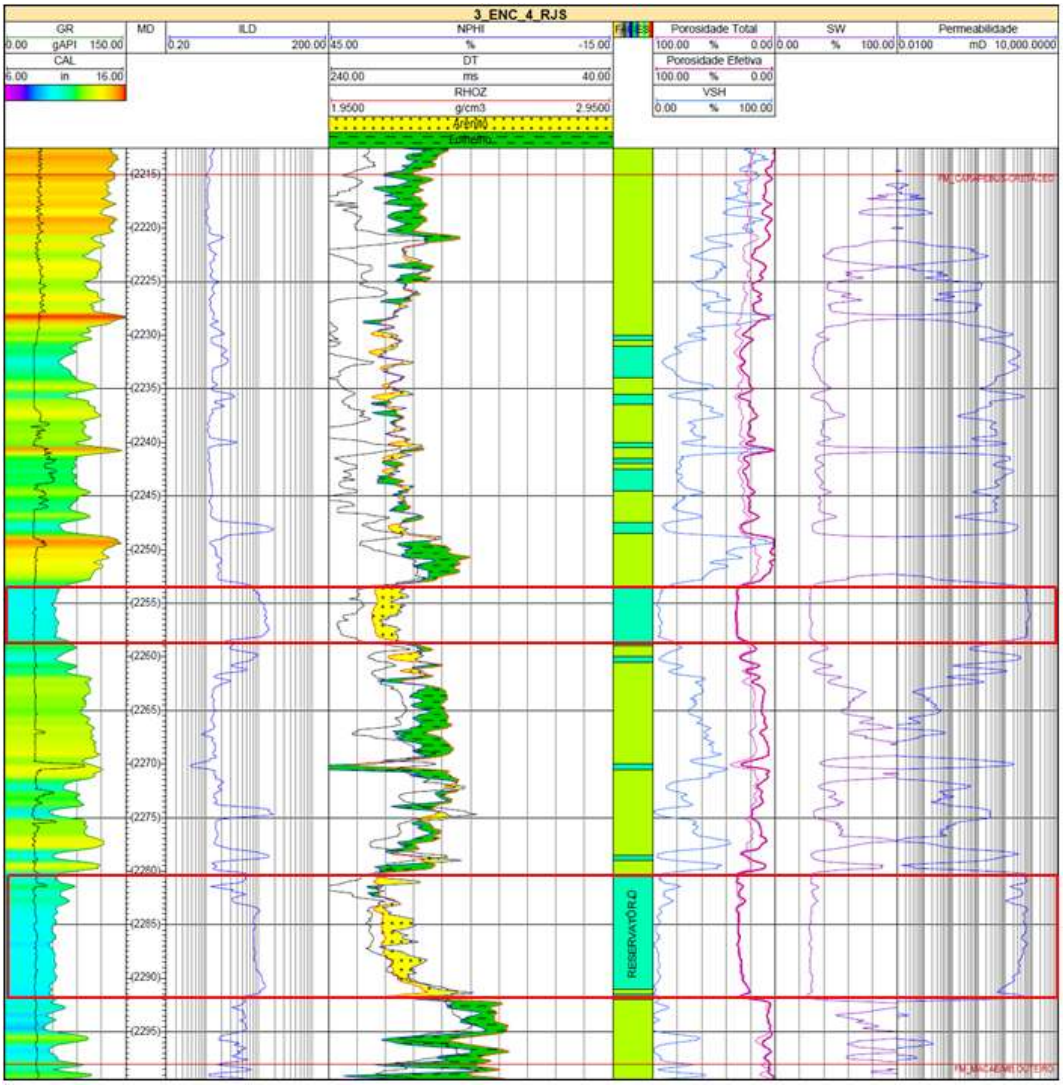

Figura 17: Perfil composto do poço 3_ENC_4_RJS

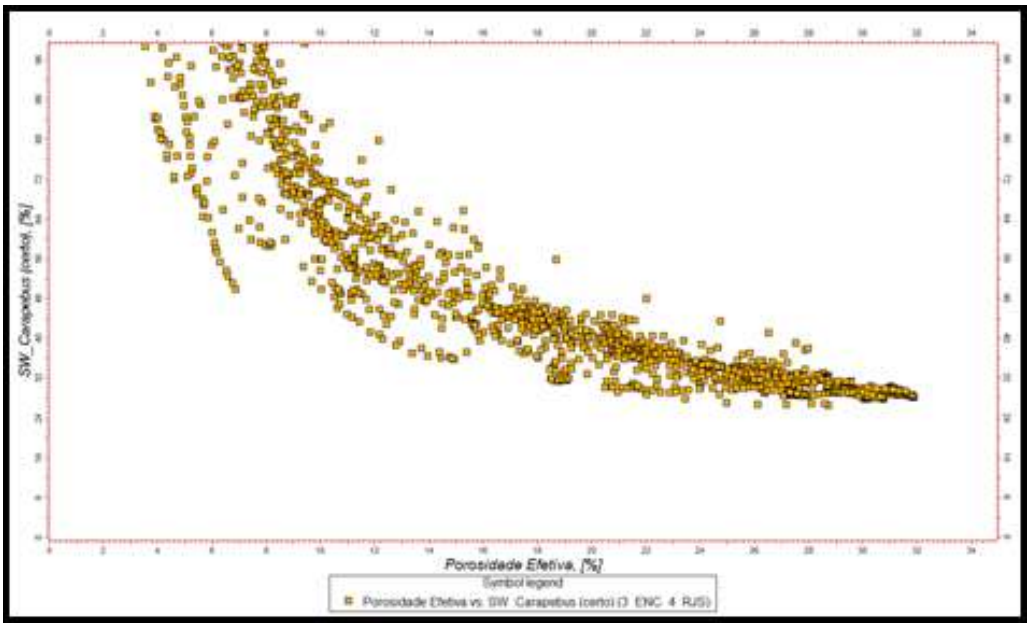

Figura 18: Crossplot do Poço 3_ENC_4_RJS

Tabela 11: Reservas do Poço 3_ENC_4_RJS

Poço 3_ENC_4_RJS	Intervalo	NetPay	VSH	ϕE	Sw	Sh
Reserva 1	2253 – 2259 m	6 m	8,49%	28,70%	30,82%	69,17%
Reserva 2	2281 – 2292 m	11 m	5,74 %	27,76%	29,86%	70,13%

4.2.5 POÇO RJS-0498-RJ

Neste poço foi detectado uma reserva potencial de hidrocarbonetos localizada no intervalo de 2308 até 2344 metros. Sugere-se que abaixo desta profundidade, em torno de 2347 metros, se estabelece o contato óleo-água conforme pode ser observado no perfil através da queda do valor da resistividade e da saturação de água próxima a 100%. O intervalo de 2375 até 2403 metros é uma excelente reserva aquífera (figura 19 e tabela 12).

A litologia da formação Carapebus neste poço é marcada pela ocorrência de arenito argiloso com intercalações de folhelho com exceção da reserva petrolífera que, conforme mostra a curva de Vsh, apresenta uma litologia essencialmente de arenito “limpo” e inconsolidado.

De acordo com o perfil de permeabilidade do poço os valores apresentam-se baixos na profundidade de 2374 até 2403 metros, no reservatório aquífero. O crossplot deste intervalo (crossplot 20) mostra dados dispersos. Tal fato, segundo Asquith (2004), está relacionado a reservatórios com alta produção de água.

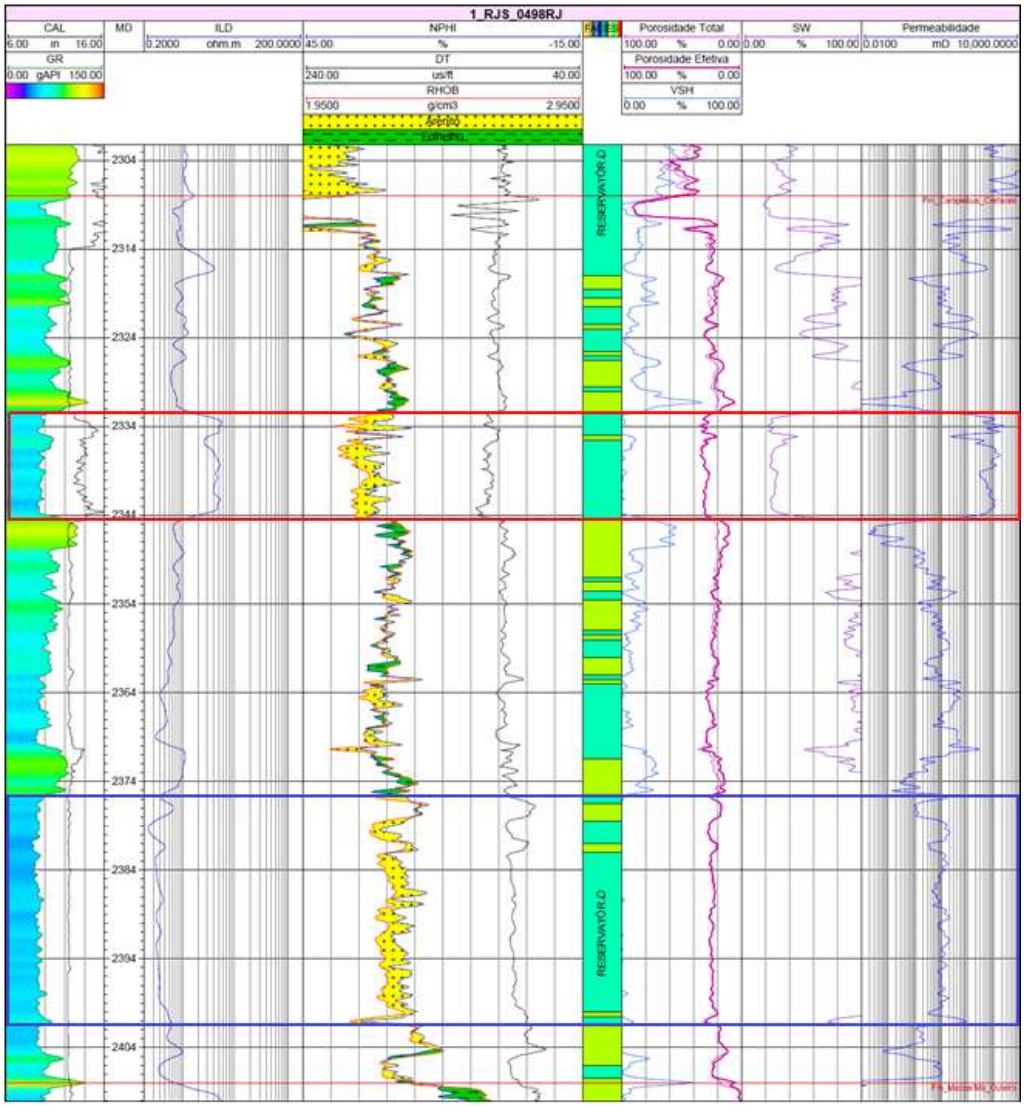

Figura 19: Perfil composto do poço 1RJS_0498_RJ

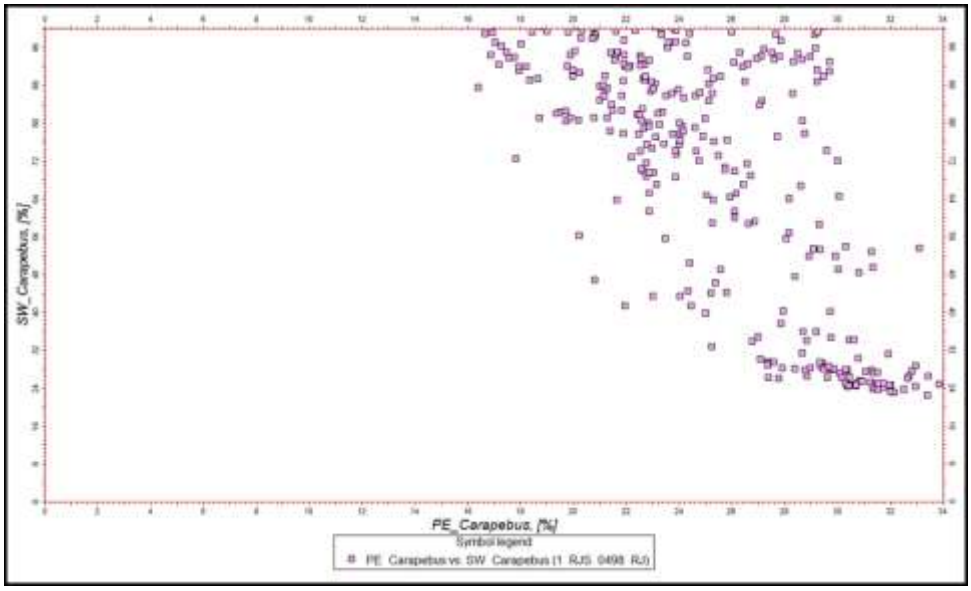

Figura 20: Crossplot do Poço 1RJS_0498_RJ

Tabela 12: Reservas do Poço 1RJS_0498_RJ

Poço 1RJS_0498_RJ	Intervalo	NetPay	VSH	ϕE	Sw	Sh
Reserva 1	2332 – 2344 m	12 m	1,46%	30,04%	28,84%	71,15%

4.3 ASSOCIAÇÃO DOS DADOS DE POÇO À INTERPRETAÇÃO SISMICA DE REFLEXÃO

Com base no estudo da geologia da bacia de Campos, na identificação dos padrões de terminações dos refletores e na geração de sismograma sintético foi possível detectar topo e base do reservatório Carapebus na sísmica e correlacioná-lo com o ambiente deposicional que o originou.

Inicialmente, os dados de sísmicas foram recebidos em tempo e os dados de poços em profundidade, devido a esse motivo para estabelecer uma relação entre ambos fez-se necessário a geração de sismogramas sintéticos a partir de valores de check-shot (fornecidos pela ANP) para o alcance da amarração de poço (figura 21).

Com a geração da sísmica sintética foi possível calcular, a partir de dados de poços, a impedância acústica. Foram utilizados para esse cálculo a curva de densidade e o sintético da curva do sônico, obtido a partir do método de Gardner. Além de estabelecer uma ligação entre os dados sísmicos e de poços, a impedância acústica representa, também, uma propriedade da rocha, que é obtida através do produto da densidade da mesma com a velocidade da onda (figura 21).

A wavelet e a fase obtidas na parametrização dos dados utilizados para a amarração de poço estão demonstradas na figura 22. A escolha dos parâmetros se apresentou boa e como resultado final houve um *shift* de 80 ms.

A execução do sismograma sintético estabelece a relação tempo-profundidade que permite a visualização integrada de dados sísmicos e de poços. A visualização da trajetória do poço na sísmica auxilia na identificação dos refletores sísmicos a partir dos marcadores geológicos, auxiliando assim na interpretação de horizontes.

As figuras 22 e 23 abaixo ilustram, respectivamente, a linha sísmica do levantamento 0241_W_PAMPO_BADEJO_5A não interpretada e a mesma

linha com o topo e a base do reservatório interpretados. A base apresenta maior refletividade, ocasionada pelo forte contraste de impedância acústica entre os arenitos turbidíticos e os carbonatos da Formação Macaé. O pico positivo, em azul, indica a passagem da onda para um meio de maior impedância acústica.

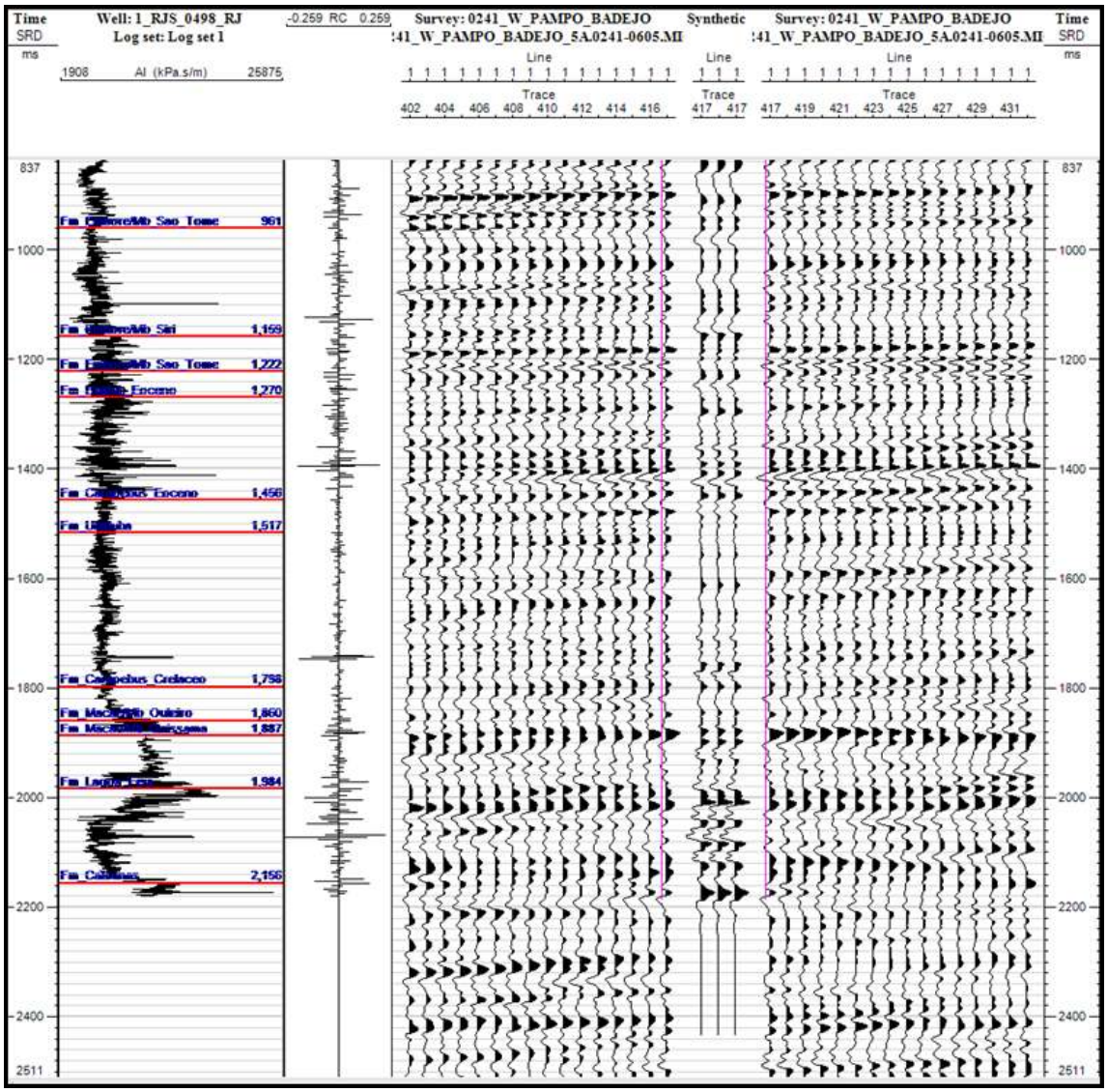

Figura 21: Geração do sismograma sintético

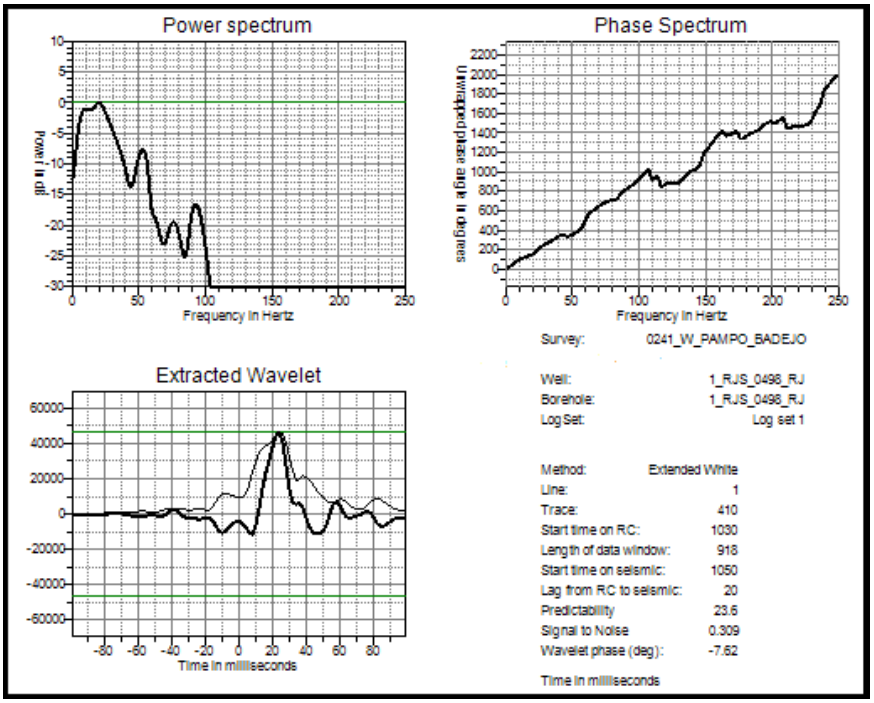

Figura 22: Parâmetros utilizados na amarração de poço

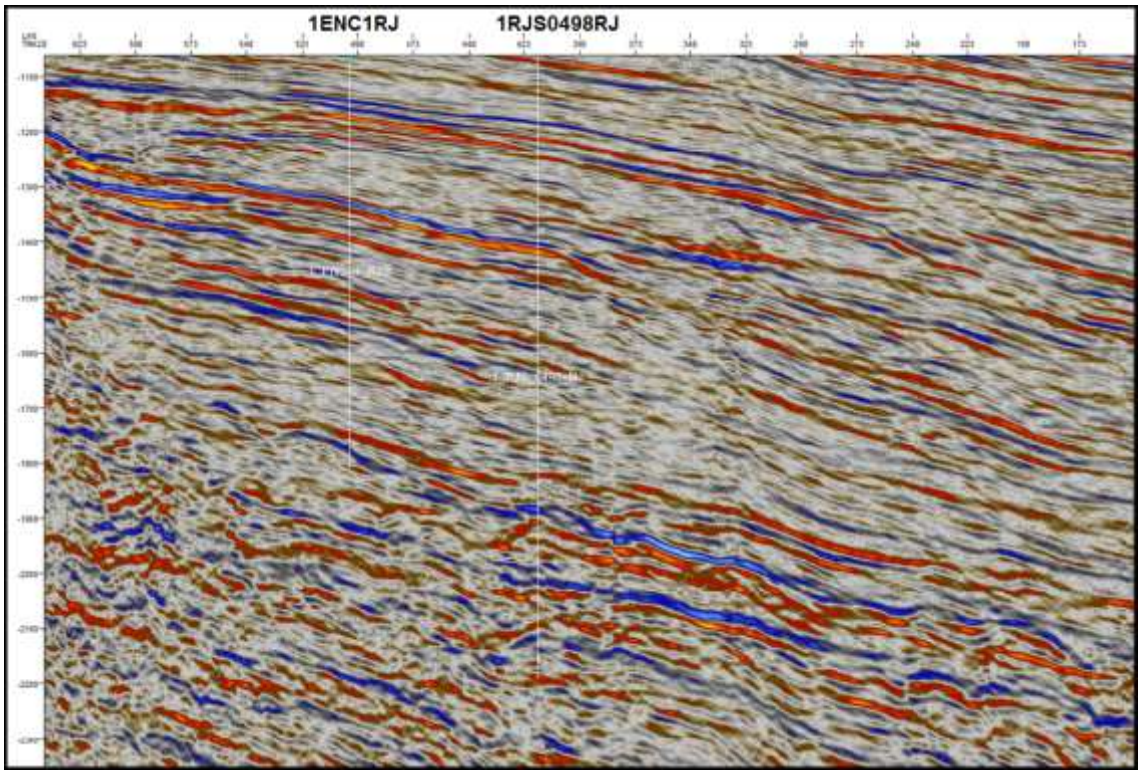

Figura 23: Linha sísmica não interpretada

.

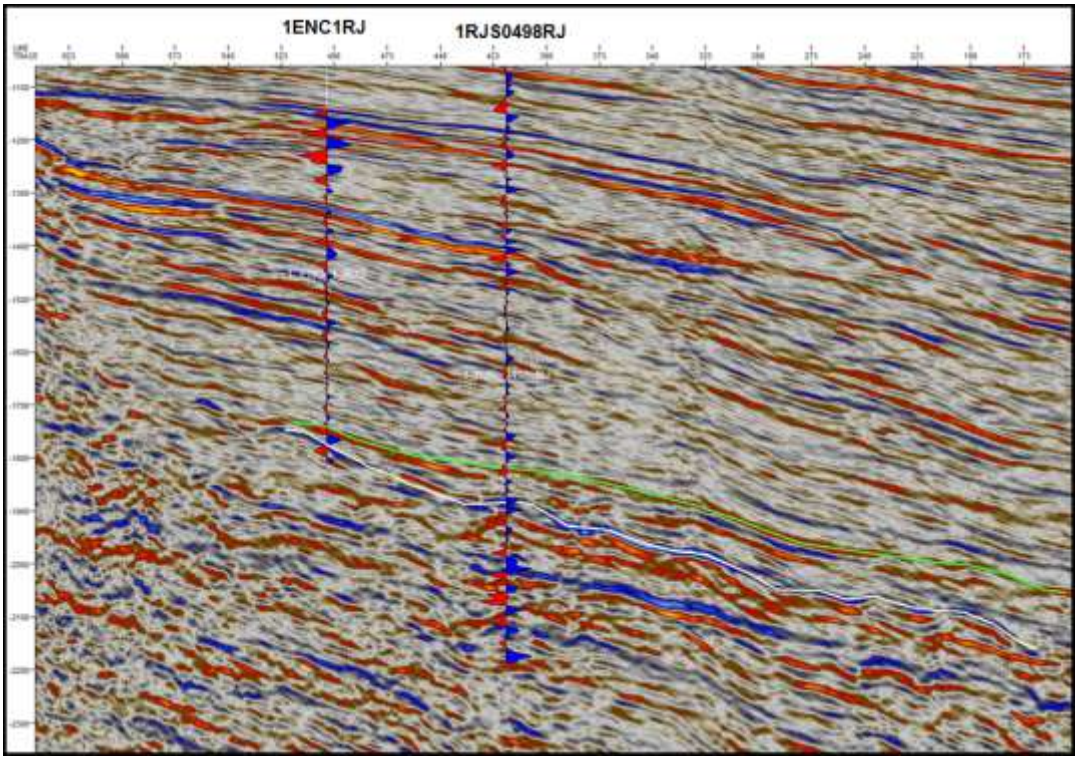

Figura 24:Topo e base do reservatório Carapebus

Nesta seção sísmica pode-se observar a extensão do reservatório Carapebus na orientação NW – SE, no sentido do aumento da batimetria da bacia. Neste sentido a espessura do reservatório aumenta.

A seção dip, que distingui-se pela orientação no sentido de mergulho da bacia, permite a visualização de feições estruturais e estratigráficas ocorridas ao longo do processo deposicional da bacia. De acordo com Makler (2010) as sequências oceânica hemipelágica e carbonática nerítica rasa, que compõem a sedimentação do campo de Peregrino, apresentam um padrão de deposição retrogradante com geometria em onlap na direção do continente (Figura 24). Na seção sísmica (figura 25) o refletor da formação Carapebus apresenta terminação em onlap, representado em preto, sobre a Formação de Macaé, base do reservatório.

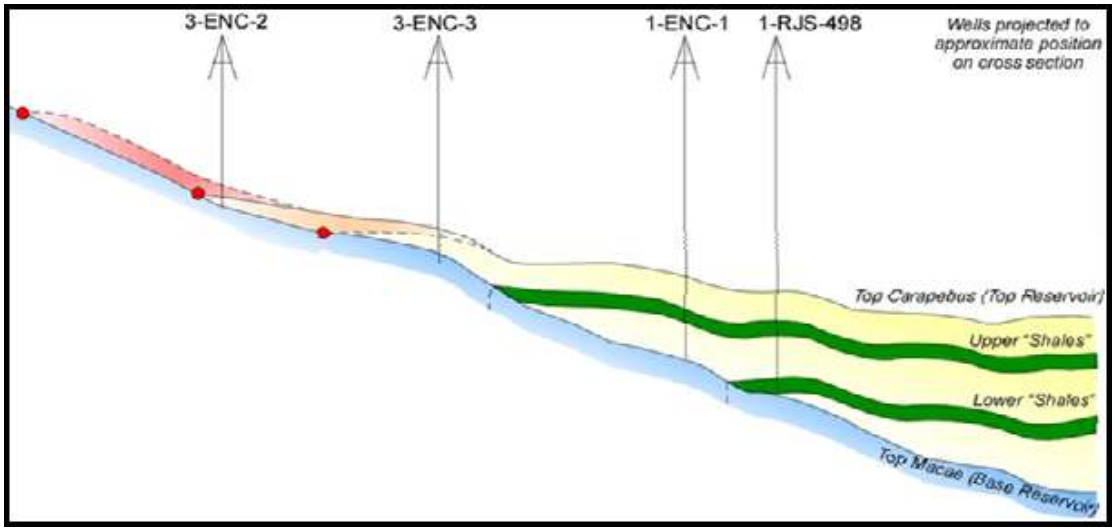

Figura 25: Padrão de terminação de refletor em onlap
(MAKLER, 2010 apud Plan of development, 2007)

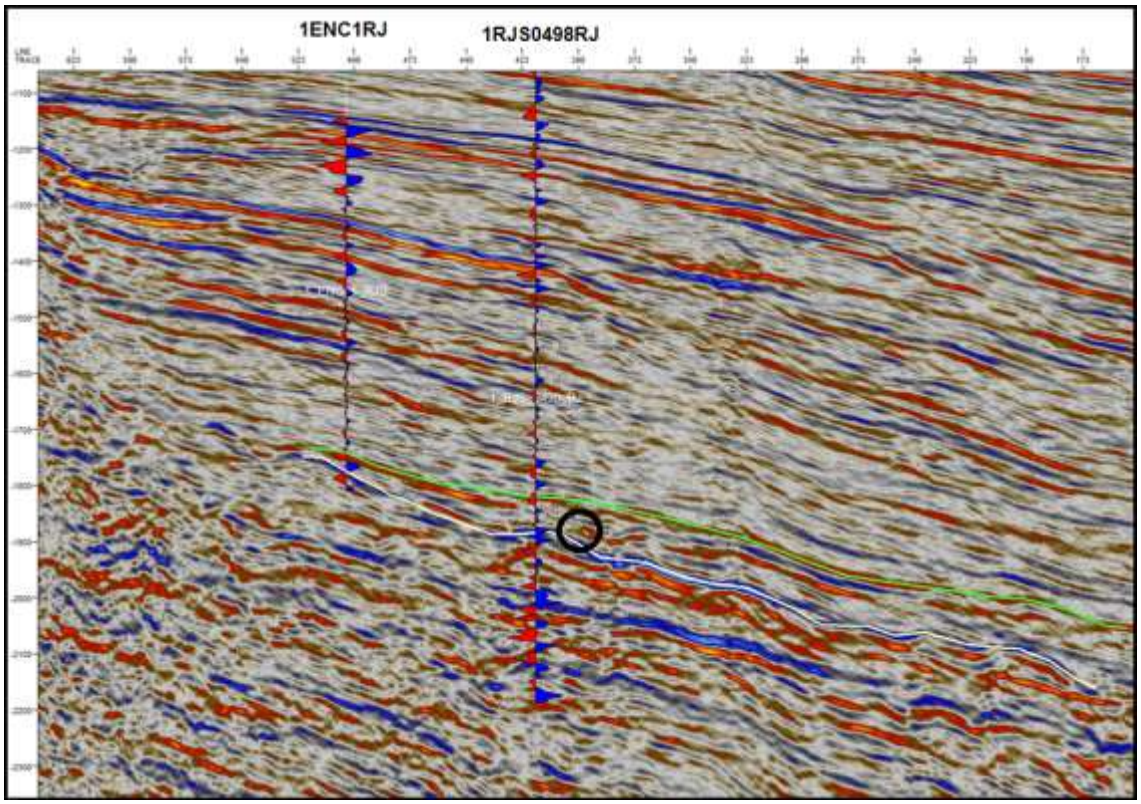

Figura 26: Terminação de refletor em onlap da formação Carapebus sobre a formação Macaé

O padrão de terminação em onlap é caracterizado por sedimentos mais jovens e de baixo ângulo que vão de encontro a um estrato mais antigo e de ângulo acentuado, este tipo de terminação é ocasionado pela deposição sedimentar em períodos de transgressão (VAIL ET. AL., 1977).

Neste período de transgressão iniciou-se a deposição dos sedimentos do grupo Campos. De acordo com a carta estratigráfica de Winter et al. (2007) (Figura 5) a deposição sedimentar da formação Carapebus teve início no Turoniano. Nesta idade, de acordo com Stevanato (2011), ocorreu a deposição de calcilutito intercalados com margas e folhelhos, além de arenitos turbidíticos. Posteriormente a isso ocorreu a deposição em águas profundas, marcando uma alteração no padrão deposicional dos sedimentos. Neste contexto foram depositados folhelhos e areias de leques submarinos, correspondente às formações Ubatuba e Carapebus, respectivamente (STEVANATO, 2011).

CAPÍTULO 5: CONCLUSÃO

O reservatório Carapebus foi caracterizado com base na interpretação de dados de sísmica de reflexão e com base nas propriedades petrofísicas da rocha. Como resultado final foi possível identificar o topo e a base do reservatório e comprovar que os métodos e parâmetros adotados para os cálculos de porosidade efetiva, saturação de água e saturação de hidrocarbonetos foram corretos e dentro do esperado quando comparados com os valores dessas mesmas propriedades petrofísicas calculadas no plano de desenvolvimento (P&D) do campo de peregrino. De acordo com o P&D, o reservatório de Carapebus possui reservas com saturação de hidrocarbonetos compatíveis com os valores encontrados neste trabalho.

Nas regiões do reservatório Carapebus do campo de Peregrino as curvas de porosidade total e porosidade efetiva se mantiveram bem próximas, o que indica que o percentual total de poros que podem ser preenchidos por fluidos se assemelha ao percentual de poros interconectados, caracterizando o reservatório com uma forte presença de sedimentos inconsolidados responsáveis pelo elevado grau de porosidade efetiva da rocha e pelo acúmulo de óleo pesado em torno de 14 gAPI.

O método escolhido para a obtenção da permeabilidade, com base essencialmente na porosidade efetiva e na saturação de água, apresentou resultados mais positivos para os poços 3_ENC_3_RJS e 3_ENC_4_RJS onde as zonas de saturação de água da formação correspondiam às zonas de saturação de água irredutível. O cálculo da permeabilidade é complexo já que esta propriedade é afetada por diversos fatores, tais como: o tamanho; a forma;

o selecionamento e o empacotamento dos grãos; e o grau de consolidação e cimentação. Dessa forma, a estimativa da permeabilidade somente com base no efeito da porosidade e da saturação pode-se tornar ineficiente em alguns casos.

CONSIDERAÇÕES FINAIS

Como consideração final, para aumentar os conhecimentos do reservatório Carapebus do Campo de Peregrino introduzidos neste trabalho, sugere-se acrescentar em projetos futuros os seguintes tópicos:

- Maior abordagem da Sísmica na caracterização do reservatório de Carapebus através da utilização de sísmica 3D, aumentando assim, a acuracidade das informações; e
- Caracterização mais abrangente do reservatório Carapebus do Campo de Peregrino através do maior enfoque das fácies que compõem o reservatório.

BIBLIOGRAFIA:

ANP (BDEP). **WebMaps.** Disponível em: http://maps.bdep.gov.br/website/mapas/viewer.htm. Acesso em 31 de Julho de 2013.

ASQUITH, G. & KRYGOWSKI, D. **Basic Well Log Analysis.** 2 ed. Tulsa, Oklahoma. The American Association of Petroleum Geologists. 2004. p244.

BIZZI, L. A.; SCHOBBENHAUS, C.; VIDOTTI, R. M.; GONÇALVES, J. H. **Geologia, Tectônica e Recursos Minerais do Brasil: texto, mapas & SIG**. Brasília. 2003. Serviço Geológico do Brasil-CPRM. p.692.

CAINELLI, C. e MOHRIAK, W. **Some Remarks on the Evolution of Sedimentary Basins along the Eastern Brazilian Continental Margin**. 1999. Episodes, V.22, n^{0}3, p. 206-216.

CONTRERAS, S.A.C. & DE CASTRO, J.C. **Metodologia para determinar parâmetros petrofísicos de corte em um campo de petróleo: o caso Socororo, bacia do Oriente, Venezuela.** Revista Escola de Minas. Ouro preto. v.65, n°.3. Jul/Set 2012.

COSTANZO, C.P. **Aplicação da Modelagem Sísmica 1D para a Caracterização do Campo de Namorado.** Campinas, 2007. Disponível em: http://www.portalabpg.org.br/PDPetro/4/resumos/4PDPETRO_1_2_0073-1.pdf . Acesso em 23 de Julho de 2013.

DA SILVA, R.M. **Evolução Morfotectônica e significado estratigráfico do alto de Cabo Frio no contexto da segmentação das bacias de Campos e Santos.** Niterói, 2010. Universidade Federal Fluminense. Programa de Pós-Graduação em Geologia e Geofísica Marinha.

FRANZ, A.P. **Análise Sismoestratigráfica da Seção Rift da Bacia de Campos.** Porto Alegre, 2012. Universidade Federal do Rio Grande do Sul (UFRGS).

FRANZINI, A.S. **Avaliação hidrogeológica em área de assentamento.** Rio Claro, 2010. Mestrado em gociências e meio ambiente. Universidade Estadual Paulista.

IGLESIAS, R. **Conceitos de Engenharia de Reservatório.** 2009. Centro de Excelência em Pesquisa sobre Armazenamento de Carbono (CEPAC).

KEAREY, P., BROOKS, M. & HILL, I. **Geofísica de Exploração.** 1 ed**.** São Paulo. Oficina de textos. 2009. p.438.

MAKLER, M. **Aplicação dos atributos de inversão sísmica na caracterização litológica do Campo de Peregrino – Bacia de Campos**. Niterói. 2010. Dissertação (mestrado em geologia e geofísica marinha). Universidade Federal Fluminense.

MILANI, E.J., BRANDÃO, J.A.S.L., ZALÁN, P.V. & GAMBOA, L.A.P. **Petróleo na Margem Continental Brasileira: Geologia, Exploração, Resultados e Perspectivas.** Revista Brasileira de Geofísica. São Paulo. v.18, n° 3, 2000.

MINEROPAR. Serviço Geológico do Paraná. Disponível em: http://www.mineropar.pr.gov.br/modules/glossario/conteudo.php?conteudo=B. Acesso em 27 de Maio de 2014.

MORANI, B.M. **Caracterização Petrofísica de Reservatório Petrolífero na Formação Carapebus, Bacia de Campos.** Rio de Janeiro. 2012.Graduação em Geologia. Universidade Federal do Rio de Janeiro – UFRJ

NERY, G.G. **PERFILAGEM GEOFÍSICA**. Salvador. 2004. Disponível em: http://www.geraldogirao.com/ . Acesso em 22 de Julho de 2013.

OLIVEIRA FILHO, F.A.O. **O Projeto de Monitoramento Ambiental na Etapa de Perfuração de Poços Marítimos de Óleo e Gás no Brasil: Um Estudo de Caso na Bacia de Campos**. Rio de Janeiro. 2012. Dissertação (Mestrado em Engenharia Ambiental). Escola Politécnica & Escola de Química, da Universidade Federal do Rio de Janeiro.

PREDA, W.N.; Pereira, I.E.M.; Ramos, E.M.; Alves, A.C. **Caracterização dos Reservatórios da Formação Paracuru no Campo de Curimã, Bacia do Ceará.** Boletim de Geociências da PETROBRAS, Rio de Janeiro. v.10, n1-4. p.43-54. Jan/Dez 1996.

RABELO, S.K.L. **Estudo sobre a viabilidade do cálculo da porosidade com base em um conjunto reduzido de perfis e a sua aplicação na Bacia de Almada/BA.** Macaé, 2004. Mestrado em Engenharia de Reservatório e de Exploração. Universidade Estadual do Norte Fluminense – UENF.

REVISÃO DO PLANO DE DESENVOLVIMENTO DO CAMPO DE PEREGRINO. 2013. Statoil (Permissão somente para consulta). Rio de Janeiro.

RIDER, M. **The Geological Interpretation of Well Logs**. 2 ed. Scotland. Rider-French Consulting Ltd, Sutherland. 2002. p280.

RIDER, M & KENNEDY, M. The Geological interpretation of well logs. 3 ed. Scotland. Rider-French Consulting Ltd. 2011. p432.

RODRIGUEZ, M.R., COLELA, O., SUSLICK, S.B. Os processos de licitação de áreas exploratórias e áreas inativas com acumulações marginais no Brasil. Revista Brasileira de Geociências, São Paulo. v.38, n2. 2008.

SERRA, O. **Fundamentals of well-log interpretation**. 1 ed. Amsterdam. Elsevier Science B.V. 1984. p423.

STATOIL. Disponível em: http://www.statoil.com/en/Search/Pages/default.aspx?k=Peregrino%20&key=1&s=. Acesso em 07 de Julho de 2013.

STEVANATO, A.C.R.S. **Análise Petrofisica de Reservatórios.** Campinas. 2011. Graduação em Geologia. Universidade Estadual de Campinas.

TIAB,D. & DONALDSON,C. **Petrophysics.** Theory and Practice of Measuring Reservoir Rock and Fluid Transport Properties. Houston. Gulf publishing Company. 1996. p. 706.

THOMAS, J.E. **Fundamentos de Engenharia de Petróleo**. Rio de Janeiro. Editora Interciência. 2001. p.271.

VAIL, P.R., MITCHUM Jr., R.M., THOMPSON III, S., 1977. **Seismic stratigraphy and global changes of sea level, part 3: Relative Changes of Sea Level from Coastal Onlap.** In: Seismic Stratigraphy — Applications to Hydrocarbon Exploration. Memoir, vol.26. American Association of Petroleum Geologists, pp. 63–81.

WINTER, W.R., JAHNERT, R.J. & FRANÇA, A.B. **Bacia de Campos**. Boletim de Geociências da Petrobras, Rio de Janeiro.v.15, n. 2, p. 511-529, maio/nov. 2007.